

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з агрегатами типу СВ-546/90-32 з дослідженням особливостей експлуатації високовольтних вимикачів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-21м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Федорова А. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

« 14 » грудня 2022 р.

Опонент:

Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

« 15 » грудня 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 15 » грудня 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

_____ 2022 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Федоровій Антонині Василівні _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з агрегатами типу СВ-546/90-32 з дослідженням особливостей експлуатації високовольтних вимикачів»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.

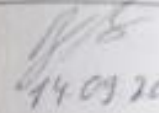



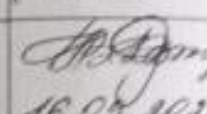

затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 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 70 км; вид промисловості району – друкарських та оздоблювальних фабрик; максимальна потужність, що віддається в систему 100 МВт; номінальна потужність системи 8000 МВА; номінальний опір системи 0,32 в.о.; номінальна напруга системи 110 кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Експлуатація високовольтних вимикачів. 4. Автоматизована система керування технологічним процесом ГЕС. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 6. 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 коміррки ВРУ-110 кВ. 5. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ 110 кВ. 6. План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. 7. Експлуатація високовольтних вимикачів. 8. Автоматизована система керування ТП ГЕС. 9. Техніко-економічні показники станції.

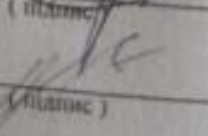
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	викон. пр.
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафе- дри ЕСС	 14.09.2022 р.	
Охорона праці та безпе- ка в надзвичайних ситу- аціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафе- дри ЕСС	 16.09.2022	

7. Дата видачі завдання 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	07.09.22	12.09.22
3	Електротехнічна частина	13.09.22	05.10.22
4	Експлуатація високовольних вимикачів	06.10.22	20.10.22
5	Автоматизована система керування ТП ГЕС	21.10.22	30.10.22
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуа- ціях	01.11.22	10.11.22
7	Економічна частина	11.11.22	16.11.22
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.12.22
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22
	Захист МКР	19.12.22	

Студент
Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

А. В. Федоренко
В. О. Лесько

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Федорова Антоніна Василівна «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з агрегатами типу СВ-546/90-32 з дослідженням особливостей експлуатації високовольтних вимикачів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2022. 107 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 34 назв; рис.: 24; табл. 35.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 120 МВт. Проведено техніко-економічне обґрунтування проєктування гідроелектростанції. Спроектовано електротехнічну частину станції: розраховано графіки електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, обрано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки (ВРУ) 110 кВ і схему власних потреб. На підставі розрахунку струмів короткого замикання обрано комутаційні апарати, ошиновку, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею, а також розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ-110 кВ. Досліджено задачі експлуатації високовольтних вимикачів. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: гідроелектрична станція, генератор, трансформатор, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, високовольтний вимикач

ABSTRACT

Fedorova Antonina «The electrical part of a 120 MW hydroelectric power station with units CB-546/90-32 with a study of the features of operation of high-voltage circuit breakers». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2022. 107 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 34 titles; fig.: 24; tabl. 35.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant (HPP) with a capacity of 120 MW was designed. The technical and economic substantiation of the design of the hydroelectric power station was carried out. The electrical part of the station was designed: the electrical load schedules were calculated, the main and auxiliary equipment was selected, the structural diagram of the station, the diagram of the 110 kV open switchgear and the diagram of own needs were selected. Based on the calculation of short-circuit currents, switching devices, busbars, measuring transformers, means of limiting overvoltages, a storage battery were selected, and lightning protection and grounding device of the 110 kV open switchgear were also calculated. The problems of operation of high-voltage circuit breakers were investigated. An analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the power plant was carried out, and safety measures for the life of the personnel in emergency situations were proposed.

Keywords: hydroelectric plant, generator, transformer, open switchgear, storage battery, high-voltage circuit breaker

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ГЕС	9
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень.....	11
2.2 Вибір гідрогенераторів.....	15
2.3 Вибір структурної схеми станції.....	15
2.4 Вибір схем ВРУ 110 кВ	20
2.5 Вибір схеми власних потреб станції.....	25
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	26
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	37
2.8 Вибір комутаційних апаратів.....	40
2.9 Вибір струмоведучих частин	41
2.10 Вибір кабелів	44
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	45
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загоро- джувачів	49
2.13 Вибір акумуляторної батареї	50
2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ.....	52
3 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ	55
3.1 Причини відмови високовольтних вимикачів	56
3.2 Особливості роботи високовольтних вакуумних вимикачів.....	59
3.2.1 Принцип дії вакуумних вимикачів.....	59
3.2.2 Особливості експлуатації вакуумних вимикачів.....	61
3.2.3 Переваги та недоліки вакуумних вимикачів	62
3.3 Особливості роботи високовольтних елегазових вимикачів.....	63

3.3.1	Принцип дії елегазових вимикачів.....	63
3.3.2	Особливості експлуатації елегазових вимикачів.....	64
3.3.3	Переваги та недоліки елегазових вимикачів.....	69
4	АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧ-	
	НИМ ПРОЦЕСОМ ГЕС	72
4.1	Загальна характеристика оптимізаційних задач, які розв’язуються АСК ТП	72
4.2	Підготовка вихідних даних для оптимізації режимів	73
4.3	Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому	74
4.4	Побудова залежності втрат активної потужності від потужності генерації.....	75
4.5	Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів витрат умовного палива	78
4.6	Оптимальний розподіл активної потужності між агрегатами станції.....	80
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	84
5.1	Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов’язаних з обслуговуванням високовольтних вимикачів.	84
5.2	Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування високовольтних вимикачів на ВРУ ГЕС потужністю 120 МВт	86
5.2.1	Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	86
5.2.2	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	89
5.3	Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	92
6	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	95
6.1	Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	95
6.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції	96
6.2.1	Амортизація основних фондів.....	97
6.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати.....	98
6.2.3	Інші витрати.....	101

6.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	101
6.3 Аналіз отриманих результатів	102
ВИСНОВКИ	104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	105
ДОДАТКИ	107
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	108
Додаток Б Технічне завдання МКР	109
Додаток В. Випробування високовольтних вимикачів	113
Додаток Г. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 120 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	118
Г.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 120 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	119
Г.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу	120
Г.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій	123
Додаток Д. Ілюстративна частина	126

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

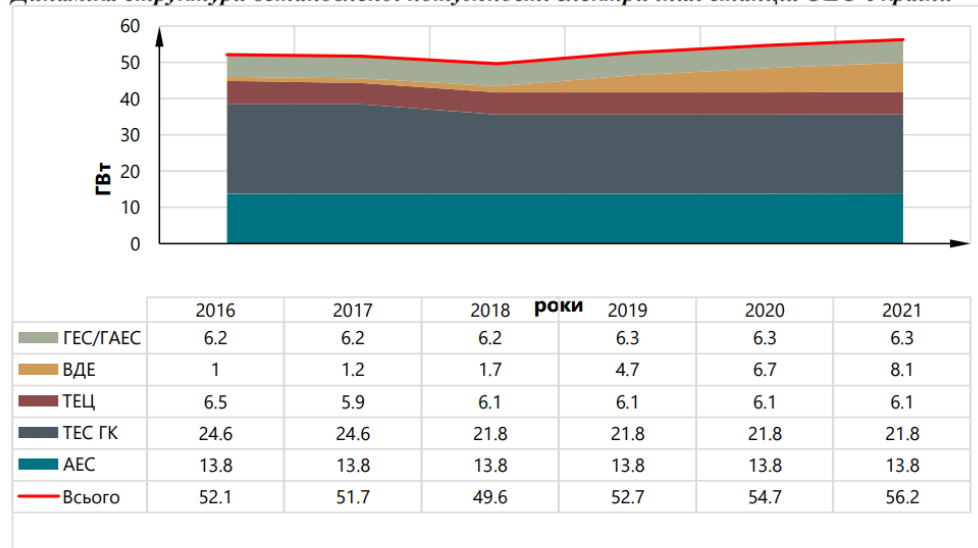
АБ – акумуляторна батарея;
АСК – автоматизована система керування;
БТ – блочний трансформатор;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція;
ГГ – гідрогенератор;
ГЕС – гідравлічна електрична станція;
ГТВП – головний трансформатор власних потреб
ЕЕС – 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.
ЩУ – щит управління

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток енергетики суттєво впливає на стан економіки та рівень життя людей в державі в цілому. Тому надійне, безпечне та економічно обґрунтоване задоволення потреб суспільства в енергетичних продуктах є пріоритетним завданням енергетичної політики держави. В даному контексті досить важлива саме гідроенергетика з точки зору генерування електроенергії, а також як цілий комплекс додаткових функцій [1, 2].

На рисунку В.1 наведена структура встановленої потужності електростанцій (ЕС) об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України. Загальна встановлена потужність ЕС ОЕС України складає 56,247 ГВт. З них 49,7 % припадає на теплові електростанції (КЕС, ТЕЦ, блок-станції), 24,6 % – на атомні електростанції, 11,2 % – на гідроелектростанції та гідроакумлюючі електростанції, 14,5 % – на електростанції, що працюють на відновлюваних джерелах енергії – ВЕС, СЕС, БіоЕС (станом на 31.12.2021 р.) [3].

*Динаміка структури встановленої потужності електричних станцій ОЕС України**



* без урахування ТНКТ АР Крим, Донецької та Луганської областей

Рисунок В.1 – Динаміка структури встановленої потужності електричних станцій ОЕС України (станом на 31.12.2021 р.)

Основні гідроенергетичні потужності зосереджені на десяти ГЕС та трьох гідроакумлюючих станціях (ГАЕС), які входять до складу ПрАТ

«Укргідроенерго», на річках Дніпро, Дністер, Південний Буг, Тербля і Ріка (Теребле-Ріцька ГЕС) [1, 3].

Гідроелектростанції (ГЕС), які експлуатуються в Україні забезпечують виробництво приблизно 12 % усієї виробленої електроенергії [2, 3]. Гідроенергетика забезпечує процес виробництва електроенергії при невисоких експлуатаційних витратах і тривалих термінах експлуатації. А також відіграє ключову роль в утриманні стійкості ОЕС України за рахунок високоманеврених потужностей під час регулювання добових графіків навантаження й покриття пікової частини. Також ГЕС виконують функцію аварійного резерву потужності.

Гідроенергетика відіграє важливу роль у енергосистемі України, тому що ГЕС та ГАЕС є основними джерелами високоманеврених пікових потужностей. Згідно Енергетичної стратегії України [4] до 2035 року визначено будівництво нових гідро- та гідроакумуючих потужностей. На сьогодні це особливо актуально, оскільки зруйновано багато діючих енергетичних об'єктів і енергетика працює в обтяженому режимі. Реалізація нових проєктів дозволить до 2035 року довести частку маневрених потужностей гідроелектростанцій до 16 % у загальному обсязі.

Аварії й порушення нормальної роботи в процесі виробництва та передачі електричної енергії можуть викликати за собою погіршення або зупинку роботи підприємств промисловості, транспорту, а також ускладнюють роботу побутових споживачів. Тому основною вимогою до персоналу електричних станцій та електричних мереж (ЕМ) є «забезпечення безперебійного електропостачання споживачів і надійної роботи обладнання» [5].

Важливим елементом розподільних установок електричних станцій та підстанцій електричних мереж є комутаційні апарати. Від їх надійної та безперебійної роботи залежать надійність та безперебійність електропостачання в цілому. В процесі експлуатації характеристики обладнання погіршуються. Тому важливо виконувати своєчасні профілактичні випробування й діагностику, щоб запобігти передчасному старінню ізоляції та виходу з ладу апаратів, а також вдосконалювати існуючі методи

Отже, дослідження та аналіз питань експлуатації високовольтних вимикачів, а також проектування нових гідроелектростанцій є актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 120 МВт, а також аналіз методів проектування гідроелектричних станцій та питань експлуатації високовольтних вимикачів.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- аналіз методів, що застосовують під час проектування гідроелектростанцій;
- проектування головної схеми з'єднань ГЕС потужністю 120 МВт;
- проектування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, розрахунок заземлювального пристрою та грозозахисту ВРУ 110 кВ;
- аналіз задач експлуатації високовольтних вимикачів;
- розроблення заходів з охрони праці оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації вимикачів та дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів;
- розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС потужністю 120 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина гідроелектростанції.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. При проектуванні головної схеми електричних з'єднань ЕС використовуються елементи теорії надійності.

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ГЕС

Енергетична безпека країни відіграє важливу роль у функціонуванні держави взагалі. На сьогодні можна стверджувати, що енергетика – це одна з ключових галузей, від якої залежать розвиток і добробут суспільства.

Якщо досліджувати поточний стан генерувальних потужностей в Україні, то можна зазначити наявність дефіциту маневрених та резервних потужностей. На сьогодні, на думку багатьох фахівців, гідроенергетика є головним джерелом мобільного резерву. Однак в балансі потужностей енергосистеми України потужності гідро- й гідроакумуючих станцій не вистачає [1-3].

Перевагою гідроенергетики є гнучке та чисте виробництво електроенергії, акумулювання водних ресурсів, зменшення залежності від видобутку та наявності паливних ресурсів, мінімум забруднюючих речовин. Також гідроенергетика в комплексі з іншими джерелами, наприклад, ВДЕ, АЕС сприяє їхньому розвитку, оскільки покриває попит, коли ці джерела є недоступними або навпаки виступає в ролі споживачів (ГАЕС в насасному режимі) в період мінімуму навантажень.

До переваг гідроенергетики можна віднести [6-8]:

- мінімум забруднень та викидів в навколишнє середовище (гідроенергетика – низьковуглецева технологія, що сприяє зниженню вуглецевих викидів та забруднення від викопного палива);
- сприяння розвитку інших відновлюваних джерел енергії, таких як вітрові, сонячні електроустановки;
- відносно низька собівартість електроенергії внаслідок відсутності паливної складової у елементах витрат на виробництво (найдешевша генерація з усіх традиційних видів джерел електроенергії);
- відносно стабільна й керована електроенергія (порівняно з іншими видами ВДЕ);
- розвиток гідроенергетики сприяє залученню інвесторів та розвитку місцевих громад.

Сьогодні багато уваги приділяється питанню декарбонізації національної

мережі [7-9]. Гідроенергетика забезпечує чистою, безвуглецевою енергією населення в багатьох країнах світу. Саме гідроенергетика успішно інтегрує надлишок енергії сонячних та вітрових станцій в мережу. За рахунок гнучкості й високої маневреності гідроелектростанцій вдається швидко збалансувати коливання, зумовлені хмарністю або змінами швидкості вітру. Особливе місце у забезпеченні балансу в енергосистемі займають гідроакумулюючі електростанції. Все це свідчить про те, що саме гідроенергетика допомагає іншим відновлювальним джерелам бути ефективними [7].

Окремо можна зазначити переваги гідроакумулюючих станцій, які є частиною гідроенергетики. ГАЕС працюють у двох режимах: насосному та турбінному. Під час першого режиму ГАЕС споживають надлишкову електроенергію, що виробляють інші станції. В цей час на ГАЕС відбувається перекачування води з нижнього б'єфу у верхній – акумулюючий басейн. Під час другого режиму – турбінного – вода з верхнього б'єфу скидається в нижнє водосховище, обертаючи при цьому турбіну гідроагрегата. Таким чином, ГАЕС віддає в мережу всю зібрану енергію, коли вона найбільше необхідна [7].

Таким чином, необхідно продовжувати розвиток гідроенергетики з її спроможністю забезпечувати як надійну, так і гнучку електроенергію для підтримки зростання інших відновлюваних джерел, для зменшення використання викопних видів палива, таких як вугілля. Гідроенергетика може принести чисту позитивну користь навколишньому середовищу та суспільству [9].

Значна частина обладнання гідроелектростанцій України експлуатується впродовж 30 – 60 років і більше за часту в обтяжених експлуатаційних умовах, які не завжди відповідають оптимальним, які передбачені у проектах під час будівництва [4]. Тому вкрай важливою й необхідною є реконструкція та модернізація стнцій.

Виходячи з цього, проектування та будівництво нової гідроелектростанції потужністю 120 МВт є актуальним завданням та важливою сходинкою в реалізації енергетичної безпеки України.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень району, що обслуговується. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в елементах електропередачі, а також витрати на власні потреби станції [10].

Постійні втрати підраховуються за формулами:

$$\Delta P_1 = \Delta P'_{1*} \cdot P_{p.\max}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_1 = 0,02 \cdot 100,0 = 26 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2t} = \frac{P'_{2*} \cdot P_{pt}^2}{P_{p.\max}}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_2 = \frac{0,14 \cdot 90^2}{100} = 11,3 \text{ МВт};$$

Потужність яка видається до шин РУ в систему:

$$P_{\text{вид.т}} = P_{pt} + \Delta P_{lp} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.3)$$

$$P_{\text{с.вид1}} = 90 + 2 + 11,3 = 103,3 \text{ МВт};$$

Витрати потужності на власні потреби:

$$P_{\text{ВПт}} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{вид.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид.макс}}, \quad (2.4)$$

$$P_{ВП} = \left(0,4 + 0,6 \frac{103,3}{100} \right) \cdot \frac{2}{100} \cdot 116 = 2,1 \text{ МВт},$$

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

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

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

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$P_{вир,t} = P_{вид,t} + P_{ВПt}; \quad (2.5)$$

$$P_{вир,t} = 103,3 + 2,1 = 105,4 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричного навантаження для зими та літа (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови добового графіка навантаження

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-7	7-11	11-14	14-16	16-18	18-19	19-22	22-24
Навантаження системи, %	Повновод	90	95	100	100	100	100	90	90
	Маловод	25	30	30	30	25	30	25	25
Навантаження системи, МВт	Повновод	90	95	100	100	100	100	90	90
	Маловод	25	30	30	30	25	30	25	25
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	2	2	2	2	2	2	2	2
	Маловод	2	2	2	2	2	2	2	2
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	11,3	12,6	14,0	14,0	14,0	14,0	11,3	11,3
	Маловод	0,9	1,3	1,3	1,3	0,9	1,3	0,9	0,9
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	103,3	109,6	116,0	116,0	116,0	116,0	103,3	103,3
	Маловод	27,9	33,3	33,3	33,3	27,9	33,3	27,9	27,9
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	2,1	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,1	2,1
	Маловод	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	105,5	111,8	118,3	118,3	118,3	118,3	105,5	105,5
	Маловод	29,1	34,6	34,6	34,6	29,1	34,6	29,1	29,1

Примітки:

- 1) тривалість багатоводного сезону – 90 діб;
- 2) тривалість маловодного сезону – 275 діб;
- 3) $P'_{ВП} = 2\%$;

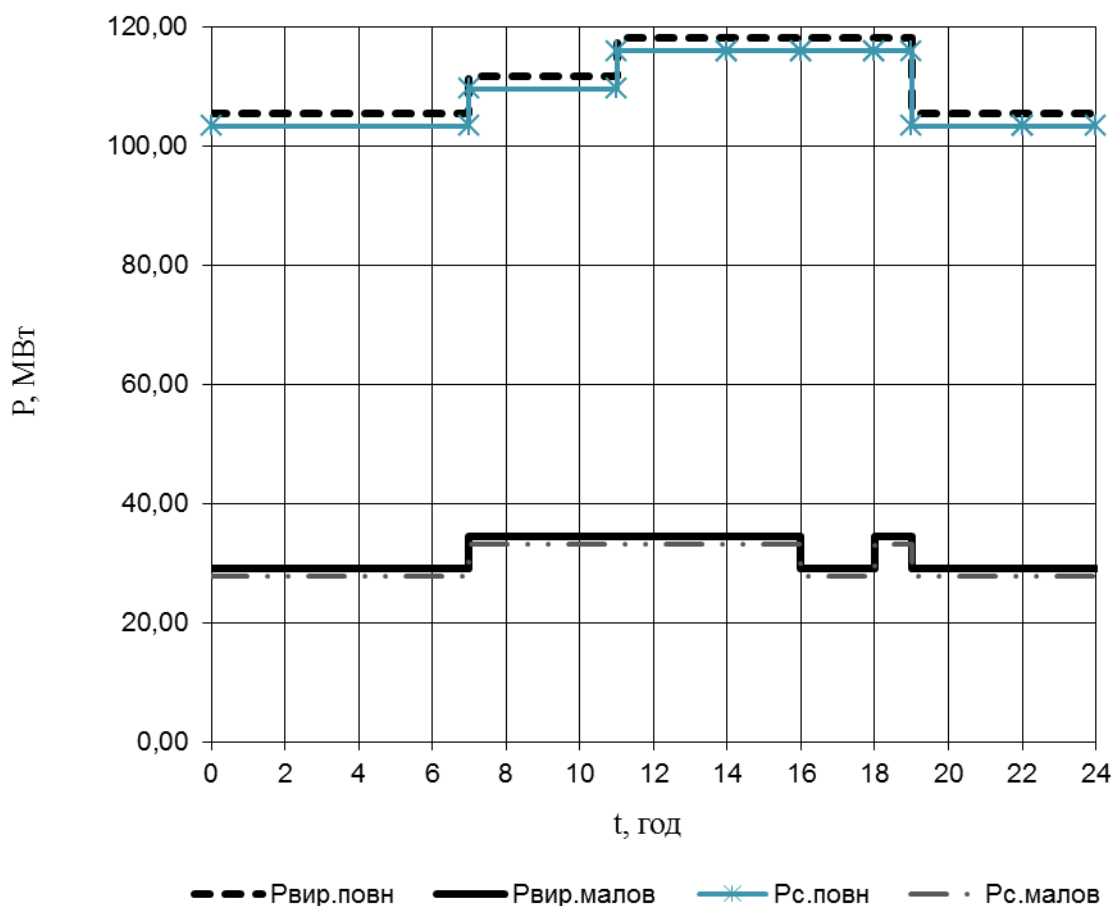
4) величина постійних та змінних втрат потужності в мережах системи у відносних одиницях: $\Delta P_{1*} = 0,02$; $\Delta P_{2*} = 0,14$.

За даними розрахунку будуюмо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{c,t}$, $P_{вир,t}$) і річний графік за тривалістю (таблиця 2.2, (рисунок 2.1)).

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

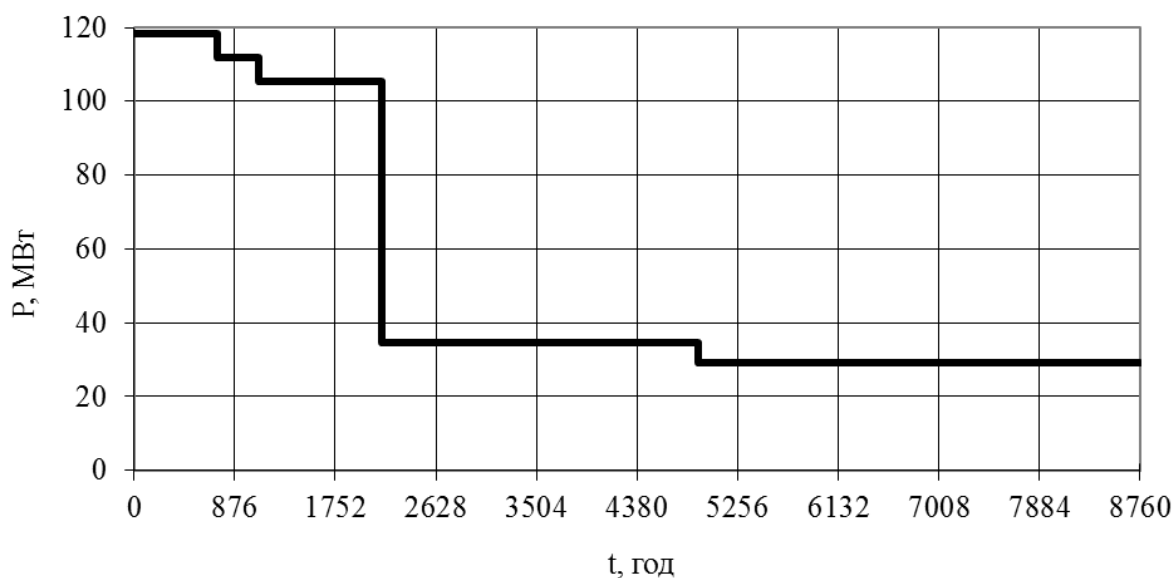
Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка навантаження

P, МВт	118,27	111,84	105,47	34,57	29,13
t, год	720	360	1080	2750	3850
t _Σ , год	720	1080	2160	4910	8760



а) добові графіки електричних навантажень станції

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 (продовження)

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції [10]

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
1	2	3
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	118,27
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	446542,62
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	120
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	50,98
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,43
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,42
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	3775,47
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	3721,19

Продовження таблиці 2.3

1	2	3
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,01
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i$	13156,68
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	433385,95
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	2204

2.2 Вибір гідрогенераторів

Обираємо гідрогенератори. Число та одинична потужність генераторів відповідають числу й електричній потужності турбін.

Згідно завдання обираємо гідрогенератори типу СВ-546/90-32 [11]. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Номінальні параметри генератора

Тип	$S_{Г.ном}$, МВА	$P_{Г.ном}$, МВт	$U_{Г.ном}$, кВ	$\cos \varphi_{ном}$	$I_{Г.ном}$, кА	x_{d*}''	К- сть
СВ-546/90- 32	18,7	15	10,5	0,8	1,03	0,27	8

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП, що відходять від РУ ЕС визначаємо за формулою:

$$n = \frac{P'_{max}}{P_{Гp}} + 1, \quad (2.6)$$

де P'_{\max} – максимальна потужність, що відається в район або систему з врахуванням втрат, МВт.

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

$$n_c = \frac{116}{40} + 1 = 3,9 \approx 4 \text{ шт.}$$

Структурну схему станції обираємо на підставі порівняння двох варіантів (рисунок 2.2).

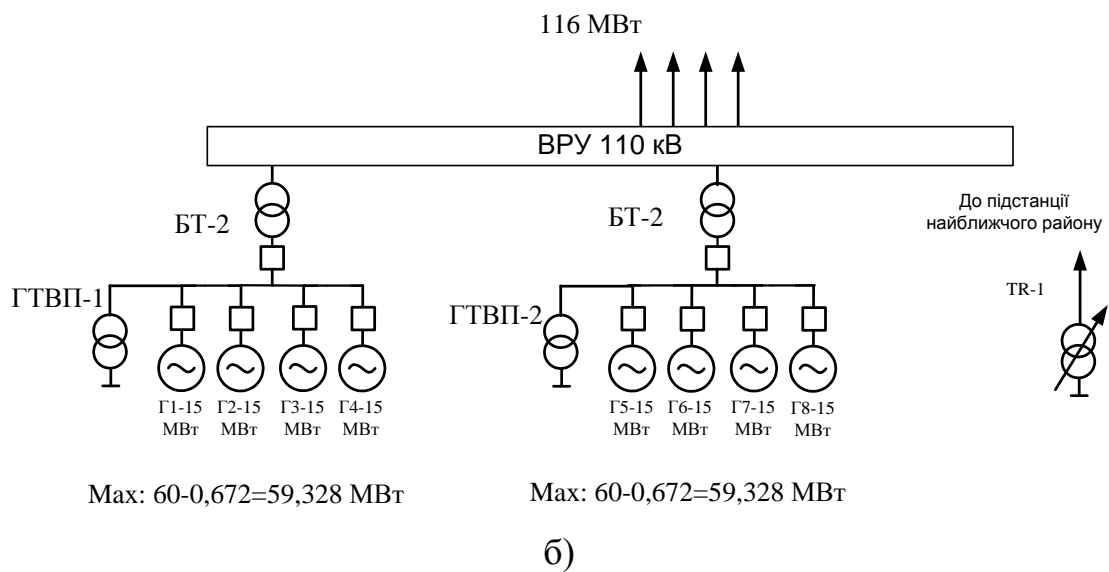
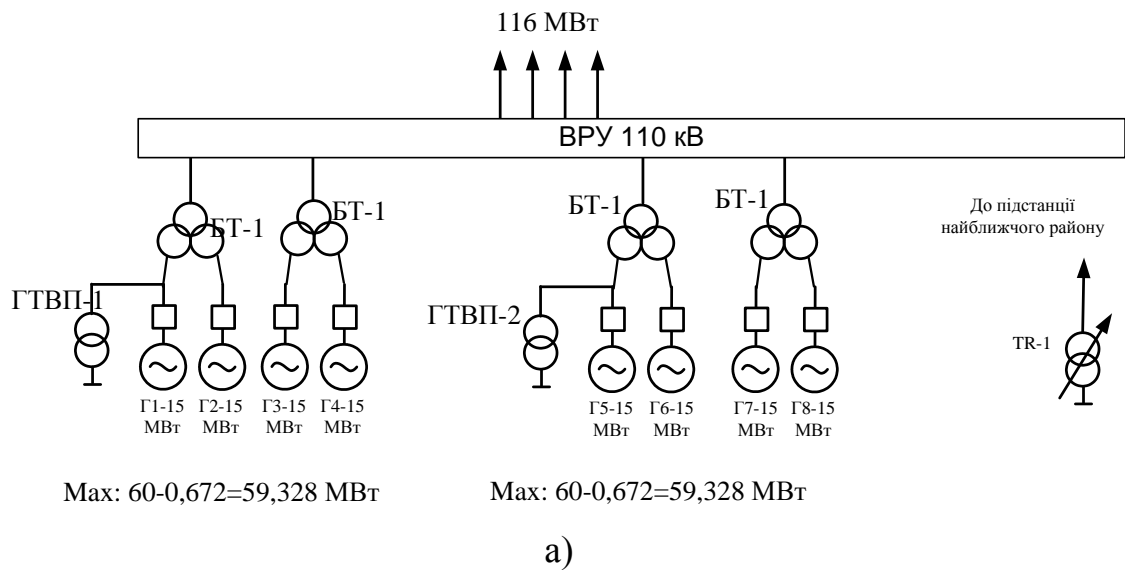


Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [12]:

$$S_{\text{ГТВПрозр}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{\text{Г.НОМ}}; \quad (2.7)$$

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

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

$P_{\text{Г.НОМ}}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{\text{ГТВПрозр}} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 4 \cdot 15 = 0,84 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного ТВП [12]:

$$S_{\text{ТР.розр}} = 1,58 \cdot S_{\text{ГТВПрозр}}, \quad (2.8)$$

$$S_{\text{ТР.розр}} = 1,58 \cdot 0,84 = 1,32 \text{ МВА.}$$

Приймаємо для установлення ГТВП трансформатори типу ТМС-1000/10 і ТР трансформатори типу ТМ-16000/10 [11]. Результати вибору трансформаторів зводимо в таблицю 2.5.

Вибір блочних трансформаторів

$$S_{\text{БТ1}} = 2 \cdot 18,7 - 0,84 = 36,56 \text{ (МВА);}$$

$$S_{\text{БТ2}} = 4 \cdot 18,7 - 0,84 = 73,96 \text{ (МВА).}$$

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позна-чення	Тип	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$U_{\text{к}}$ %	$\Delta P_{\text{х}}$ кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	n , шт
ГТВП	ТМС-1000/10	1,0	$\frac{10,5}{0,4}$	8	2,2	12,2	2
ТР	ТМ-1600/10	1,6	$\frac{10}{0,4}$	5,5	2,8	15	1
БТ1	ТРДН-40000/110	40	$\frac{115}{10,5-10,5}$	10,5	34	170	4
БТ2	ТДЦ-80000/110	80	$\frac{121}{10,5}$	11	85	310	2

Приведені затрати [10, 14]:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.9)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

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

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.10)$$

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

$B = 32$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачається в трансформаторах;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.11)$$

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

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати xx та КЗ трансформаторів, кВт;

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

$S_{T.\text{НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

τ – час максимальних втрат, год.

Очікуваний збиток:

$$M(З) = y_0 \cdot \sum \omega_{Ti} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.12)$$

де $y_0 = 24$ грн/кВ·год – питомий збиток;

ω_{Ti} – параметр потоку відмов трансформаторів, 1/рік;

ΔP_i – потужність, яка втрачається, МВт;

T_i – час простою, год.

Результати розрахунків капіталовкладень та витрат зводимо в табл. 2.6-2.8.

Таблиця 2.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Вартість одиниці, тис. грн.	Кількість		Загальна вартість, тис. грн.	
		1-вар.	2-вар.	1-вар.	2-вар.
БТ-1	4400	4	0	17600	0
БТ-2	6300	0	2	0	12600
ТВП	190	2	2	380	380
ТР	225	1	1	225	225
Вимикачі 110 кВ (схема 2 системи збірних шин з об'хідною)	825	10	8	8250	6600
Генераторні вимикачі	100	12	10	1200	1000
Всього, тис. грн.	-	-	-	27655	20805

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	ω_{Ti} , 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год	n, шт..
БТ1	0,012	30	60	4
БТ2	0,014	53	70	2

Варіант I:

$$\Delta W_{\text{БТ-1}} = 4 \cdot 8760 \cdot 34 + \frac{1}{4} \cdot 170 \cdot \left(\frac{116/0,8}{40} \right)^2 \cdot 2204 = 3265321,45 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{БТ-1}}$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 3265321,45 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$U = \frac{9,4}{100} \cdot 27655 + 0,00032 \cdot 3265321,45 = 3644,5 \text{ (тис. грн.)};$$

$$M(3) = 24 \cdot (4 \cdot (0,012 \cdot 30 \cdot 60)) = 2073,6 \text{ (тис. грн.)};$$

$$Z_1 = 0,12 \cdot 27655 + 3644,5 + 2073,6 = 9036,7 \text{ (тис. грн.)};$$

Варіант II:

$$\Delta W_{\text{BT-2}} = 2 \cdot 8760 \cdot 58 + \frac{1}{2} \cdot 310 \cdot \left(\frac{116/0,8}{80} \right)^2 \cdot 2204 = 2907124,85 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{BT-2}};$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 2907124,85 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$U_1 = \frac{9,4}{100} \cdot 20805 + 0,00032 \cdot 2907124,85 = 2886 \text{ (тис.грн.)};$$

$$M(3) = 24 \cdot (2 \cdot (0,014 \cdot 53 \cdot 70)) = 2493,12 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 20805 + 2886 + 2493,12 = 7875,72 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

	Варіанти, тис.грн	
	I вар.	II вар.
Складові витрат		
Капіталовкладення	27655	20805
Щорічні експлуатаційні витрати	3644,5	2886
Очікуваний збиток	2073,6	2493,12
Приведені затрати	9036,7	7875,72

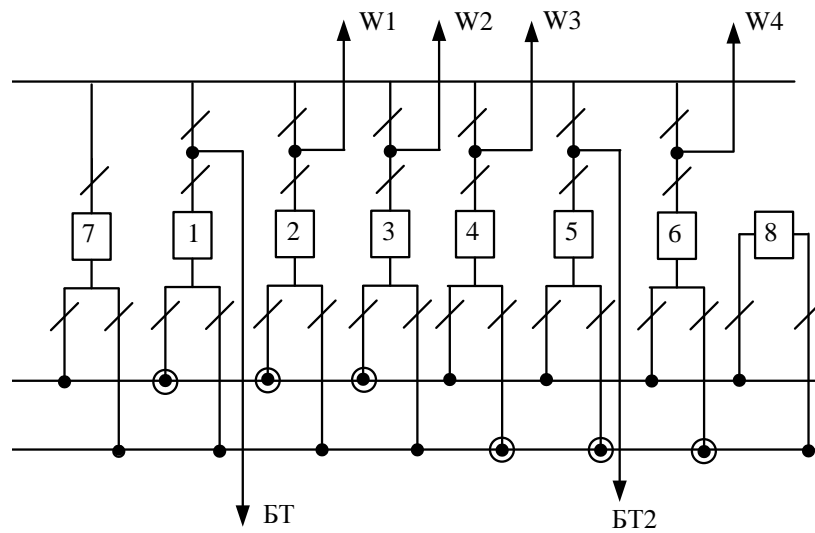
Оскільки витрати для двох варіантів схем відрізняються на $\Delta Z = 13,7 \% > 5 \%$, то приймаємо економічніший II-й варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схем ВРУ 110 кВ

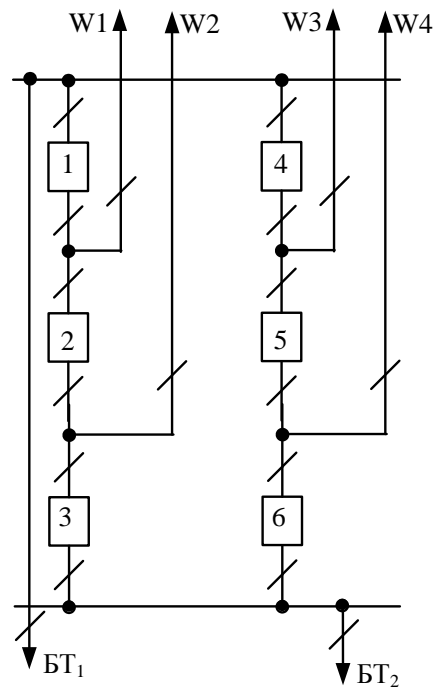
Для ВРУ–110 кВ намічаємо два варіанти схем (рисунок 2.3) керуючись рекомендаціями [13, 14]:

а) схема дві системи збірних шин з обхідною з одним вимикачем на приєднання;

б) схема шестикутника.



а)



б)

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ: а) схема «дві робочі та обхідна система збірних шин»; б) шестикутника

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [10]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(3); \quad (2.13)$$

$$K = n_k \cdot C_k; \quad (2.14)$$

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

де $p_n = 0,15$;

n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн..

де $a = 9,4 \%$.

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

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [10]:

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.16)$$

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

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

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

Розрахунок $M(З)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [10]. Результати розрахунків зводимо в табл.. 2.9-2.14.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 110 кВ

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час віднов- лення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість пла- нового ремонту, T_n , год.
	ω_1	ω_2			
110	0,01	0,006	50	0,2	90

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

Параметр		Числове значення для ва- ріанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	8	6
Вартість комірки, тис.грн	C_k	825	825
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0006	0,0006
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times$ ($\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100$)	0,00063	0,00063
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нор- мального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п}/8760$	0,0022	0,0022
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,982	0,986
Час простою елемента, год:	$T_o = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{п})$	25	25
Математичне очікування числа від- мов генераторних та лінійних ви- микачів в нормальному і ремонт- ному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,00059	-
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,00305	0,00305
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000013	-
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000068	0,0000068

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

Вими- кач що відмо- вив	Пара- метр пото- ковід- мов	$K_0=0,9840$	K_p							
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	
Q1г	0,0006	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB		2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB
Q2л	0,0031	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB		2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB
Q3г	0,0006	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB		2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB
Q4л	0,0031	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB		2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB
Q5л	0,0031	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB		2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB
Q6л	0,0031	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB		2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB
Q7г	0,0006		2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 BT, D(2W) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	2W, БТ – T0 W, D(W, BT) - TB	

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

Вимикач що відмовив	Параметр потовковідмов	K0=0,9863	Kp					
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6
Q1л	0,0031	W, БТ – T0		W, БТ – T0 W - TB	2W, БТ – T0 D(2W) - TB	W, БТ – T0 БТ – TB	2W, БТ – T0 D(W, БТ) – TB	W, БТ, D(2W), D(W,БТ) – T0
Q2л	0,0031	2W – T0	2W – T0 W - TB		2W – T0 W - TB	2W, БТ – T0 D(W,БТ) – TB	2W, D(W, БТ), D(W, БТ) – T0	2W, БТ – T0 D(W,БТ) – TB
Q3л	0,0031	W, БТ – T0	2W, БТ – T0 D(2W) - TB	W, БТ – T0 W - TB		W, БТ D(W, БТ), D(2W) – T0	2W, БТ – T0 D(W, БТ) – TB	W, БТ – T0 БТ - TB
Q4л	0,0031	W, БТ – T0	W, БТ – T0 БТ – TB	2W, БТ – T0 D(W, БТ) – TB	W,БТ,D(2W), D(W,БТ) – T0		W, БТ – T0 W - TB	2W, БТ – T0 D(2W) - TB
Q5л	0,0031	2W – T0	2W, БТ – T0 D(W, БТ) – TB	2W, D(W, БТ), D(W, БТ) – T0	2W, БТ – T0 D(W, БТ) – TB	2W – T0 W - TB		2W – T0 W - TB
Q6л	0,0031	W, БТ – T0	W,БТ,D(2W), D(W, БТ) – T0	2W, БТ – T0 D(W, БТ) – TB	W, БТ – T0 БТ – TB	2W, БТ – T0 D(2W) - TB	W, БТ – T0 W - TB	

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP, МВт	Час простою, T ₀ /T _{вп} , год	K ₀		K _p	
			ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}
I варіант						
W, W, БТ; D(W, W), БТ	45	1	4	4	24	32
		25	4	2	-	8
II варіант						
W, БТ; 2W, БТ; БТ	45	1	4	-	24	-
		25	-	-	4	-
2W; D(W, БТ), D(W, БТ), 2W; D(W, W)	5	1	2	-	10	-
		25	-	-	-	-
W, D(W, W), D(W, БТ), БТ	55	1	-	-	4	-
		25	-	-	-	-

Математичний збиток від перерви енергопостачання:

$$M(3)_I = 24 \cdot [(0,00059 \cdot 1 \cdot 45 \cdot 4) + (0,00305 \cdot 1 \cdot 45 \cdot 4) + (0,00059 \cdot 25 \cdot 45 \cdot 4) +$$

$$\begin{aligned}
 &+(0,00305 \cdot 25 \cdot 45 \cdot 4) + (0,0000013 \cdot 1 \cdot 32 \cdot 45) + (0,0000068 \cdot 1 \cdot 24 \cdot 45) + \\
 &+(0,0000013 \cdot 25 \cdot 32 \cdot 45)] = 410,18 \text{ (тис.грн).} \\
 M(3)_{II} &= 24 \cdot [(0,00305 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 45) + (0,00305 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 5) + (0,0000068 \cdot 24 \cdot 1 \cdot 45) + \\
 &+(0,0000068 \cdot 4 \cdot 25 \cdot 45) + (0,0000068 \cdot 10 \cdot 1 \cdot 5) + \\
 &+(0,0000068 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 55)] = 14,96 \text{ (тис.грн).}
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.14– Приведені затрати схем ВРУ-110 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капітальні вкладення	8250	6600
Щорічні витрати	775,5	620,4
Очікуваний збиток	410,18	14,96
Приведені витрати	2423,18	1625,36

Оскільки другий варіант схеми більше економічний, приймаємо для ВРУ-110 кВ схему шестикутника.

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Схема живлення споживачів власних потреб станції подана на рис. 2.4.

Система власних потреб отримує живлення від двох головних трансформаторів власних потреб (ГТВП), які під'єднуються до генераторів G_1 та G_8 . Споживачі власних потреб підключаються до РУ-0,4 кВ, яка виконана за схемою «одна секціонована система збірних шин». Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора TR, який підключається до шин 10 кВ найближчої підстанції району [11].

Споживачі власних потреб ГЕС поділяються на агрегатні (маслонасоси МНУ, насоси відсмоктування води з кришки турбіни, охолодження головних трансформаторів тощо) та загальностанційні (насоси технічного водопостачання, насоси ідкачування води, дренажні та пожежні насоси, опалення, освітлення, вентиляція, підйомні механізми тощо).

Частина цих споживачів є відповідальними (технічне водопостачання, маслоохолодження трансформаторів, масло насоси МНУ, система пожежога-сіння, механізми закриття затворів напорних трубопроводів). Порушення електропостачання цих споживачів ВП може призвести до пошкодження або відключення гідроагрегата, зниження виробітку електроенергії, руйнування гідротехнічних споруд. Такі споживачі повинні бути забезпечені надійним живленням від двох незалежних джерел.

Кожна секція поділена на дві напівсекції, до яких підключені відповідальні (1А, 2А) та невідповідальні (1В, 2В) споживачі ВП. Відповідальні споживачі приймають участь у самозапуску електродвигунів, а невідповідальні – відключаються на час самозапуску.

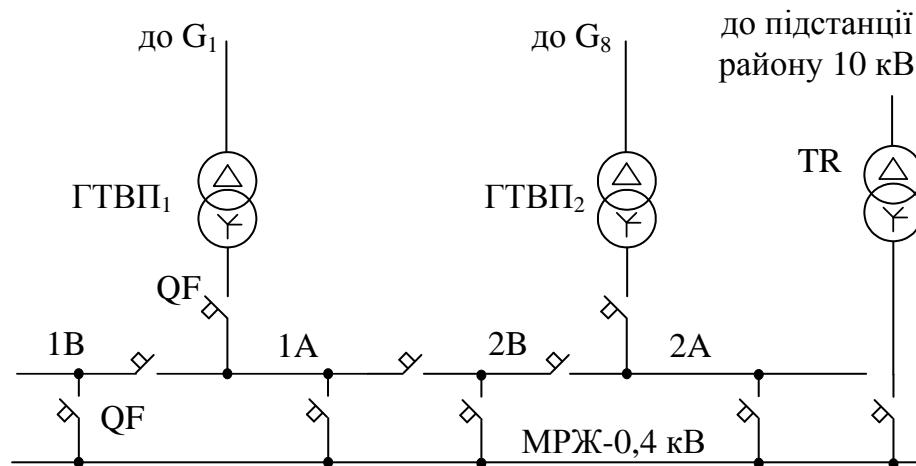


Рисунок 2.4 – Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується для вибору чи перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору чи перевірки уставок релейного захисту і автоматики [10, 13].

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вкажемо всі елементи, які впливають на струм КЗ і намічаємо точки КЗ (рис. 2.5).

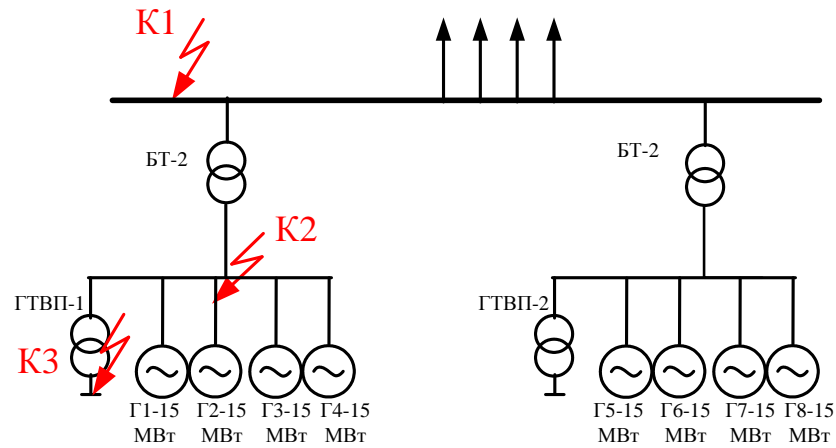


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема електроустановки

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів: $S_0 = 1000 \text{ МВА}$; $U_0 = U_{\text{сер.ном.}}$.

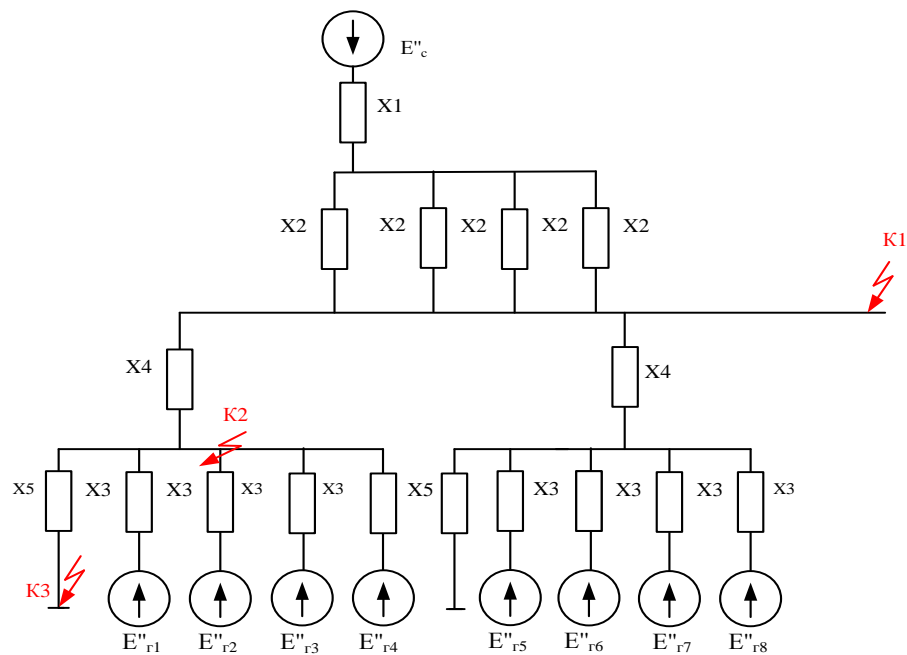


Рисунок 2.6 – Еквівалентна схема заміщення станції

Визначимо приведені значення опорів:

Опір системи:

$$x_c = x_1 = x_{c.\text{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{S_{c.\text{НОМ}}}; \quad (2.17)$$

$$x_c = 0,32 \cdot \frac{1000}{8000} = 0,04.$$

Опір лінії:

$$x_{\text{леп}} = x_2 = x_0 \cdot L_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2}; \quad (2.18)$$

$$x_{\text{леп}} = 0,4 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,117.$$

Опір генераторів:

$$x_{\Gamma 1-6} = x_3 = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}; \quad (2.19)$$

$$x_{\Gamma 1-6} = 0,27 \cdot \frac{1000}{18,7} = 14,438.$$

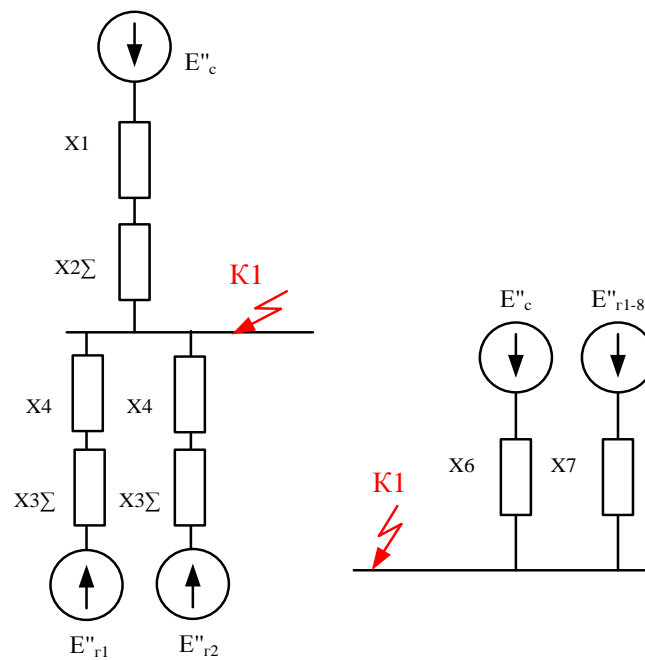
Опір блочних трансформаторів:

$$x_{\text{БТ}1-3} = x_4 = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.20)$$

$$x_{\text{БТ}1-3} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,312.$$

Розрахунок струмів КЗ для точки K_1

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

Рисунок 2.7 – Спрощення схеми для точки K₁

$$x_{2\Sigma} = \frac{x_2}{4};$$

$$x_{2\Sigma} = \frac{2,117}{4} = 0,529.$$

$$x_{3\Sigma} = \frac{x_3}{4};$$

$$x_{3\Sigma} = \frac{14,438}{4} = 3,609.$$

$$x_6 = x_1 + x_{2\Sigma};$$

$$x_6 = 0,04 + 0,529 = 0,569.$$

$$x_7 = \frac{x_4 + x_{3\Sigma}}{2};$$

$$x_7 = \frac{1,312 + 3,609}{2} = 2,46.$$

$$I_{\phi 1} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi 1}};$$

$$I_{\phi 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,027 \text{ (кА)}.$$

$$I_{п0c} = \frac{E''_*}{x_6} \cdot I_{б1};$$

$$I_{п0c} = \frac{1}{0,569} \cdot 5,027 = 8,83(\text{кА}).$$

$$I_{п0r1,3-8} = \frac{E''_*}{x_7} \cdot I_{б1};$$

$$I_{п0r1-8} = \frac{1,08}{2,46} \cdot 5,027 = 2,206(\text{кА}).$$

Розрахунок точки K_2

Спрощення схеми до найбільш простого вигляду подано на рисунку 2.8.

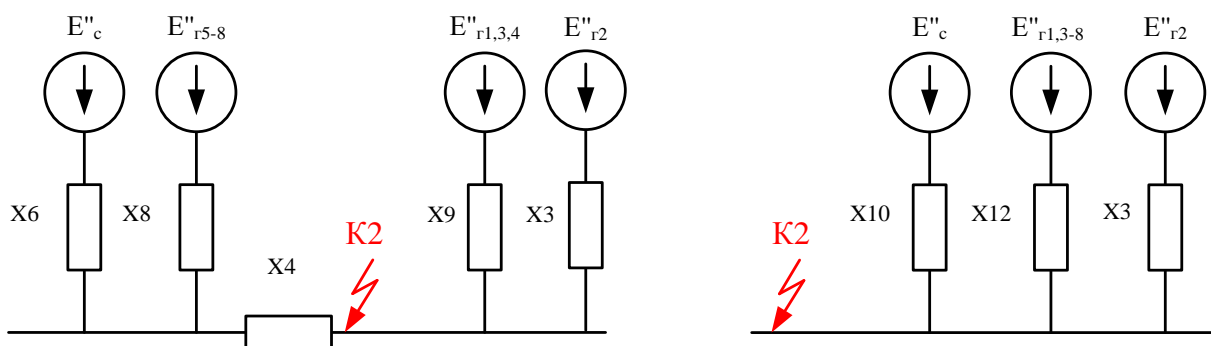


Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки K_2

$$x_8 = \frac{x_3}{4} + x_4;$$

$$x_8 = \frac{14,438}{4} + 1,312 = 4,921.$$

$$x_9 = \frac{x_3}{3};$$

$$x_9 = \frac{14,438}{3} = 4,812.$$

$$x_{\Delta} = x_4 \cdot (x_6 + x_8);$$

$$x_{\Delta} = 1,312 \cdot (0,569 + 4,921) = 7,202.$$

$$x_{10} = x_6 + \frac{x_{\Delta}}{x_8};$$

$$x_{10} = 0,569 + \frac{7,202}{4,921} = 2,032.$$

$$x_{11} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_6};$$

$$x_{11} = 4,921 + \frac{7,202}{0,569} = 17,578.$$

$$x_{12} = \frac{x_{11} \cdot x_9}{x_{11} + x_9};$$

$$x_{12} = \frac{17,578 \cdot 4,812}{17,578 + 4,812} = \frac{84,585}{22,39} = 3,777.$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}};$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05(\text{кА}).$$

$$I_{п0с} = \frac{E''}{x_{10}} \cdot I_{62};$$

$$I_{п0с} = \frac{1}{2,032} \cdot 55,05 = 27,091(\text{кА}).$$

$$I_{п0г1-8} = \frac{E''}{x_{12}} \cdot I_{62};$$

$$I_{п0г1-8} = \frac{1,08}{3,777} \cdot 55,05 = 15,741(\text{кА}).$$

$$I_{п0г2} = \frac{E''}{x_3} \cdot I_{62};$$

$$I_{п0г2} = \frac{1,08}{14,438} \cdot 55,05 = 4,117(\text{кА}).$$

Розрахунок точки К₃ (розрахунок струму КЗ в системі власних потреб 0,4 кВ).

Для точки К₃ спрощення схеми до найбільш простого вигляду подано на рисунку 2.9.

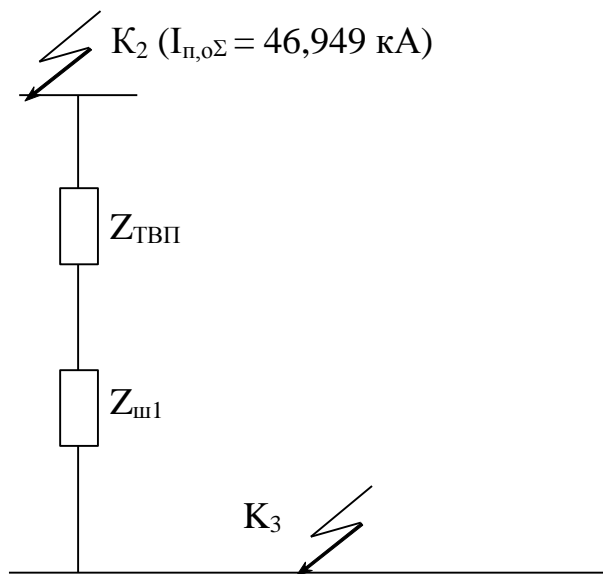


Рисунок 2.9 – Заступна схема електроустановки 0,4 кВ

Параметри трансформаторів [14]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}}; \quad (2.21)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}^2}; \quad (2.22)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \quad (2.23)$$

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{\max\Gamma\text{ТВП}} = \frac{S_{\Gamma\text{ТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.24)$$

$$I_{\max\Gamma\text{ТВП}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445 \text{ (A)}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73:

$$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А};$$

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

$$r_{\text{пит}} = 0,031 \text{ мОм/м};$$

$$X_{\text{пит}} = 0,017 \text{ мОм/м};$$

$$l = 10 \text{ м.}$$

$$r_{\text{ш1}} = 0,031 \cdot 10 = 0,31 \text{ мОм.}$$

$$X_{\text{ш1}} = 0,017 \cdot 10 = 0,17 \text{ мОм};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{\text{С.ВН}} = \frac{U_{\text{ср.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П.О}_{\Sigma}}}; \quad (2.25)$$

$$X_{\text{С.ВН1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 46,949} = 0,129 \text{ Ом};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$X_{\text{с}} = X_{\text{С.ВН}} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \right)^2; \quad (2.26)$$

$$X_{\text{с1}} = 0,129 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,18 \text{ мОм};$$

Опори ГТВП:

$$Z_{\text{ГТВП}} = 10^4 \cdot \frac{8 \cdot 0,4^2}{1000} = 12,8 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{ГТВП}} = 10^6 \cdot \frac{12,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,95 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ГТВП}} = \sqrt{12,8^2 - 1,95^2} = 12,65 \text{ мОм.}$$

Сумарні опори кола КЗ:

$$\begin{aligned} X_{\Sigma 1} &= X_{c1} + X_{ГТВП} + X_{ш1}; \\ r_{\Sigma 1} &= r_{ГТВП} + r_{ш1}; \\ X_{\Sigma 1} &= 0,129 + 12,65 + 0,17 = 12,949 \text{ МОм}; \\ r_{\Sigma 1} &= 1,95 + 0,31 = 2,26 \text{ МОм}; \\ Z_{\Sigma 1} &= \sqrt{12,949^2 + 2,26^2} = 13,14 \text{ МОм}; \end{aligned}$$

Струм трифазного металевого КЗ [10]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.27)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,14} = 17,59 \text{ кА.}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}; \quad (2.28)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 17,59 = 37 \text{ кА.}$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{КД}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{Т.ном}; \quad (2.29)$$

$$I_{КД}^{(3)} = 2,29 \cdot 1,44 = 3,3 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot I_{Т.ном}; \quad (2.30)$$

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot 1,44 = 4,636 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 17,59 + 3,3 = 20,89 \text{ кА};$$

$$i_{y,\Sigma} = 37 + 4,636 = 41,636 \text{ кА.}$$

Визначаємо складові струмів КЗ [10]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{періодична: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{аперіодична: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (2.31)$$

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

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BV} + 0,01, \quad (2.32)$$

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

Для визначення τ попередньо встановлюємо вимикачі (таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{CB \text{ откл.}}$, с	τ , с
ВРУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/В	0,025	0,035
Коло генератора	ВГГ-10	0,08	0,09

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок, результати зводимо в таблиці 2.16, 2.17.

Точка К1:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 8,83 \cdot 1,608 = 19,878 (\text{кА});$$

$$i_{yг1-8} = \sqrt{2} \cdot 2,206 \cdot 1,85 = 5,713 (\text{кА}).$$

$$i_{ac} = \sqrt{2} \cdot 8,83 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 1,298 (\text{кА});$$

$$i_{ar1-8} = \sqrt{2} \cdot 2,206 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 1,253 (\text{кА});$$

$$I_{\Gamma.НОМ} = \frac{8 \cdot 18,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,751 \text{ (кА)}.$$

$$\frac{I_{\Pi 0.Г}}{I_{\Gamma.НОМ}} = \frac{2,206}{0,751} = 2,937; \text{ по [1, рис. 4.2]: } \gamma = 0,94;$$

$$I_{\Pi\tau.Г1-8} = \gamma \cdot I_{\Pi 0Г1-8};$$

$$I_{\Pi\tau.Г1-8} = 0,94 \cdot 2,206 = 2,073 \text{ (кА)}.$$

Точка К2:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 27,091 \cdot 1,608 = 60,987 \text{ (кА)};$$

$$i_{yГ1,3-8} = \sqrt{2} \cdot 15,741 \cdot 1,85 = 40,769 \text{ (кА)};$$

$$i_{yГ2} = \sqrt{2} \cdot 4,117 \cdot 1,86 = 10,72 \text{ (кА)};$$

$$i_{ac} = \sqrt{2} \cdot 27,091 \cdot e^{\frac{0,09}{0,02}} = 0,417 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar1,3-8} = \sqrt{2} \cdot 15,741 \cdot e^{\frac{0,09}{0,26}} = 15,58 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar2} = \sqrt{2} \cdot 4,117 \cdot e^{\frac{0,09}{0,06}} = 1,285 \text{ (кА)};$$

$$I_{\Pi\tau.c} = I_{\Pi 0.c} = 27,091 \text{ (кА)};$$

$$I_{\Gamma.НОМ} = \frac{7 \cdot 18,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 7,206 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\Pi 0.Г}}{I_{\Gamma.НОМ}} = \frac{15,741}{7,206} = 2,184; \text{ по [10, рис. 4.2]: } \gamma = 0,94;$$

$$I_{\Pi\tau.Г1,3-6} = 0,94 \cdot 15,741 = 14,796 \text{ (кА)};$$

$$I_{\Gamma.НОМ} = \frac{18,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,029 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\Pi 0.Г}}{I_{\Gamma.НОМ}} = \frac{4,117}{1,029} = 4; \text{ по [10, рис. 4.2]: } \gamma = 0,84;$$

$$I_{\Pi\tau.Г2} = 0,84 \cdot 4,117 = 3,458 \text{ (кА)};$$

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{п0}$, кА	τ , с	T_a , с	K_y , в.о.	$e^{-\tau/T_a}$
К1 ВРУ-110	Система	8,83	0,035	0,02	1,608	0,105
	Г1,3-8	2,206	0,035	0,05	1,85	0,406
	сума	11,036	-	-	-	-
К2 На виводах Г2 15 МВт	Система	27,091	0,09	0,02	1,608	0,011
	Г1,3-8	15,741	0,09	0,26	1,85	0,707
	сума	42,832	-	-	-	-
	г2	4,117	0,09	0,06	1,86	0,223
К3 ГТВП 0,4 кВ	С+Г	17,59	-	-	-	-
	Д	3,3	-	-	-	-
	сума	20,89	-	-	-	-

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ наведено в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Дж.живл.	$I_{п0}$, кА	$I_{п\tau}$, кА	$i_{a\tau}$, кА	i_y , кА
К1 ВРУ-110	Система	8,83	8,83	1,298	19,878
	г1-8	2,206	2,073	1,253	5,713
	Сума	11,036	10,903	2,551	25,591
К2 На виводах Г2 15 МВт	Система	27,091	27,091	0,417	60,987
	г1,3-8	15,741	14,796	15,58	40,769
	сума без г2	42,832	41,887	15,997	101,756
	г2	4,117	3,458	1,285	10,72
	Сума	46,949	45,345	17,282	112,476
К3 На виводах ГТВП 0,4 кВ	С+Г	17,59	-	-	37
	Д	3,3	-	-	4,63
	сума	20,89	-	-	41,63

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [10]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.33)$$

$$I_{\max T} = \frac{S_{T.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.34)$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{\max W} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 260 \text{ (A)};$$

- БТ:

$$I_{p.\max} = \frac{4 \cdot 18,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 413,76 \text{ (A)}.$$

Тепловий імпульс КЗ визначається з виразу

$$W_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (2.35)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення (час дії струму КЗ).

$$W_{K1} = 11,036^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 30,447 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Генератор

Струм від генератора:

$$I_{p.\max} = \frac{1,03 \cdot 10^3}{0,95} = 1084 \text{ (A)};$$

Струм від ТР:

$$I_{\max TR} = \frac{1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ (A)};$$

У випадку КЗ поблизу генераторів окремо визначаються імпульс періодичної і аперіодичної складової квадратичного струму КЗ [10].

$$B_K = B_{K\Pi} + B_{Ka} = (B_{nc} + B_{nr} + B_{nrc}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{nr} \cdot I_{n,o,r}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{n,o,r}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{n,o,r}^2 \cdot T_{a,r} + 4 \cdot I_c \cdot I_{n,o,r} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,r})), \quad (2.36)$$

$$B_{Ka} = 42,832^2 \cdot 0,02 + 4,117^2 \cdot 0,06 + \frac{4 \cdot 42,832 \cdot 4,117}{0,02^{-1} + 0,06^{-1}} = 48,288 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{Kc} = 42,832^2 \cdot 0,3 = 550,374 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{Kr} = 0,62 \cdot 4,117^2 \cdot 0,3 = 3,152 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{Krc} = 2 \cdot 42,832 \cdot 0,75 \cdot 4,117 \cdot 0,3 = 79,352 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{K\Pi} = 550,374 + 3,152 + 79,352 = 632,878 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ:

$$B_{K2} = 632,878 + 48,288 = 681,166 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

РУ ВП 0,4 кВ

Струм від ТР:

$$I_{p,\text{max}} = \frac{1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445 \text{ (А)};$$

При КЗ за ТВП1 поблизу групи двигунів, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс.

$$t_{\text{відк}} = t_{\text{св}} + t_a = 0,25 + 0,06 = 0,31 \text{ с.} \quad (2.37)$$

$$B_K = I_{n0,c}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{cp}) + 1,5 \cdot I_{n0,d}^2 \cdot T_{cp} + 4 \cdot I_{n0,d} \cdot I_{n0,c} \cdot T_{cp}; \quad (2.38)$$

$$B_{K3} = 17,59^2 \cdot (0,31 + 0,03) + 1,5 \cdot 3,3^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 3,3 \cdot 17,59 \cdot 0,03 = 112,65 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Приймаємо для установки автомат серії «Електрон» типу E016В:
 $t_{св} = 0,25с$.

$$U_{а.ном} = 380 В > U_{уст} = 380 В;$$

$$I_{а.ном} = 1600 А > I_{max} = 1445 А;$$

$$ГКС = 45 кА > i_y = 37 кА;$$

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Результати розрахунку імпульсів квадратичного струму

Точка КЗ	К1	К2	К3
$B_k, кА^2 \cdot с$	30,447	681,166	112,65

2.8 Вибір комутаційних апаратів

Вибір комутаційного обладнання наведено в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані ВРУ-110 кВ	Каталожні дані	
	ЛТВ 145D1/В	РНД3.1-110/1000 У1
$U_{ном} = 110 кВ$	$U_{ном} = 110 кВ$	$U_{ном} = 110 кВ$
$I_{max} = 414 А$	$I_{ном} = 2000 А$	$I_{ном} = 1000 А$
$I_{п.т} = 10,903 кА$	$I_{відк.ном} = 40 кА$	-
$i_{а.т} = 2,551 кА$	$\sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \beta_H =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,36 = 20,16 кА$	-
$I_{п.0} = 11,036 кА$	$I_{дин} = 40 кА$	-
$i_y = 25,591 кА$	$i_{дин} = 102 кА$	$i_{дин} = 80 кА$
$B_k = 30,447 кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_T = 2977 кА^2 \cdot с$

Продовження таблиці 2.19

ГРУ-10 кВ	Каталожні дані	
	МГГ-10	РВР-10
$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1084 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 41,887 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 45 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а.т}} = 15,997 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{відк.ном}} \cdot \beta_{\text{н}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 0,36 = 22,9 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п.0}} = 42,832 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 45 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} = 101,756 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 681,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 45^2 \cdot 3 = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 414 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,0}} = 11,036 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_{\text{у}} = 25,591 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС 150/19 [11, 13]: $d = 17,1 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}; \quad D = 300 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D,$$

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 414 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [10]:

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.39)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.40)$$

де k – коефіцієнт підсилення поля;

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

U_{\max} – максимальна допустима напруга електроустановки, кВ;

n – кількість проводів у фазі, шт.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}} \right) = 33,888 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1 \cdot 0,855 \cdot \lg \left(\frac{378}{0,855} \right)} = 23,16 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 33,888 = 30,5 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 23,16 = 24,78 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість, не виконуємо, оскільки

$$I_{\text{п0}} = 11,036 \text{ кА} < 20 \text{ кА} \text{ та } i_y = 25,591 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ:

Вибираємо переріз за економічною густиною струму:

$$I_{\text{норм.}} = \frac{4 \cdot 18,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 413,75 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм.}}}{j_{\text{ек}}};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм.}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{413,75}{1,1} = 376,13 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо три проводи марки АС 400/18: $d = 26,0 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Генератор.

Встановлюємо закритий струмопровід генераторної напруги типу ТЗМЕП-10-3150-128 [11].

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

$$I_{\text{max}} = 1084 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А};$$

$$i_y = 112,476 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\text{п,0}} = 20,89 \text{ кА};$$

$$i_y = 41,63 \text{ кА};$$

$$B_k = 112,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА 73 [10]:

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; > I_{\text{max}} = 1445 \text{ А};$$

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

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}; \tag{2.41}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{112,65 \cdot 10^6}}{90} = 118 \text{ мм}^2 < q = 1440 \text{ мм}^2.$$

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 [10]:

$$I = h \cdot \frac{b^3}{6}; \quad (2.42)$$

$$W = h \cdot \frac{b^2}{3}; \quad (2.43)$$

$$I = \frac{9 \cdot 0,8^3}{6} = 0,768 \text{ см}^4;$$

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

Довжина прогону між ізоляторами:

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

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,768}{14,4}} = 0,2 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,447 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 0,4 \text{ м.}$

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{ф.макс}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.45)$$

$$\sigma_{\text{ф.макс}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{41,63^2 \cdot 0,4^2}{0,2 \cdot 1,92} = 12,5 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}..$$

2.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель в колі електродвигуна власних потреб типу 4А200L4У3:

$P_{д.ном} = 45 \text{ кВт}; I_{д.ном} = 82,7 \text{ А}; U_{д.ном} = 380 \text{ В}; v_0 = +30^\circ; B_k = 91,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$
 $T_{max} = 3000 \text{ год.}$

Економічний переріз кабеля [10]:

$$q_{ек} = \frac{82,7}{1,4} = 59,1 \text{ мм}^2.$$

Мінімальний переріз за термічною стійкістю:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{112,65 \cdot 10^6}}{98} = 108 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо мідний кабель перерізом 120 мм^2 , $I_{доп.ном} = 200 \text{ А.}$

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Оберемо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-110 кВ.

Встановлюємо трансформатор типу TG-145, розрахункові та каталожні дані наведено в таблиці 2.20.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо з [11], схема підключення вимірювальних приладів показана на рисунку 2.10.

Для ЛЕП-110 кВ вибираємо трансформатор струму TG-145:
 $U_{ном} = 110 \text{ (кВ)}; I_{1ном} = 1 \text{ (кА)}; Z_{2ном} = 30 \text{ (Ом)}; I_{дин} = 158 \text{ (кА)}; I_{тер} = 68 \text{ (кА)};$
 $t_{тер} = 3 \text{ (с)}; \text{ клас точності } 0,5.$

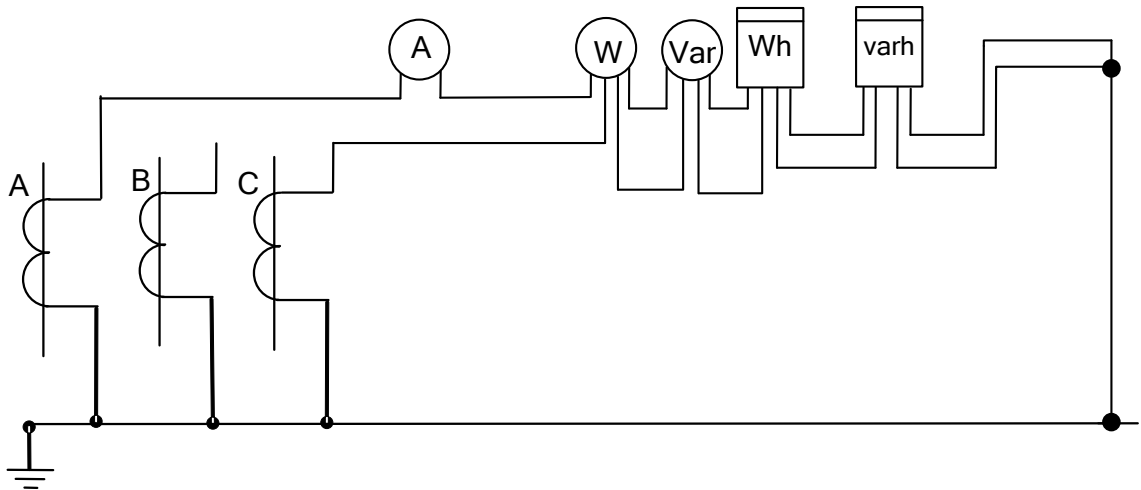


Рисунок 2.10 – Схема включення вимірювальних приладів до ТС

Таблиця 2.20 – Прилади підключенні до ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	-	-
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	І-680	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І-680	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	-	6

Перевірку параметрів трансформатора струму проводимо за умовами:

- За напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.46)$$

$$110 \text{ (кВ)} \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

- По допустимому струму:

$$I_{\text{р.макс}} < I_{\text{Іном}}; \quad (2.47)$$

$$0,26 \text{ (кА)} < 1 \text{ (кА)}.$$

- За електродинамічною стійкістю:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.48)$$

$$25,591 \text{ (кА)} \leq 158 \text{ (кА)}.$$

– За термічною стійкістю:

$$W_k \leq I_{\text{ном}}^2 t_{\text{тер}}; \quad (2.49)$$

$$30,447 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2; \quad (2.50)$$

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

Допустимий опір проводів:

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

$$r_{\text{пр}} = 30 + 6,5 + 0,1 = 36,6 \text{ (Ом)}.$$

Розрахунковий переріз проводів:

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

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 100 / 23,4 = 0,21 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель з жилами $q = 2,5 \text{ мм}^2$. Приймаємо контрольний кабель АКРВГ перерізом $2,5 \text{ мм}^2$.

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0283 \cdot 100}{2,5} + 0,1 + 6,5 = 7,73 \text{ (Ом)} < Z_{2н} = 30 \text{ (Ом)}.$$

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

На ЛЕП-110 кВ встановлюємо трансформатор напруги SVS 123/5.

Перевіримо цей трансформатор за вторинним навантаженням:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.}, \quad (2.53)$$

де $S_{2н} = 400$ (В·А) (в класі точності 0,5) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

$S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (таблиця 2.21). Схема підключення приладів до трансформатора напруги наведена на рисунку 2.11.

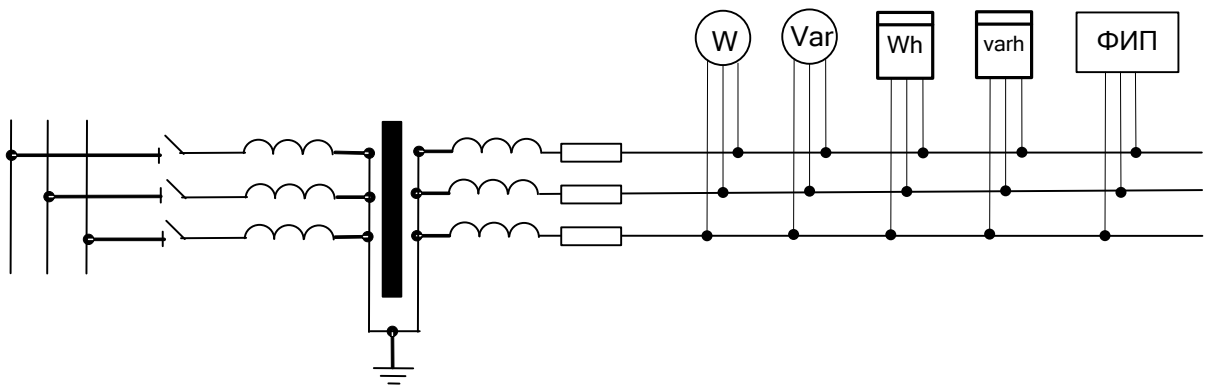


Рисунок 2.11 – Схема включення вимірювальних приладів до ТН

Таблиця 2.21 – Прилади підключенні до ТН

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{прил},$ шт	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	1	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д-335	1,5	1	1	0	1	3,0	-
Фіксуєючий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3,0	-
Лічильник активної енергії	І-680	2,0 Вт	2	0,925	0,38	1	4,0	9,7
Лічильник реактивної енергії	І-676	3,0 Вт	2	0,925	0,38	1	6,0	14,5
Разом:							19	24,2

Розрахункове навантаження:

$$S_{k\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19^2 + 24,2^2} = 29,92 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Вся обрана контрольно-вимірвальна апаратура буде працювати в класі точності, встановленому технічними вимогами, що забезпечує точний контроль електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

Для інших приєднань вибір вимірвальних трансформаторів здійснюється аналогічно. Результати розрахунків зводимо у таблицю 2.22.

Таблиця 2.22 – Вимірвальні трансформатори

№ п/п	Місце установки	Трансформатор	
		струму	напруги
1.	ВРУ-110 кВ	TG-145	SVS 123/5
2.	ГРУ-10 кВ	ТПЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
3.	РУВП-0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5-У3
4.	Гідрогенератор	ТПЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
5.	Блочний трансформатор БТ: - сторона ВН; - сторона НН	ТВТ110-1000/5 ТПЛ-10	- -
6.	ГТВП: - сторона ВН; - сторона НН.	TG-145 ТК-40	- НОС-0,5У3
7.	ТР: - сторона ВН; - сторона НН.	ТПЛ-10 ТК-40	ЗНОЛ.06-10У3 НОС-0,5У3

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загорджувачів

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

- | | |
|------------------------------|------------|
| 1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ | ОПН-110 У1 |
| 2) Коло гідрогенератора | ОПН-10У1 |

3) сторона НН БТ	ОПН-10У1
4) сторона НН ГТВП та TR	ОПН-1У1
5) нейтраль БТ	ОПН-35У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА на лініях 110 кВ встановлюємо високочастотні загороджувачі. Їх вибір виконуємо за номінальним струмом та напругою. Максимальний струм в лінії: $I_{\max} = 262$ А.

Обираємо до встановлення на ЛЕП-110 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5 У1: $U_{\text{ном}} = 110$ кВ; $I_{\text{ном}} = 630$ А; $L = 0,547$ мГн; $I_T = 16$ кА; $t_T = 1$ с; $i_{\text{дин}} = 41$ кА.

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На ГЕС встановлюємо одну акумуляторну батарею (АБ), яка має елементний комутатор для регулювання напруги і працює в режимі постійного підзаряду. В таблиці 2.23 наведено розрахунок споживачів, що живляться від АБ.

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	кількість	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр.}}$, А	$I_{\text{пуск.}}$, А	Розрахункові аварійні навантаження, А	
						$I_{\text{ав}}$	$I_{\text{пошт}}$
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	250	-	120	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	8	2	12	10	32,5	80	-
Електродвигуни аварійних маслонасосів системи змащування	8	5	30	26	70	208	560
РАЗОМ:						463	615

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{\text{ш}} = 230$ В;
- номінальна напруга: $U_{\text{н}} = 220$ В;
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{\text{пз}} = 2,15$ 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: $n_d = 22$;
- загальна кількість елементів: $n = 130$.

Типовий номер акумуляторної батареї [10]:

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

$$N = 1,05 \cdot 463 / 25 = 19,446,$$

де $j = 25 \text{ А/Н}$ при температурі електроліту 25° С .

Перевіряємо акумуляторну батарею за струмом поштовху:

$$N = I_{пошт} / 46; \quad (2.55)$$

$$N = 615 / 46 = 13,37.$$

Приймаємо акумуляторну батарею типу «Varta». Вибираємо типорозмір $N=20$. Перевіряємо за допустимою напругою в умовах поштовху:

$$j_n = I_{пошт} / N; \quad (2.56)$$

$$j_n = 615 / 20 = 30,75 \text{ А/м.}$$

Згідно [10] визначаємо, що напруга у споживачів з врахуванням втрат в кабелі (5%) складає відповідно 90% та 91%, а допустиме значення – 85%.

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{пзп} &= I_{пост} + 0,15 \cdot N; \\ U_{пзп} &= U_{пз} \cdot \Pi_o; \end{aligned} \right\} \quad (2.57)$$

$$I_{пзп} = 25 + 0,15 \cdot 20 = 28 \text{ А};$$

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

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

Розрахуємо струм на напругу під зарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп}_д} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{пзп}_д} &= U_{\text{пз}} \cdot \Pi_д; \end{aligned} \right\} \quad (2.58)$$

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

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН- 3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{зп}} &= I_{\text{пост}} + 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{зп}} &= U_3 \cdot \Pi; \end{aligned} \right\} \quad (2.59)$$

$$I_{\text{зп}} = 25 + 0,05 \cdot 20 = 26 \text{ А;}$$

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

Обираємо зарядний пристрій типу ТППС – 800.

2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ

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

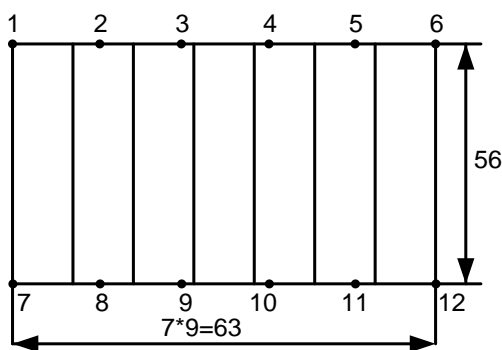


Рисунок 2.12 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ

Параметри грозозахисту визначаються таким чином [17]:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.60)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.61)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (2.62)$$

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 :

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

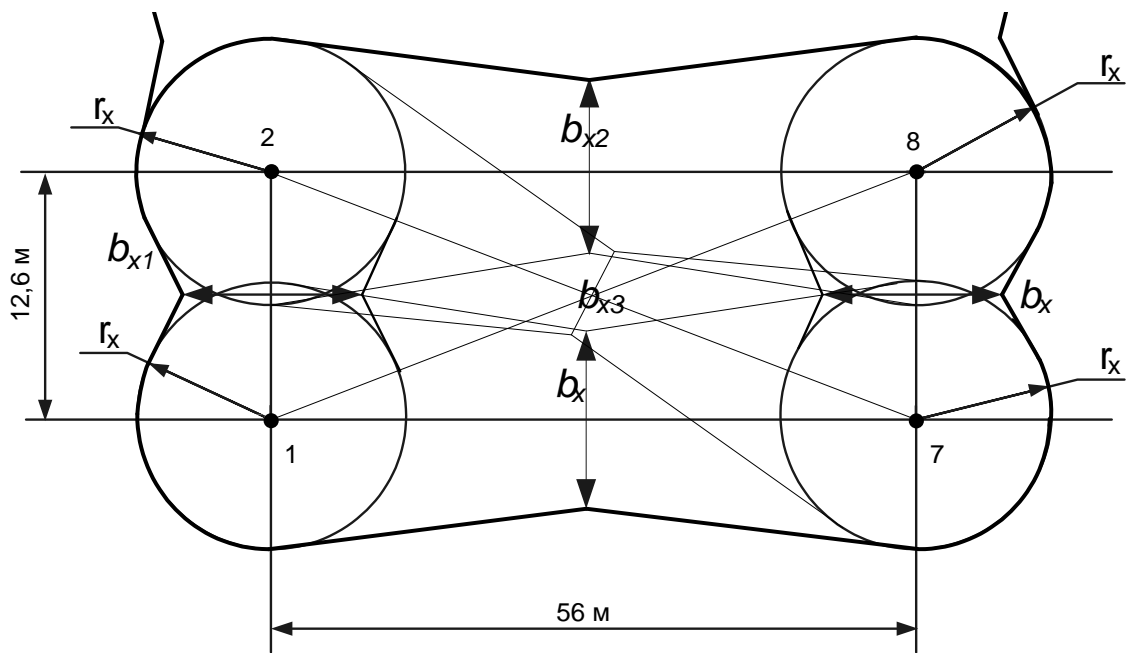
б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 13$ м.

$$\frac{2}{3}h = \frac{2}{3} \cdot 23 = 15,3(\text{м}) > h_x = 13(\text{м}).$$

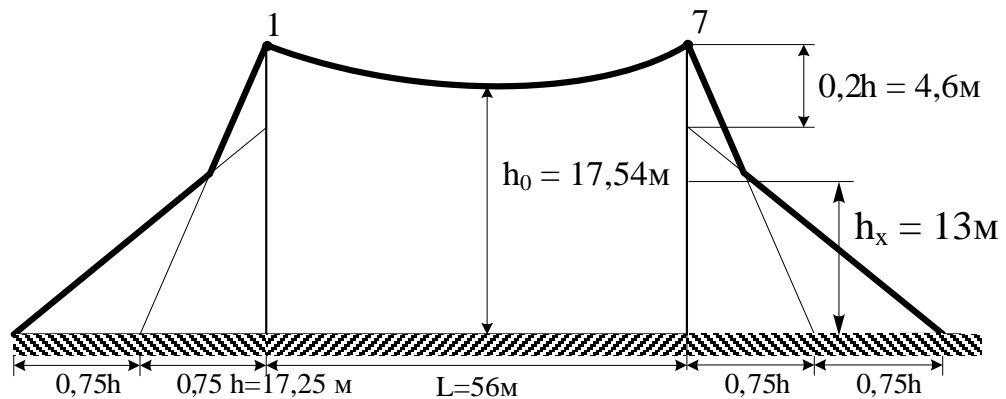
Дані для побудови зони захисту блискавковідводів наведені в таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	b _x , м	r _x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12,	12,6	22,71	19,39	10,1
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	56	17,54	3,86	10,1
1-8, 2-7, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	57,40	17,27	3,06	10,1



а)



б)

Рисунок 2.13 – Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

3 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Сьогодні вимикачі є одними з основних комутаційних апаратів в електричних установках різних номінальних напруг. Вони призначені для вимкнення та увімкнення електричних кіл в різних режимах роботи електричних мереж, таких як: тривале навантаження, перевантаження, холостий хід, коротке замикання, несинхронна робота. Найбільш важливою і важкою операцією є вимкнення струмів короткого замикання (КЗ) і увімкнення вимикача на відповідне коротке замикання.

Більша частина високовольтних вимикачів та їх приводи призначені для комутації електричних кіл при аварійних і нормальних режимах в мережах змінного струму частотою 50 Гц та з номінальною напругою від 6 до 750 кВ включно [15, 16].

На сьогодні нараховується близько 60 % електрообладнання в ЕЕС, України термін експлуатації яких перевищує нормативний строк, або підходить до граничного терміну експлуатації. До такого обладнання відносяться і високовольтні (елегазові) вимикачі, які вже відпрацювали по 15 – 17 років та наближаються до термінів проведення капітальних ремонтів.

Високовольтні вимикачі (ВВ) є однією з основних компонент передачі «генеравання – споживання електричної енергії» та відіграють велику роль у забезпеченні безпечного та надійного функціонування електроенергетичних систем (ЕЕС) у аварійних та нормальних режимах їхньої експлуатації. Тому, я вважаю, дослідження надійності їх роботи є однією із важливих задач, адже високовольтні вимикачі використовують для конфігурування ЕЕС і керування потоками електроенергії, відключення пошкоджених частин ЕЕС і обмеження розвитку подальших аварій [17].

У результаті зносу та старіння, що відбуваються в процесі експлуатації високовольтних вимикачів, впливу робочих струмів у різних режимах роботи ЕЕС та впливу навколишнього середовища, або ж через неякісне чи несвоєчасне технічне обслуговування (ТО), в даному досить складному за конструкцією

та умовами роботи обладнанні, виникають різного роду пошкодження. Високовольтний вимикач є складним за своєю конструкцією та за особливістю експлуатації обладнанням. Сукупна кумулятивна дія зазначених факторів досить часто спричиняє погіршення ізоляційних властивостей, ослаблення механічних кріплень, поломки котушки вмикання/вимикання, ерозію та (або) поломки основних контактів, воронки і розширення сопел дугогасних камер та інші пошкодження. Це зазвичай призводить до зниження робочих характеристик ВВ та їх надійності, що з часом може стати причиною повної відмови при виконанні ними своїх функцій, зменшення строку служби і передчасного виведення з експлуатації. Також причиною аварій, пов'язаних із втратою ізоляційних характеристик ВВ, можуть стати: пошкодження фарфору, розгерметизація ізолюючого середовища, пошкодження ущільнювачів та прокладок, втрата тиску газу (повітря, елегазу), перевищення температури газу, відмова регулюючого клапана тиску повітря (для повітряних ВВ), надмірна вологість і зменшена щільність елегазу. Згідно статистики, витік елегазу є причиною 38% пошкоджень електричної та діелектричної природи елегазових ВВ, у тому числі й через ущільнення валу приводу [17].

Тому, особливо важливим являється правильне оцінювання технічного стану ВВ. Основним показником технічного стану високовольтних вимикачів є їхній ресурс, визначення якого представляє собою важливу та складну задачу.

3.1 Причини відмови високовольтних вимикачів

До високовольтних вимикачів РУ висувають низку вимог, основною з яких є надійність роботи. Від якості проведення комутацій залежить подальша робота електростанції, підстанції та енергосистеми в цілому. До показників надійності належать:

- інтенсивність відмов λ , 1/рік;
- період нормальної експлуатації T_0 , років (годин);
- ймовірність безвідмовної роботи $P(t)$.

Інтенсивність відмов підтверджується досвідом експлуатації, а оцінку показників надійності виконують на основі аналізу статистики відмов в експлуатації [17]. На рисунку 3.1 показано три найбільш характерні періоди роботи, які мають високовольтні вимикачі, з точки зору інтенсивності їх відмов.

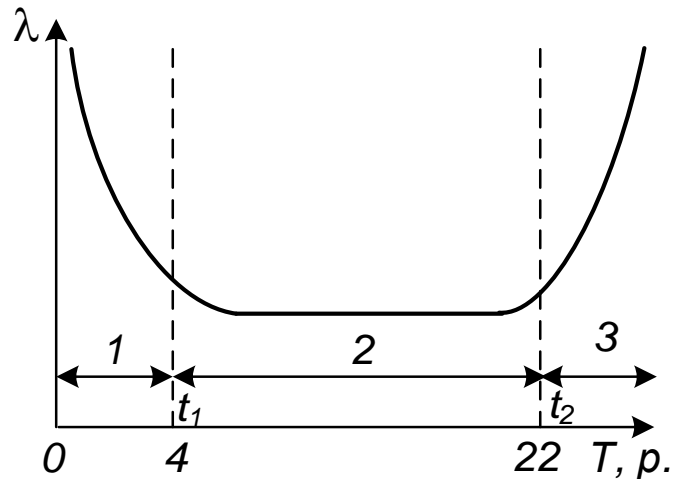


Рисунок 3.1 – Інтенсивність відмов високовольтних вимикачів:

- 1 – припрацювання ($0 < t < t_1$); 2 – нормальна експлуатація ($t_1 < t < t_2$);
3 – старіння чи зношеність ($t > t_2$)

З аналізу рис. 3.1 ми можемо побачити, що велика кількість відмов ВВ виникає в перші роки експлуатації, а саме в період припрацювання обладнання, та наприкінці терміну експлуатації, у період старіння або зношення вимикачів, відповідно до паспортних ресурсів. У період припрацювання вимикачів спостерігаються інтенсивні відмови викликані відхиленням від вимог конструкторсько-технологічної документації. У період старіння або зношення вимикачів прослідковується різке збільшення інтенсивності відмов зумовлених зношеністю. Період нормальної експлуатації супроводжується мінімальною і постійною кількістю раптових відмов [18].

Під час аналізу статистичних даних щодо експлуатації елегазових вимикачів, що введені в роботу на території України, виявлено такі причини їх відмов [19]:

- втрата тиску дугогасильного середовища;

- спалення котушок електромагнітів включення та вимикання;
- порушення кріплення ковзних контактів до циліндру дуття, що призводить до пробою ізоляційного проміжку між контактами вимикача (рухомим та нерухомим);
- обрив склопоксидних тяг в дугогасній камері;
- вибух дугогасних камер під час неуспішного АПВ на елегазовому вимикачі LTB800E/4 внаслідок неможливості вимкнення струму 500 А вимикачем.

На рис. 3.2 наведено інформацію про частки відмов таких вузлів та деталей: механізм приводу – 40,9 %; дугогасний модуль – 17,3 %; ущільнення – 4,2 % [19].



Рисунок 3.2 – Діаграма відмов конструктивних елементів елегазових вимикачів

Відповідно до даної діаграми, можна зробити висновок, що на сьогодні залишається досить актуальним питання дослідження задач експлуатації високовольтних вимикачів, а також вдосконалення, розробки та впровадження новітніх, інформативних систем прогнозування погодних умов в зонах експлуатації високовольтних вимикачів, режимів електроенергетичних систем, технічного стану вимикачів тощо.

3.2 Особливості роботи високовольтних вакуумних вимикачів

Вакуумні вимикачі спочатку конструктивно розроблялися як пристрій, який застосовується тільки у шафах КРУ (комплектних розподільних установок). Але на сьогодні вони активно впроваджуються та використовуються у ВРУ.

Сучасні високовольтні вакуумні вимикачі є досить швидкодіючими комутаційними апаратами нового покоління, які розраховані на довший термін служби, ніж масляні вимикачі. Згідно статистики на електроустановках вище 1000 В частка застосування вакуумних вимикачів стабільно росте. Наприклад, у Китаї, енергетики вже повністю відмовилися від застарілих масляних ВВ та використовують більш компактні, що не вимагають частої профілактики, вакуумні вимикачі. Причина в тому, що вакуумні вимикачі досить невибагливі, а саме, не вимагають регулярного чищення контактів та заміни масла, яке часто слугує причиною ремонтів масляних вимикачів. Згідно з паспортними даними термін експлуатації вакуумних вимикачів становить близько 20 років.

Під час експлуатації виникають ситуації, коли необхідно подати живлення на певний важливий механізм у виробничому колі й при цьому приводний механізм може вийти з ладу, через це усі вимикачі повинні мати механізм для ручного взведення пружини. А також обов'язковим є присутність аварійної кнопки відключення механізмів блокування викочування у включеному стані. Це безпека персоналу, тому цей момент дуже важливий [20].

3.2.1 Принцип дії вакуумних вимикачів

На рисунку 3.3 наведено основні конструктивні елементи високовольтного вакуумного вимикача. Контактні пластини вимикача розташовані у вакуумній камері і приводяться в рух тягами, що в свою чергу керуються силами натягування пружин і котушок електромагнітів. Уся ця система розташована всередині конструкції ізоляторів, що унеможливорює виникнення струмів витоків.

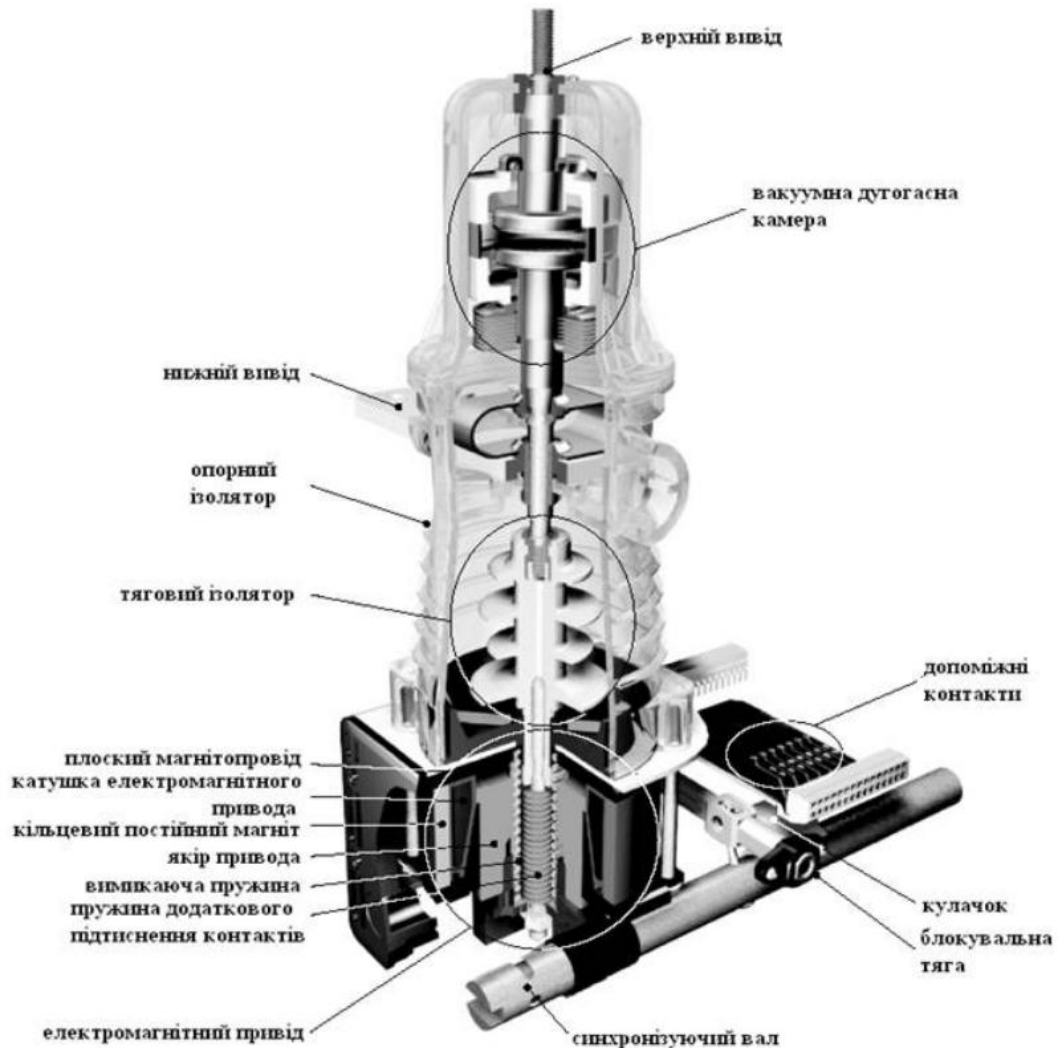


Рисунок 3.3 – Будова високовольтного вакуумного вимикача

Стінки вакуумної камери виготовлені з очищених металів, сплавів і спеціально оброблених складів кераміки, які забезпечують герметичність та надійність робочого середовища протягом кількох десятиліть. Сильфонні пристрої слугують для унеможливлення попадання повітря при переміщеннях рухомого контакту.

Якір електромагніта постійного струму рухається у бік замикання силових контактів ВВ або у бік їх розриву за рахунок зміни полярності, що в свою чергу подається на обмотку напруги. Постійний круговий магніт, що вбудова-

ний у конструкцію привода, утримує рухому частину в будь-якому спрацьованому положенні [21].

Система пружин, наявна у ВВ, забезпечує оптимальні швидкості руху якоря під час комутаційних процесів, виключення брязкоту контактів і можливостей пробоїв стінок конструкції [20].

3.2.2 Особливості експлуатації вакуумних вимикачів

Введення в експлуатацію ВВ у ВРУ має проводитись тільки після додаткової перевірки встановленого обладнання та рівня його налаштування. Зокрема, перевіряється надійність заземлювальних пристроїв, стан кріплення наявних компонентів, доступ охолоджуючого середовища до потенційно нагрівних елементів.

В цілому, необхідно виконати усі процедури згідно ПУЕ і переконатися у відповідності величини оперативної напруги допустимим межам [13].

Відповідно до вимог монтажні роботи повинен проводити тільки кваліфікований персонал. Ті ж вимоги висуваються до обслуговуючого персоналу, який підбирається для роботи з високовольтним обладнанням.

Згідно ПУЕ керування вакуумним вимикачем проводиться персоналом, що має дозвіл на обслуговування електроустановок, які функціонують в мережах напругою вище 1000 В. У такому випадку група допуску для обслуговуючого персоналу повинна бути не нижче ніж третя. Перед початком роботи з обладнанням, персонал проходить техмінімум з метою вивчення тонкощів конкретної моделі обладнання [22].

Перевірка функціонування високовольтних вимикачів.

Ця перевірка є обов'язковою для вимикачів усіх типів. Випробування вимикача виконують з приводним механізмом у всіх можливих режимах і циклах роботи, які передбачені схемою електроустановки [16].

Випробування здійснюють за напруги оперативного струму на затискачах привода, яка дорівнює при увімкненні 100 і 80% номінального значення, а при вимкненні – 100 і 65% від її номінального значення. Складні цикли роботи

вимикача, наприклад, при АПВ, проводять при 100% і 80% номінального значення напруги оперативного струму. Кількість операцій для кожного режиму випробування дорівнює п'яти.

Під час перевірки перевіряють кріплення елементів (не повинно спостерігатися ослаблення). Вимикач повинен легко і без затримок з будь-якого проміжного стану переходити в стан «Вимкнено».

При задовільних результатах перевіряють надійність роботи блокувань від «стрибків» подачою команди на увімкнення при попередньо поданій команді на вимкнення від пристроїв релейного захисту.

На закінчення перевірки проводять контроль функціонування вимикача відповідно до алгоритму його дії в конкретній електроустановці. При цьому звертають увагу на чіткість роботи місцевої і дистанційної сигналізації, усіх кіл керування та захисту, зв'язаних зі схемою керування вимикачем [16].

3.2.3 Переваги та недоліки вакуумних вимикачів

Звісно будь-який механізм або пристрій має свої позитивні і негативні сторони, тому розуміння їх при виборі дуже важливе.

До переваг вакуумних вимикачів відносяться:

- простота конструкції й установлення;
- великий термін служби;
- відносно невеликий час відключення;
- відносно нескладний ремонт (випадку несправності камери вона підлягає негайній заміні);
- можливість роботи не лише в горизонтальному положенні;
- надійність роботи;
- підвищена стійкість до комутаційних навантажень;
- горіння електричної дуги в камері вимикача не більше 0,5 періоду;
- компактні невеликі розміри й вага;
- пожежо- та вибухобезпека;

- відсутність забруднення навколишнього середовища в аварійних ситуаціях;
- низькі витрати на обслуговування, ремонт та профілактичні роботи;
- можливість роботи без підігріву при знижених температурах.

До недоліків вакуумних вимикачів можна віднести [20]:

- невеликий ресурс під час вимикання струмів КЗ;
- ймовірність появи комутаційних перенапруг у випадку вимикання малих індуктивних струмів;
- відносно висока вартість всього пристрою, а також комплектуючих.

3.3 Особливості роботи високовольтних элегазових вимикачів

3.3.1 Принцип дії элегазових вимикачів

Елегазовий вимикач являє собою замкнену систему без викиду газу назовні. Більш ефективним є двостороннє дуття, саме такі дугогасні камери застосовують в сучасних элегазових вимикачах, побудованих на модульному принципі [15].

Елегазові ВВ працюють при ізоляції фаз одна від одної з використанням дугогасного середовища – элегазу (гексафторида сірки). Під час спрацювання сигналу про те, що необхідно відключити електрообладнання, за яке відповідає даний ВВ, контакти окремих камер (якщо пристрій колонковий) розмикаються. Після чого, на вбудованих контактах, які поміщені в газове середовище, утворюється дуга. Вона, в свою чергу, розкладає газ на окремі компоненти, але і при цьому сама зменшується за рахунок високого тиску в ємності. У випадку, коли система встановлена на низькому тиску, то додатково використовуються компресори які необхідні для нагнітання тиску та створення газового дуття. Для вирівнювання струму додатково використовується шунтування. Візуально будова й схема роботи элегазового вимикача наведена на рисунку 3.4.

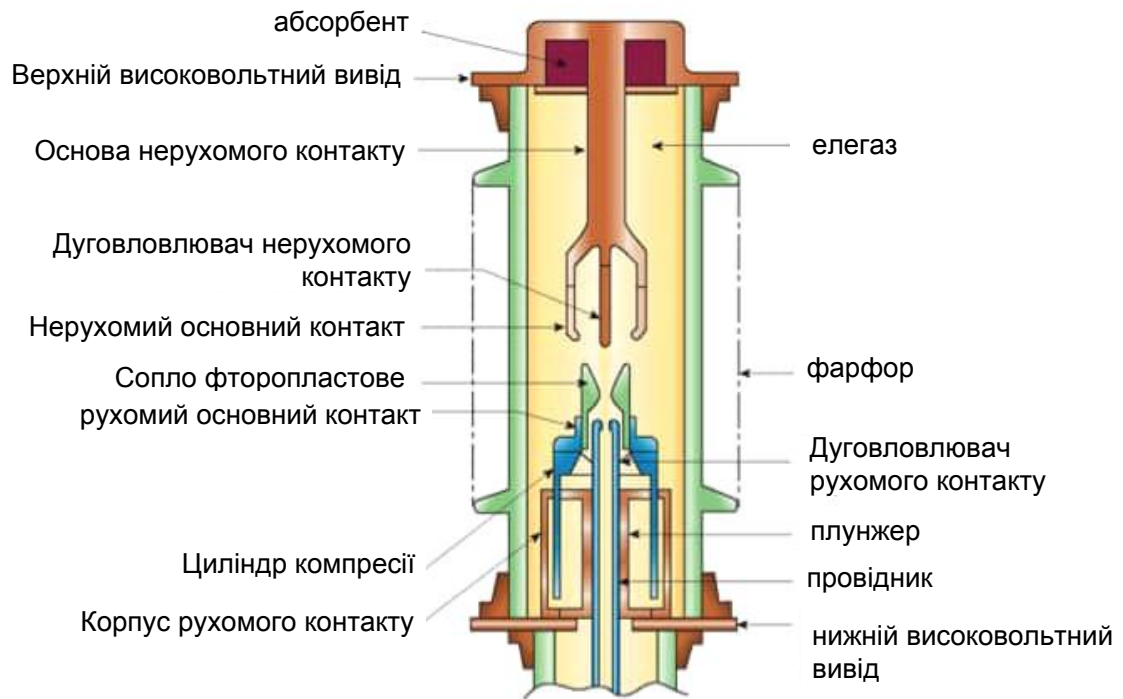


Рисунок 3.4 – Будова високовольтного элегазового вимикача

Окремо необхідно сказати про моделі ВВ бакового типу. Їх контроль виконується приводами і трансформаторами. Приводний механізм для цієї установки є регулятором: він необхідний для включення, відключення електричної енергії та утримання дуги (за потреби) на певному рівні.

Пружинний механізм має досить високий рівень надійності, та при цьому дуже простий принцип дії. У даному механізмі уся робота виконується тільки за рахунок механічних деталей. Пружина затискається і фіксується на певному рівні, а при зміні положення контрольного важеля вона розтискається.

Сучасні пружинно-гідрравлічні приводи крім пружини додатково оснащені гідрравлічною системою управління. Вони вважаються більш ефективними, оскільки, пружинні механізми можуть самі міняти положення фіксатора [23].

3.3.2 Особливості експлуатації элегазових вимикачів

Під час нормального режиму експлуатації для элегазових вимикачів перевіряється:

- положення вимикача за вказівником на приводі;

- тиск елегазу та уставки на манометрі. Густина елегазу в кожному полюсі вимикача перевіряється контрольним приладом, а тиск вказується манометром. Контроль елегазу здійснюється пополюсно;
- зведене положення пружин, що включають (за вказівником);
- увімкнений стан обігріву. Один нагрівач постійно увімкнений. Другий нагрівач включається від датчика температури при зниженні температури повітря до $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ та відключається при $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вимикач виконує наступні операції та цикли операцій: увімкнення (У), вимкнення (В), увімкнення-вимкнення (у тому числі – без витримки часу між операціями), вимкнення-увімкнення (за будь-якої безструмової паузи t_{bc} , починаючи з мінімального значення $0,3\text{ с}$), вимкнення – увімкнення – вимкнення.

Максимальний абсолютний тиск елегазу у вимикачі при температурі $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – $0,8\text{ МПа}$ (8 кг/см^2).

Номінальний абсолютний тиск елегазу у вимикачі при температурі $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – $0,50\text{ Мпа}$ (5 кг/см^2).

При зниженні тиску в колоні до $0,45\text{ МПа}$ колону необхідно поповнити до номінального тиску.

При зниженні тиску елегазу до $0,45\text{ МПа}$, спрацьовує попереджувальна сигналізація, вимикач виконує операції вимкнення по всьому діапазону струмів.

При зниженні тиску елегазу до $0,43\text{ МПа}$, відбувається блокування схеми управління.

Допустимий витік елегазу повинен бути не більше $0,5\text{ \%}$ за рік.

Стан вимикача (вимкнено чи увімкнено) контролюється на щиті управління (ЩУ) на відповідних панелях керування по світловій сигналізації, а також по положенню механічного покажчика, який розташований на приводі вимикача.

Вимикач, який знаходиться під напругою, може бути увімкнений тільки з відповідних панелей управління ЩУ.

Місцеве керування вимикачем допускається виконувати тільки після виводу його з роботи.

При виконанні комутацій безпосередньо на вимикачі (місцеве керування) спрацьовують ті ж самі системи захисту (захист від помилкових комутацій, блокування елегазу), що і при керуванні з ЩУ.

При зниженні тиску елегазу в полюсах вимикача спрацьовує сигналізація “Витік елегазу”, це означає, що необхідно якнайшвидше підняти тиск елегазу до номінального рівня.

Сигналізатор тиску, до якого входить термокомпенсуючий пристрій, показує величину тиску елегазу в колоні, приведену до + 20°C. Оскільки температура газу в колоні і корпусі сигналізатора з термокомпенсуючим пристроєм, що встановлений на рамі, може досить суттєво відрізнитися при різкій зміні температури повітря, інтенсивного сонячного випромінювання, інших атмосферних явищах, можливі невеликі періодичні коливання показів приладу.

Зняття показів приладу рекомендується проводити в умовах, коли температура повітря протягом декількох годин стабільна, а на корпус сигналізатора не попадають прямі сонячні промені.

Дії оперативного персоналу у разі відхилення параметрів нормальної експлуатації.

Для елегазових вимикачів при появі на ЩУ сигналу «Зниження тиску газу» необхідно:

- за індивідуальним табло на ЩУ визначити номер вимикача;
- за місцем, у шафі приводу вимикача перевірити показання манометра;
- при показанні манометра менше допустимого рівня – вивести вимикач із роботи.

За несприятливої погоди (сильний туман, мокрий сніг, ожеледиця тощо), а також після відключення обладнання при короткому замиканні повинні бути виконані додаткові огляди.

У нічний час при огляді звертати увагу на наявність іскріння та свічення, що виникають при коронуючому розряді.

Для виявлення нагріву контактних з'єднань обладнання ВРУ проводиться тепловізійний контроль. Контроль виконується ремонтним персоналом за допомогою тепловізора згідно з графіком.

Виведення з роботи вимикачів здійснюється за типовими бланками перемикачів.

Методи запобігання помилкам оперативного персоналу при обслуговуванні обладнання ВРУ.

Для запобігання помилкам оперативного персоналу при обслуговуванні обладнання ВРУ необхідно виконувати низку заходів. Основні заходи полягають у наступному.

- Застосування програм та бланків перемикачів.
- Правильне та повне зазначення у бланку перемикачів найменування обладнання.
- Дотримання чіткої послідовності виконання операцій із бланку перемикачів.
- Неухильне дотримання порядку виконання перемикачів.
- У бланку перемикачів (звичайному та типовому) мають бути записані:
 - всі операції з комутаційними апаратами та ланцюгами оперативного струму;
 - операції з пристроями релейного захисту та автоматики (а також із ланцюгами живлення цих пристроїв);
 - операції з включення та відключення заземлювальних ножів, накладання та зняття переносних заземлень;
 - Операції з фазування обладнання;
 - операції з пристроями телемеханіки та інші у черговості їх виконання.
- Забороняється змінювати встановлену у бланку черговість перемикачів.
- Регулярне опрацювання та аналіз помилок персоналу, інформаційних та директивних матеріалів з експлуатації обладнання ОРУ.

Усі випадки помилок оперативного персоналу, які допускаються в про-

цесі експлуатації обладнання ВРУ, повинні розслідуватися та ретельно аналізуватися. За всіма помилками повинні розроблятися заходи, що запобігають таким випадкам.

Проведення функціональних випробувань.

Під час проведення випробувань елегазових вимикачів весь персонал повинен знаходитися в захищеному місці або на безпечній відстані від обладнання (мінімум 40 метрів).

Не можна працювати при тиску елегазу нижче блокуючого значення (червона зона на шкалі датчика густини).

Під час випробувань виконують такі операції:

- Перевірка часу заведення вмикаючої пружини. Потрібно виміряти час заведення пружини після виконання операції увімкнення. Перевірити одержане значення часу заведення пружини, порівнявши його з контрольними значеннями в сертифікаті контрольних випробувань і записати його в список контрольних перевірок;
- Вимірювання часу спрацювання;
- Перевірка ручного управління. З метою запобігання випадкового спрацювання, важелі ручного управління блокуються за допомогою блокуючого важеля.
- Функціональне блокування.

Експлуатація вимикача повинна проводитися персоналом, який пройшов спеціальну підготовку, вивчив керівництво по експлуатації, а також керівництво на привод, добре знає обладнання і принцип його дії а також правила технічної безпеки при його експлуатації.

Робоча напруга, струмове навантаження і струми КЗ вимикача не повинні перевищувати допустимих значень.

Елегаз повинен відповідати стандарту відповідності МЕК 60376 .

В експлуатації контролюючим параметром елегазу являється температура конденсації вологи (точка роси). Вона повинна бути не вище -45°C при атмосферному тиску. Даний параметр потрібно контролювати в відповідності з

вказівками і правилами, приведеними в методиці визначення вологи елегазу.

Заповнення елегазом проводиться за допомогою комплекту газотехнологічного обладнання, яке входить в груповий ЗІП.

Монтаж і введення в експлуатацію елегазових колонкових вимикачів

Для транспортування вимикачі розбираються на кілька конструктивних вузлів, оптимізованих як для умов транспортування, так і з урахуванням зручності їх встановлення і зниження витрат. Монтаж вимикача (рисунок 3.5) на місці встановлення виконується за мінімально короткий термін. Наприклад, вимикачі типу ЗАР монтується одним техніком за допомогою підйомного крану: ЗАР1 за половину робочого дня, ЗАР2 за один робочий день.

Експлуатаційний ресурс елегазових вимикачів настільки високий, що огляд потрібно проводити лише через 12 років після встановлення, а перше технічне обслуговування – через 25 років.

Баків елегазові вимикачі на номінальні напруги від 72,5 до 145 кВ можуть транспортуватись в повністю зібраному вигляді. Баковий вимикач на 245 кВ доставляється трьома блоками. Витрати на транспортування кількох вимикачів зводяться до мінімуму за рахунок раціонального компонування пакувальних місць з об'єднанням однотипних вузлів. Монтаж вимикача укрупненими блоками при встановленні на підстанції не вимагає значних витрат часу, з цією роботою може впоратись слюсар-монтажник за два робочих дня.

3.3.3 Переваги та недоліки елегазових вимикачів

До переваг елегазових вимикачів відносять [16, 23]:

- пожежо-і вибухобезпечність;
- універсальність, а саме, можливість встановлення таких вимикачів в мережі різного класу напруги;
- швидкість дії. Реакції елегазу на наявність електричної дуги відбуваються за частки секунди, що дозволяє забезпечити швидке аварійне відключення підконтрольної системи;
- придатні для роботи у закритих та відкритих РУ;
- придатні для експлуатації в умовах вібрації;

- довговічність, незношуваність контактів, які знаходяться в елегазі;
- можливість створення серій з уніфікованими вузлами.

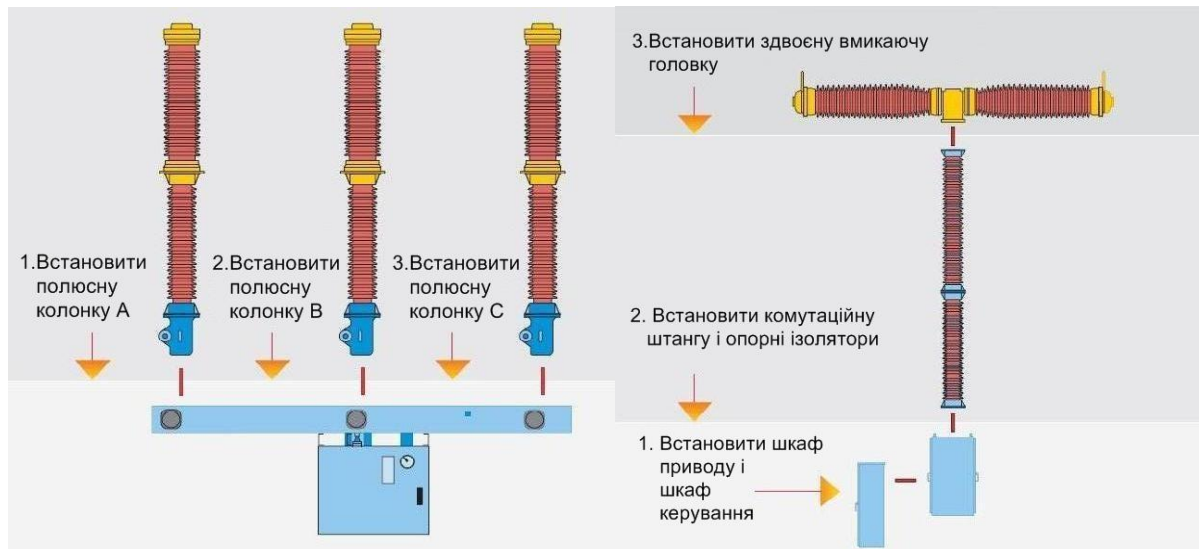


Рисунок 3.5 – Монтаж елегазових вимикача

До недоліків елегазових вимикачів відносять [23]:

- висока вартість, це обумовлено ціною елегазової суміші та складністю виробництва;
- необхідність наявності спеціальних пристроїв для наповнення, перекачування і очищення гексафториду сірки;
- монтаж елегазових вимикачів може здійснюватися лише на фундамент або спеціальний електрощит, крім того, для цього необхідна спеціальні досвід та інструкція;
- необхідність підігріву у холодну пору року, оскільки вимикачі не працюють при низьких температурах;
- при необхідному обслуговуванні має використовуватися спеціальне обладнання;
- у випадку аварійних ситуацій, елегазова суміш може потрапити у навколишнє середовище, що чинить негативний вплив на нього.

Висновки до розділу

Виходячи з аналізу отриманих даних, сформулюємо такі висновки.

Для комутацій приєднань в електромережах середньої напруги оптима-

льними є вакуумні вимикачі.

Вакуумні вимикачі знаходяться на одному рівні з елегазовими вимикачами за показниками рівня небезпечних перенапруг, при інших рівних умовах параметрів мережі.

За величиною номінальних струмів відключення найкращими є масляні вимикачі, тобто вони можуть відключити найбільші значення струмів короткого замикання. Тому масляні вимикачі найбільше використовуються в колах генераторної напруги, де струми коротких замикань досягають максимальних значень.

За показниками експлуатаційної надійності, комутаційних і механічних ресурсів, витрат на експлуатацію, за екологічністю, а також порівняно малою масою й малими габаритами, вакуумні вимикачі на порядок перевершують як елегазові, так і будь-які інші вимикачі.

Завдяки цим ознакам, в поєднанні з критерієм економічності, вакуумні вимикачі набувають все більшого визнання й використання. Однак в мережах вище 110 кВ все ж таки більш широкого застосування набули елегазові вимикачі. Поки що в магістральних мережах альтернативі елегазовим вимикачам немає.

4 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ ГЕС

4.1 Загальна характеристика оптимізаційних задач, які розв'язуються АСК ТП

1. Прогнозування добового графіка зміни навантаження.

Розв'язання цієї задачі можливе, оскільки поведінка навантаження має певні закономірності і тенденції. Прогнозування ґрунтується на вивченні і аналізі статистичної інформації щодо попередніх режимів енергосистеми. Чим точніше складено прогноз, тим точніше буде розв'язана задача.

2. Планування добових графіків роботи електростанцій.

Це полягає в заданні станціям таких графіків, дотримуючись яких, забезпечується мінімальна витрата палива в енергосистемі при відповідній якості електроенергії і надійності електропостачання.

Необхідно розрізняти короткотермінове і довготермінове прогнозування і планування.

Планування диспетчерських графіків роботи електростанцій складається з таких основних етапів [24]:

- планування режимів електричної станції;
- вибір і планування на добу оптимального складу обладнання електростанцій з врахуванням заявок на поточний ремонт;
- економічний розподіл навантаження між агрегатами для заданого складу обладнання на кожну годину.

3. Оперативна корекція режимів.

Через недостатню точність врахування випадкових збурень фактична поведінка навантаження відрізняється від прогнозованого. Тому для підтримання відповідної частоти небаланси потужності, що виникають, повинні сприйматись однією або декількома станціями. Відбувається безперервне регулювання частоти, однак чим сильніше відхилення навантаження від прогнозованого,

тим значніше відхилення від оптимального режиму.

Окрім перерахованих основних задач, розв'язується і ряд інших, таких як: оперативна оцінка правильності налаштування пристроїв релейного захисту і протиаварійної автоматики, введення режиму в допустиму область, інформаційно-довідкові задачі. До останніх відносяться: статистична обробка інформації і видача, інформації в зручному для диспетчера виді; реєстрація основних параметрів електричної системи і нормування масивів інформації для прогнозування навантаження і відображення режиму, тощо.

4.2 Підготовка вихідних даних для оптимізації режимів

Характеристики і параметри елементів і режимів електричної системи.

В основу завдання покладено схему електричної системи, яка показана на рис. 4.1.

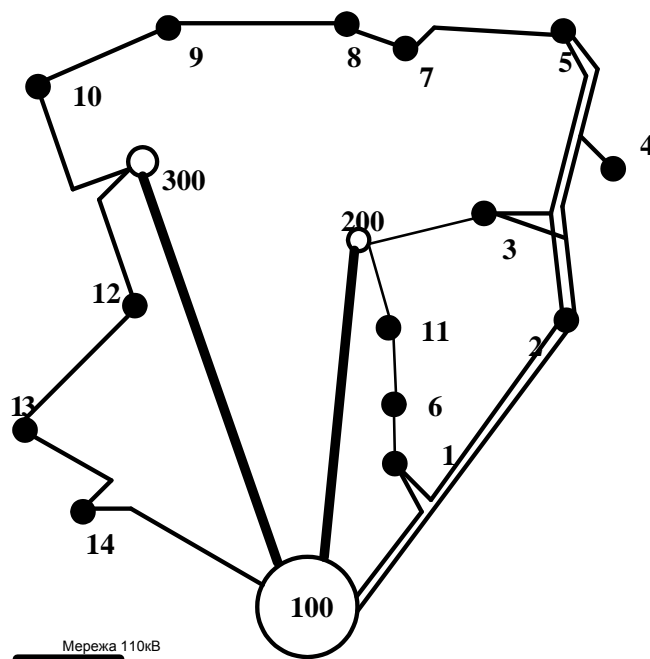


Рисунок 4.1 – Схема електричної системи

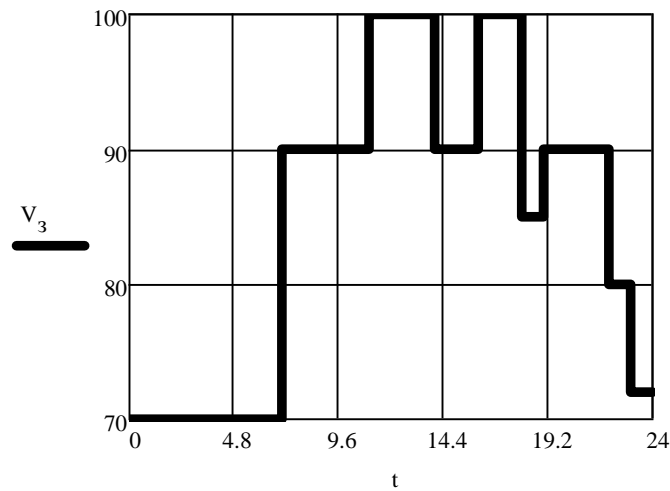


Рисунок 4.2 – Графік зміни навантаження району у відсотках від максимального

4.3 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому

Як цільова функція в задачі оптимізації використовується мінімум витрат на виробництво і розподілу електричної енергії.

Залежно від того як генерація активної потужності буде розподілена між електростанціями, витрати на паливо будуть різними.

Робота ГЕС залежить від витрати води, надходження води у водосховище. Витрата води в одиницю часу пов'язана з потужністю, яка видається станцією – витратна характеристика станції. Витратна характеристика станції залежить від типу регулювання обладнання і є складними нелінійними характеристиками [24].

Витратні характеристики електростанцій $Q = f(P)$ мають вигляд:

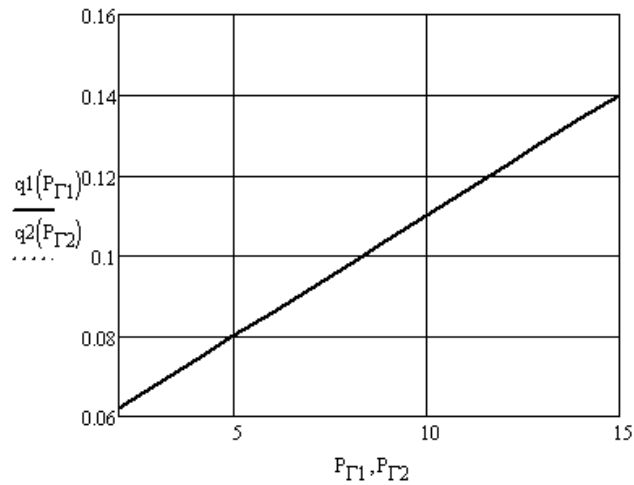


Рисунок 4.3 – Характеристики відносного приросту для блоків ГЕС

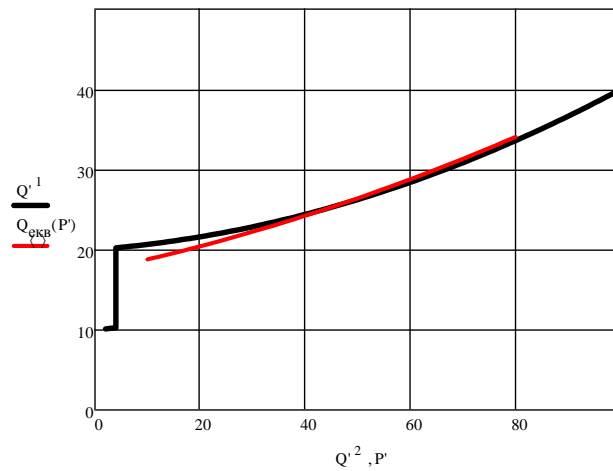


Рисунок 4.4 – Еквівалентна витратна характеристика ГЕС

4.4 Побудова залежності втрат активної потужності від потужності генерації

По суті задача визначення втрат потужності є задачею визначення відповідних складових втрат у вітках системи, якими передається потужність інших систем. Втрати у вітках схеми електричної мережі в залежності від потужності у вузлах можуть бути визначені з результатів розрахунку нормального режиму при зафіксованих потужностях та напругах у вузлах з врахуванням вихідної нелінійної залежності втрат від параметрів режиму [25].

Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою:

$$\dot{\mathbf{S}}_{\mathbf{b}} = \sqrt{3} \cdot \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_{\text{д}}} \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \hat{\mathbf{I}}_{\text{д}}, \quad (4.1)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_{\text{д}}}$ – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і балансувальні;

\mathbf{M}_{Σ} – перша матриця з'єднань віток у вузлах включаючи і балансувальні;

$\hat{\mathbf{I}}_{\text{д}}$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак $\hat{}$ означає, що матриця або вектор є спряжений).

Якщо вираз (4.1) помножити зліва на одиничний транспонований вектор $\mathbf{n}_{\text{т}}$, то в результаті отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми [25]:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{вт}} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{n}_{\text{т}} \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_{\text{д}}} \cdot \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\text{д}},$$

або з врахуванням того, що $\mathbf{n}_{\text{т}} \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_{\text{д}}} = \dot{\mathbf{U}}_{\text{т}}$,

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{вт}} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_{\text{т}} \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\text{д}}, \quad (4.2)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_{\text{т}}$ – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і балансувальні (тут і далі індекс “т” означає, що матриця або вектор є транспонованими).

З (4.2) видно, що втрати в i -й вітці схеми визначаються:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{в}i} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_{\text{т}} \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{I}}_i, \quad (4.3)$$

де $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – вектор-стовпець матриці інциденцій з'єднань віток у вузлах \mathbf{M}_{Σ} ;

$\hat{\mathbf{I}}_i$ – струм в i -й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах.

$$\hat{\mathbf{I}}_i = \mathbf{C}_i \mathbf{J}_{\Sigma},$$

де \mathbf{C}_i – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах \mathbf{J}_{Σ} по вітках схеми.

Матриця струморозподілу розраховується методом одиничних струмів, або за відомою формулою:

$$\mathbf{C} = \mathbf{z}_B^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t} (\mathbf{M}_{\Sigma} \mathbf{z}_B^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t})^{-1},$$

де \mathbf{z}_B – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Якщо схема і параметри електричної мережі є відносно незмінними, то застосування методу визначення струмів у вітках за допомогою матриці струморозподілу \mathbf{C} є доцільнішим.

Підставивши останній вираз у (4.3), отримаємо [25]:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{Bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \hat{\mathbf{J}}_{\Sigma}. \quad (4.4)$$

З врахуванням того, що

$$\hat{\mathbf{J}}_{\Sigma} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma},$$

(4.4) можна переписати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{Bi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}, \quad (4.5)$$

де $\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}$ – вектор вузлових навантажень, включаючи і балансувальні;

Позначимо в (4.5)

$$\dot{\mathbf{T}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}, \quad (4.6)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_d$ – діагональна матриця напруг у вузлах без балансувальних вузлів;

Вектор-рядок $\dot{\mathbf{T}}_i$ складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах i -тої вітки складає протікання по ній потужності до кожного вузла.

На підставі (4.5) і (4.6) можна записати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_B = \dot{\mathbf{T}} \cdot \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}, \quad (4.7)$$

де $\Delta \dot{\mathbf{S}}_B$ – вектор сумарних втрат у вітках схеми; $\dot{\mathbf{T}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вуз-

лах схеми, кожний рядок якої складається з (4.6).

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах, які обумовлені навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат від параметрів режиму зберігається. Визначення коефіцієнтів матриці \dot{T} через поточні значення вузлових напруг по суті означає перехід до лінійної моделі нормального режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях та напругах у вузлах.

За даними розрахунків ряду нормальних режимів можна отримати множину зміни коефіцієнтів матриці \dot{T} від зміни величини генерації в відповідних вузлах. Виконавши апроксимацію отриманих залежностей можна отримати прирости втрат від потужності генерації (рис. 4.5).

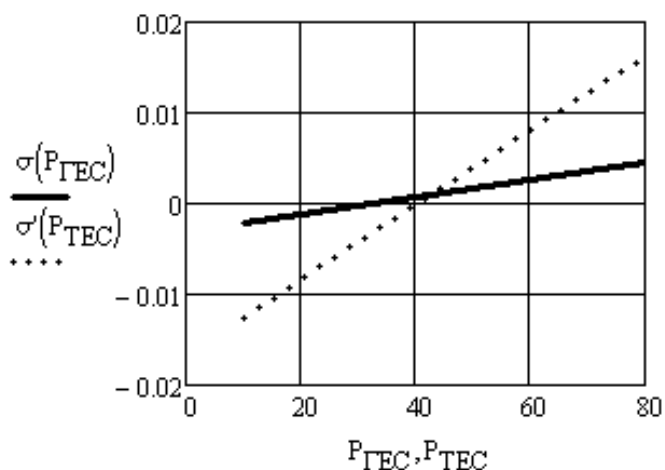


Рисунок 4.5 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлах встановлення генеруючих потужностей

4.5 Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів умовного палива

Врахування втрат активної потужності в мережі π призводить до наступної умови балансу:

$$W = P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_0 - \pi, \quad (4.8)$$

де $P_1 - P_m$ навантаження станцій (від 1 до m);

P_0 – навантаження енергосистеми.

При цьому відбувається перерозподіл активних потужностей між станціями, а зниження втрат в мережі обумовлює зменшення витрат палива в системі,

$$B = B_1 + B_2 + \dots + B_m. \quad (4.9)$$

Цільовою функцією тут є мінімальні витрати палива B при умові W , тобто функція Лагранжа має вигляд:

$$L = B + \mu \cdot W. \quad (4.10)$$

Для визначення екстремума L візьмемо часткові похідні від L по всім P_i і прирівнюємо їх до нуля.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \mu \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \right) = 0. \quad i = 1 + m$$

або

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = b_i + v(1 - \delta_i) = 0.$$

де

$$b_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_i}, \quad \delta_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i}.$$

Звідси

$$b_i = \frac{1}{1 - \delta} = \mu, \quad i = 1 + m.$$

Нехай $\eta_i = \frac{1}{1 - \delta}$, тоді

$$b_1 \eta_1 = b_2 \eta_2 = \dots = b_m \eta_m = \mu. \quad (4.11)$$

Останнє рівняння є критерієм оптимального розподілення електричної потужності в енергосистемі при врахуванні втрат в системі. Вплив мережевого

коефіцієнта η_i зводиться до зміни положення характеристики відносних приростів (зміщення) вгору або вниз в залежності від знаку η_i . Похідна δ_i чисельно рівна зміні значення втрат π при зміні навантаження i -ї станції на одиницю i постійному навантаженні інших станцій (крім балансууючої).

4.6 Оптимальний розподіл активної потужності між агрегатами станції

З метою спрощення задачі здійснюється її декомпозиція за часовим, ситуативним та функціональним принципами.

За часовою ознакою задача розв'язується в два етапи: спочатку на стадії оперативного планування, де прогнозується склад використання агрегатів, а потім на стадії керування в темпі процесу він коректується за поточною інформацією. Зрозуміло, що розв'язання цих етапів здійснюється за різними алгоритмами (програмами) і на другому етапі найважливішим є швидкодія.

Ситуативна ознака враховує необхідність керування складом агрегатів у нормальних, аварійних та післяаварійних режимах системи. Якщо в умовах нормальної експлуатації критерієм оптимальності є витрати палива, то в аварійному режимі визначальним буде один з критеріїв надійності, а це зрозуміло впливає на структуру алгоритму внутрішньостанційної оптимізації.

При внутрішньостанційній оптимізації важливими є такі задачі: розподіл навантаження, зміна складу агрегатів, контроль резерву, тощо. Для їх розв'язання використовуються різні методи та алгоритми, оскільки агрегати ЕС можуть використовуватись у різних режимах роботи генератора чи синхронного компенсатора. Розглянемо одну із функцій агрегатів – генераторну та розв'яжемо задачу видачі необхідної активної потужності за заданим графіком навантаження з мінімальною витратою ресурсу (води).

Необхідно визначити на кожному інтервалі часу всього періоду планування склад та активні потужності агрегатів з врахуванням обмежень за мінімумом витрати за даний період.

Результати оптимізації наведено нижче (рис. 4.6).

без врахування втрат в мережі		з врахуванням втрат в мережі	
$P_{r_i}^i =$	$P_{r_i}^i =$	$P_{r_i}^i =$	$P_{r_i}^i =$
68.844	1.226	66.333	3.737
68.844	1.226	66.333	3.737
68.844	1.226	66.333	3.737
68.844	1.226	66.333	3.737
68.844	1.226	66.333	3.737
68.844	1.226	66.333	3.737
68.844	1.226	66.333	3.737
88.491	1.599	85.971	4.119
88.491	1.599	85.971	4.119
88.491	1.599	85.971	4.119
88.491	1.599	85.971	4.119
98.315	1.785	95.79	4.31
98.315	1.785	95.79	4.31
98.315	1.785	95.79	4.31
88.491	1.599	85.971	4.119
...

з врахуванням обмежень за
згенерованою потужністю

	1		1
	66.333		3.737
1	66.333	1	3.737
2	66.333	2	3.737
3	66.333	3	3.737
4	66.333	4	3.737
5	66.333	5	3.737
6	66.333	6	3.737
7	66.333	7	3.737
$P_{r_i}^i =$ 8	80	8	10.09
9	80	9	10.09
10	80	10	10.09
11	80	11	10.09
12	80	12	20.1
13	80	13	20.1
14	80	14	20.1
15	80	15	10.09
16	...	16	...

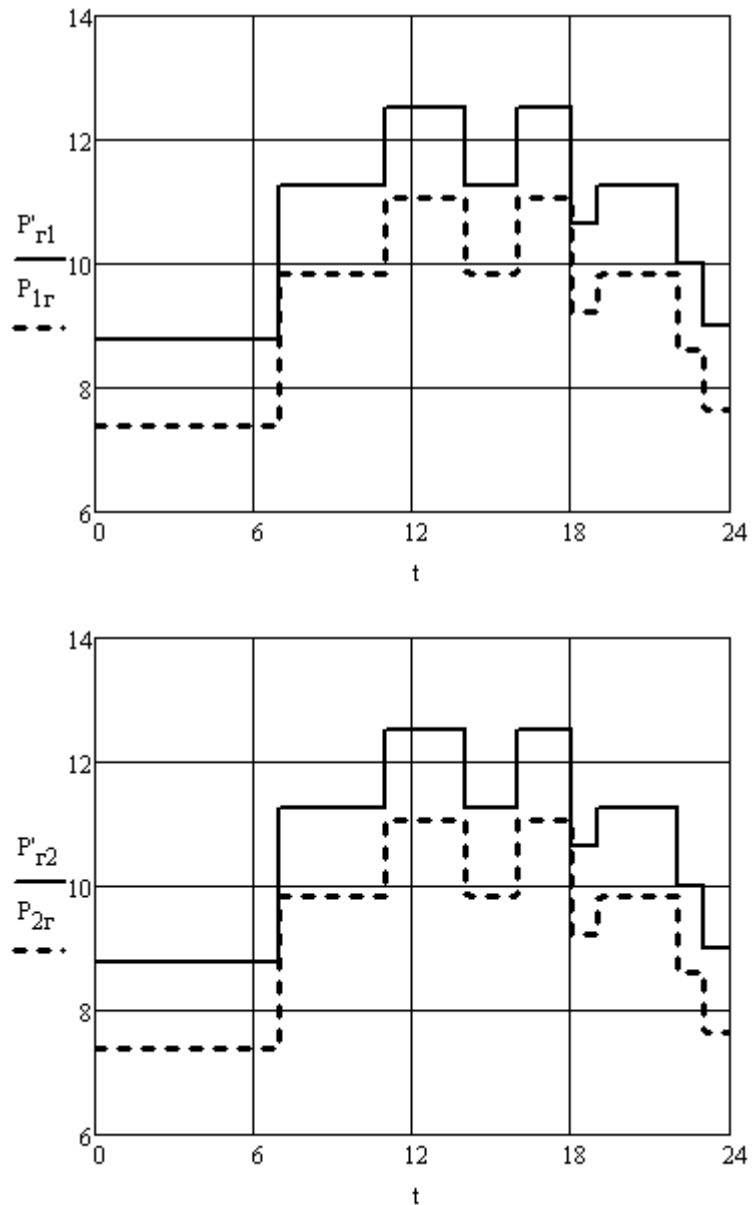


Рисунок 4.6 – Графіки завантаження агрегатів станції

Оскільки в загальному випадку задача внутрішньостанційної оптимізації режиму характеризується високою розмірністю, наявністю значної кількості обмежень, відсутністю достовірної інформації, тощо, її розв'язання здійснюється за спрощеними алгоритмами з урахуванням пріоритетів, наприклад, економічності різних заходів. Так витрати ресурсу при найвигіднішому розподілі навантаження можна зменшити на 0,2-0,6%, при правильно вибраному незмінному складі агрегатів – 0,2-1,2%, при правильно вибраному числі працюючих агрегатів – 0,2-10%. Звідси випливає доцільність розбиття задачі оптимізації

складу та режиму агрегатів на чотири самостійних підзадачі: першій – оптимізація числа та складу при рівномірному розподілі навантаження між агрегатами; друга – формування рівнозначних рішень для кожного розрахункового інтервалу часу і періоду оптимізації для мінімізації пускозупинних операцій; третя – визначення стратегії управління складом агрегатів на період оптимізації з мінімальним числом пускозупинних операцій; четверта – найвигідніший розподіл навантаження між агрегатами.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних вимикачів

Основним завданням даного розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, розкриття питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки та цивільного захисту на гідроелектростанції. Багато факторів на ЕС негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Тому важливо розглянути питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів з їх зниження, з техніки безпеки, цивільного захисту, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Основними задачами з охорони праці за темою магістерської кваліфікаційної роботи є:

1. Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних вимикачів, за ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [26, 27].

2. Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування високовольтних вимикачів. Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ 110 кВ.

3. Дослідження роботи електричної частини ГЕС потужністю 120 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

Початкові дані для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів МКР.

Експлуатацію діючих електроустановок (ЕУ) поділяють на оперативне обслуговування та виконання робіт.

Під час оперативного обслуговування передбачають такі роботи:

- впровадження потрібного режиму роботи електроустановки;
- виконання перемикачів та оглядів устаткування;
- підготовку ремонту електроустановки (підготовка робочого місця, допуск);
- технічне обслуговування окремого устаткування, яке передбачено виробничими інструкціями.

Під виконанням робіт розуміють такі роботи:

- ремонтні роботи: комплекс робіт з відновлення справності та працездатності устаткування: відновлення, випробування, налагодження тощо;
- технічне обслуговування – комплекс робіт з підтримки працездатності устаткування у період його застосування: випробування, підтяжка контактних з'єднань, доливання ізоляційного мастила, контроль ізоляції та ін.

З урахуванням аналізу ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує обладнання розподільних установок, високовольтні вимикачі, діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори [27]:

1. Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- рухомі частини виробничого устаткування;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена чи понижена температура робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена чи знижена вологість повітря;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;

- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

2. Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Відповідно до [28] ці показники не мають виходити за межі встановлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- швидкість вітру 0,2–0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування високовольтних вимикачів на ВРУ ГЕС потужністю 120 МВт

5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

За способом організації роботи в електроустановках поділяються на ті, що виконуються: за нарядом-допуском (далі нарядом), за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації [5].

Організаційними заходами, якими досягається безпека робіт в електроустановках, є:

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі та її закінчення.

За безпеку робіт, що виконуються в електроустановках відповідають:

- працівник, який видає наряд, розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця;
- працівник, який готує робоче місце, допуск;
- працівник, який допускає до роботи (далі – допускач);
- керівник робіт;
- працівник, який наглядає за безпечним виконанням робіт (далі – наглядач);
- члени бригади.

Наряд – це завдання на безпечне виробництво робіт, що визначає їх місце і зміст, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання робіт. Наряд виписується на бланку спеціальної форми.

Розпорядження – це завдання на виробництво робіт, визначальний їх зміст, місце і час, заходи безпеки і осіб, яким доручено виконання цих робіт.

Наряди і розпорядження видають особи, що мають групу по електробезпеці не нижче V в електроустановках напругою вище 1000 В, і не нижче IV в установках напругою до 1000 В. Наряд на роботу виписується під копірку в двох екземплярах і видається оперативному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця до роботи [29, 30].

Бригада, яка виконує роботи по наряду складається не менше ніж з двох чоловік – виробника робіт і члена бригади. Виробник робіт відповідає за правильність підготовки робочого місця, виконання необхідних для виробництва робіт заходів безпеки. Він же проводить інструктаж бригади про ці заходи, забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту, такелажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряду в електроустановках напругою вище 1000 В, повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, в установках до 1000 В і для робіт, що виконуються по розпорядженню, – не нижче III.

Працюючі повинні дотримуватись правил техніки безпеки.

Згідно вимог [29] працівник, який видає наряд, розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Право видачі нарядів та розпоряджень надається адміністративно-технічним працівникам підприємства, які мають групу V в електроустановках понад 1000 В та групу IV – в електроустановках до 1000 В.

Допуск до роботи здійснюється допускаючим – відповідальною особою з оперативного персоналу. Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виробник робіт разом з тим, що допускає перевіряють виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця [29].

З моменту допуску бригади до робіт для попередження порушень вимог техніки безпеки виконавець робіт або спостерігач здійснює нагляд. Періодично перевіряється дотримання працюючими правил техніки безпеки (ПТБ). При виявленні порушень ПТБ або виявленні інших обставин, загрозливих безпеці працюючих, у виробника робіт відбирається наряд і бригада віддаляється з місця роботи.

При перерві в роботі впродовж робочого дня бригада віддаляється з РУ, після перерви жоден з членів бригади не має права увійти в РУ у відсутність виконавця робіт або спостерігаючого, оскільки під час перерви можуть відбутися зміни в схемі, виробництва робіт, що відбиваються на умовах. Після закінчення робіт робоче місце упорядковується, приймається відповідальним

керівником, який після виведення бригади виконавцем робіт розписується в наряді про їх виконання.

Вмикати електроустановку після проведення ремонтних робіт можна тільки після отримання на це дозволу (розпорядження) працівника, який видає дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск.

Дозвіл (розпорядження) на вмикання електроустановки слід видавати тільки після отримання повідомлень від усіх допускачів і керівників робіт, яким було дано дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск в цій електроустановці, про повне закінчення робіт та можливість вмикання електроустановки [29].

5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Важливою задачею охорони праці є створення умов безпеки оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування, ремонту й випробувань високовольтних вимикачів, які виключають дії небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів.

Робоче місце огороджують канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях, по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх – «Не влізай. Уб'є!». На всіх підготовлених робочих місцях після накладання заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених ділянок.

У разі роботи на струмоведучих частинах, що потребують зняття напруги, повинні бути вимкнені:

- струмоведучі частини, на яких буде виконуватися робота;
- необгороджені струмоведучі частини, до яких можливе наближення людей або ремонтного оснащення та інструменту, механізмів і вантажопідіймальних машин на відстань, меншу від зазначеної в [29].

Під час підготовки робочого місця після вимкнення роз'єднувачів і вимикачів навантаження з ручним управлінням необхідно візуально впевнитися в їх вимкненому положенні і відсутності шунтувальних перемичок.

На приводах роз'єднувачів, відокремлювачів і вимикачів навантаження, напругою понад 1000 В, на ключах і кнопках дистанційного керування, на комутаційній апаратурі до 1000 В (автоматичні та інші вимикачі, рубильники), під час ввімкнення яких може бути подана напруга на робоче місце, мають бути вивішені плакати «Не вмикати! працюють люди».

Невідключені струмоведучі частини, доступні для випадкового доторкання, мають бути на час роботи обгороджені.

Для тимчасового обгороджування струмоведучих частин, що залишилися під напругою, можуть застосовуватися щити, ширми, екрани тощо, виготовлені з ізоляційних матеріалів.

В разі встановлення тимчасових огорож відстань від них до струмоведучих частин має бути не меншою ніж зазначена в нормативних документах [29].

Необхідність встановлення тимчасових огорож, їх вид, спосіб встановлення визначаються особою, яка виконує підготовку робочого місця. На тимчасові огорожі слід написати «Стій! Напруга» або прикріпити відповідні плакати безпеки.

Допускається застосування спеціальних пересувних огорож – кліток, похилих щитів тощо, – конструкція яких забезпечує безпечність їх встановлення, забезпечує стійкість і належне закріплення.

В електроустановках напругою до 10 кВ в тих випадках, коли неможливо обгородити струмоведучі частини щитами, допускається застосування ізолювальних накладок, розміщених між вимкненими і тими, що перебувають під напругою, струмоведучими частинами. Ці ізолювальні накладки можуть торка-

тися струмоведучих частин, що перебувають під напругою.

Після вмикання заземлювальних ножів або встановлення переносних заземлень вивіщується плакат «Заземлено». На сітчастих або суцільних огороженнях комірок, сусідніх з місцем робіт і розташованих навпроти, мають бути вивішені плакати «Стій! Напруга».

Сусідні комірочки та комірочки, розташовані навпроти місця роботи, які не мають зазначених огорожень, а також проходи, куди працівникам не слід заходити, мають бути огорожені переносними щитами (ширмами) з такими ж плакатами на них. Переносні щити слід встановлювати з таким розрахунком, щоб вони не перешкоджали виходу працівників з приміщення в разі виникнення небезпеки.

На час роботи в електроустановці забороняється переставляти або забирати плакати та встановлені тимчасові огороження.

Перевіряти відсутність напруги необхідно показчиком напруги заводського виготовлення, справність якого перед застосуванням слід перевірити за допомогою призначених для цього спеціальних приладів або наближенням до струмоведучих частин, розташованих поблизу, які явно перебувають під напругою.

В електроустановках напругою понад 1000 В користуватися показчиком напруги необхідно в діелектричних рукавичках.

У ВРУ напругою до 220 кВ перевіряти відсутність напруги показчиком дозволяється тільки в суху погоду.

Якщо під час перевірки схеми будуть помічені ознаки наявності напруги (корона на ошиновці та іншому устаткуванні або іскріння під час комутації роз'єднувачів), то схему слід перевірити повторно, про свої зауваження щодо стану устаткування повідомити оперативних працівників.

Встановлювати заземлення на струмоведучі частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги.

Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмо-

ведучі частини.

Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмоведучих частин, а потім від заземлювального пристрою.

Встановлення і зняття переносних заземлень слід виконувати в діелектричних рукавичках із застосуванням в електроустановках понад 1000 В ізолювальної штанги. Закріплювати затискачі переносних заземлень слід цією ж штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

Забороняється користуватися для заземлення провідниками, не призначеними для цього, а також – приєднувати заземлення за допомогою скручування.

5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (70 \times 58) = 4060 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; 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: $n_b = 18 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 4,25 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 5.1).

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (70 + 58) / 18 = 14,44 \text{ м}.$$

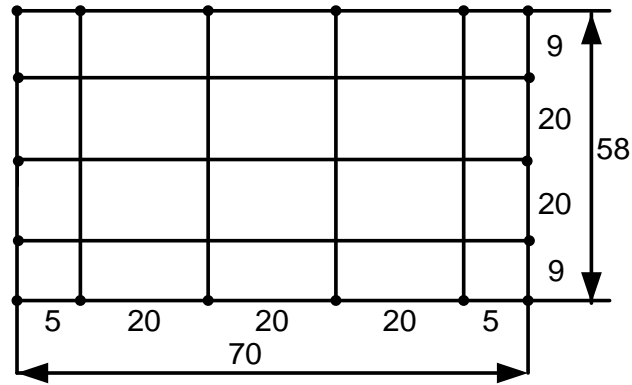


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110кВ

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 500/100 = 5;$$

$$a/l_B = 14,44/4,25 = 3,4;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{4060} = 64,8 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлювального пристрою [10]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (12.3)$$

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

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

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (12.4)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (12.5)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,25 + 0,7}{64,8} = 0,076 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,076 = 0,379;$$

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,7}{4,25} = 0,306.$$

$$L_r+L_B, = (70 \cdot 5 + 60 \cdot 4) + 18 \cdot 4,25 = 666,5 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [31] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 0,6$.

$$\rho_{\text{екв}} = 0,6 \cdot 100 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,379 \cdot \frac{60}{64,8} + \frac{60}{666,5} = 0,385 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Отже, обраний заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

Питання безпеки в надзвичайних ситуаціях, дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 120 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій наведено в додатку Г.

Висновки по розділу.

В даному розділі розв'язано всі поставлені задачі:

- проведено аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних вимикачів на ВРУ ГЕС;
- розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування високовольтних вимикачів;
- запропоновано параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 110 кВ, який відповідає нормам діючих вимог;
- досліджено роботу електричної частини ГЕС потужністю 120 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсу. Розроблено превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини станції в умовах надзвичайних ситуацій.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час експлуатації високовольтних вимикачів.

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники ГЕС

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. 6.1. 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 [32].

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ГЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в таблиці 6.1.

Питомі капіталовкладення:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст.}} \quad (6.1)$$

$$k_{\text{пит}} = \frac{1827072000}{120000} = 15225,6 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 6.1 – 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	23040000	2,0	921600	48	22118400	46080000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	9600	72,5	835200000	27	311040000	0,5	5760000	1152000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обл. призначення	2,0	80	18432000	20	4608000	-	-	23040000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	10368000	10	1152000	-	-	11520000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	54720000	5,0	2880000	-	-	57600000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	95	10944000	5	576000	-	-	11520000
7	Упорядкування території	1,0	100	11520000	-	-	-	-	11520000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	138240000	10	17280000	10	17280000	172800000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	115200000	115200000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	5760000	5760000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	1152000,00	1152000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	115200000	115200000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	103680000,0	103680000
	Всього			1102464000		338457600		386150400	1827072000

6.2 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 елек-

троенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

6.2.1 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 6.1. 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) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (\text{К}_{\text{БМР}} - \text{К}_{\text{БМР5}}); \quad (6.2)$$

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (1102464000 - 54720000) = 628646400 \text{ тис. грн}$$

$$\text{ОФ}_2 = \text{К}_5; \quad (6.3)$$

$$\text{ОФ}_2 = 57600000 \text{ тис. грн.}$$

$$ОФ_3 = 0,4(K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш}; \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} ОФ_3 &= 0,4 \cdot (1102464000 - 54720000) + (338457600 - 2880000) + 386150400 = \\ &= 1140825600 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 6.2.

Таблиця 6.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	628646400,0	7	44005248,0
ОФ2	57600000,0	28	16128000,0
ОФ3	1140825600,0	20	228165120,0
Разом	1827072000,0		288298368,0

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (6.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 628646400 \cdot 0,07 + 57600000 \cdot 0,28 + 1140825600 \cdot 0,20 = 288298368 \text{ тис. грн.}$$

6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{шт} \cdot N_{вст}, \quad (6.6)$$

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

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

$k_{\text{шт}}$ для ГЕС дорівнює 0,52.

$$P = 0,52 \cdot 120 = 62 \text{ чол.}$$

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	53 чол.
ІТР	7 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – 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:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (6.7)$$

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{зп} = 12 \cdot 53 \cdot 9200 = 5895360$ грн.;

ІТР $S_{зп} = 12 \cdot 7 \cdot 14000 = 1176000$ 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 6.4.

Таблиця 6.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	53	5895360
ІТР	7	1176000
службовці	1	120000
МОП	1	86400

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 6.5 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп.роб.} + S_{зп.МОП}) + 180 \cdot (S_{зп.ІТР} + S_{зп.сл.})) \cdot K_K \cdot K_B, \quad (6.8)$$

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

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

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

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (5895360 + 86400) + 1,80 \cdot (1176000 + 120000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ = 11284507 \text{ грн.}$$

6.2.3 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.

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зп}) \cdot I_{н}}{100} \\ I_{ін} = \frac{(288298368 + 11284507) \cdot 48}{100} = 143799780 \text{ грн.}, \quad (6.9)$$

де $I_{н}$ – процент інших витрат, що визначається по графіку [32].

6.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проєкті 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

$$I = I_a + I_{зп} + I_{ін}; \quad (6.10)$$

$$I = 288298368 + 11284507,08 + 143799780,04 = 443382655,12 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{И \cdot 100}{E_{\text{відп.}} \cdot 1000}, \quad (6.11)$$

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

$$C = \frac{443382655,12 \cdot 100}{433385,95 \cdot 1000} = 102,31 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.5.

Таблиця 6.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	288298368	65,02	66,52
Заробітна плата	11284507,08	2,55	2,60
Інші затрати	143799780,04	32,43	33,18
Разом	443382655,12	100	102,31

6.3 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 6.6.

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{вст}}}{\text{Ч}};$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{120}{62} = 1,92 \text{ МВт/чол.}$$

Таблиця 6.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Встановлена потужність станції	МВт	120
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	446542,62
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1827072
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	15225,6
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	102,31

У даному розділі були пораховані економічні показники проєктованої ГЕС потужністю 120 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 102,31$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі отримано розв'язок актуальної задачі дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини гідроелектростанції потужністю 120 МВт та дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів.

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

1. Розроблено техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. Використання ГЕС в покритті графіка навантаження системи є актуальним питанням в сучасних умовах функціонування енергетики.

2. Спроектовано електричну частину гідроелектричної станції потужністю 120 МВт, що видає потужність в електричну мережу на напрузі 110 кВ.

3. Розроблено схему власних потреб електростанції. Споживачі власних потреб тримують живлення на напрузі 0,4 кВ від головних трансформаторів власних потреб. Резервне живлення механізмів ВП забезпечується від найближчої підстанції району 10 кВ, що дозволяє забезпечити безперебійне живлення відповідальних споживачів ВП у разі зникнення напруги від робочих ТВП.

4. Обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, установку постійного струму, вимірювальні трансформатори струму та напруги, Розраховано план заземлювального пристрою та грозозахист ВРУ 110 кВ.

5. Проаналізовано задачі експлуатації високовольтних вимикачів.

6. Розраховано основні техніко-економічні показники ГЕС. Собівартість виробленої на станції електроенергії становить 102,31 коп/кВт·год., що не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля, А. А. Сидоренко, С. В. Бегун, А. А. Білуха. К. : НІСД, 2014. 112 с.
2. Гідроенергетика та її роль у перебудові економіки України URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/gidroenergetika-ta-ii-rol-u-perebudovi-ekonomiki-ukraini
3. 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>
4. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
5. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
6. Чому розвиток зеленої енергетики світу неможливий без розбудови гідроенергетики? URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-rozvitok-zelenoi-energetiki-svitu-nemozhliivy-bez-rozbudovi
7. Чому ГЕС і ГАЕС необхідні енергетичній системі країни? URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-ges-i-gaes-neobkhidni-energetichniy-sistemi-kraini
8. Погляд в майбутнє: водні ресурси, зміни клімату та гідроенергетика URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/poglyad-v-maybutne-vodni-resursi-zmini-klimatu-ta-gidroenergetika
9. URL: <https://www.hydropower.org/news/slow-hydropower-growth-is-a-stark-wake-up-call-to-governments-on-climate>
10. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

11. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 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. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
15. Лежнюк П. Д., Зелінський В. Ц. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. Вінниця ВДТУ, 2008. 173с.
16. Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Експлуатація високовольтних вимикачів. Харків: ХНАМГ, 2006. 51 с.
17. Гук Ю. Б. Основы надежности электрических установок Л.: ЛГУ, 1976. 192 с.
18. Проблемы надежности электроэнергетических систем / И. А. Александров, В. А. Веников, В. В. Могирев и др. // Энергетика и транспорт. 1976. № 1. С. 82–87.
19. Особливості експлуатації високовольтних електричних вимикачів / О. Є. Рубаненко, В. О. Лесько, А. В. Поліщук, Д. О. Мельничук. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2021. № 6.
20. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/a365509-vysokovoltnye-vakuumnye-vyklyuchateli.html>
21. URL: <https://forca.com.ua/info/oborudovanie/vv/tel-10.html>
22. URL: <https://remontu.com.ua/dlya-chogo-neobxidnij-vakuumnij-vimikach-i-yak-vin-pracyuye>
23. URL: <https://tukles.biz.ua/elegazovi-vimikachi-princip-roboti-i/>
24. Пантелеева І. В. Стан розвитку автоматизованих систем управління в електричних мережах / Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: технічні науки. Том 29 (68) Ч. 2 № 6 2018. С. 36-41.

25. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Бурикін О.Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами.: моногр. Вінниця: ВНТУ, 2008. 122 с.

26. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

27. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

28. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

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

30. Правила безпечної експлуатації електроустановок. К.: Основа, 2000. 230 с.

31. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

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

33. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання): навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

34. 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.

ДОДАТОК А

108

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з генераторами типу СВ-546/90-32 з дослідженням особливостей експлуатації висковольтних вимикачів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 90,04% Схожість 9,96%

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)

Гулько І.О.
(прізвище, ініціали)

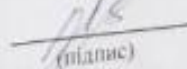
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Федорова А.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Лесько В.О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

109

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., уч. зв., ініціал та прізвище)

(підпис)

" 14 " 09 2022 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
 120 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ СВ-546/90-32 З ДОСЛІДЖЕННЯМ
 ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

08-13.МКР.008.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

Лесько В. О.

(підпис)

Магістр групи ЕС-21м

Федорова А. В.

(підпис)

Вінниця 2022 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. Постає необхідність проєктування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проєктувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ГЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;
- б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – проєктування ГЕС потужністю 120 МВт та дослідження експлуатації високовольтних вимикачів;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, В. О. Негодуйко, П. Л. Пертко, І. В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. – 275 с.
2. Лежнюк П. Д. Проєктування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
3. Лежнюк П. Д., Зелінський В. Ц. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. Вінниця ВДТУ, 2008. 173с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проєктування гідроелектростанції потужністю 120 МВт з гідроагрегатами одиничною потужністю 15 МВт (вісім шт.). В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 70 км, потужність віддається повітряни-

ми ЛЕП напругою 110 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ГЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “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	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Експлуатація високовольтних вимикачів	06.10.22	20.10.22	розділ 3
5	Автоматизована система керування ТП ГЕС	21.10.22	30.10.22	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	розділ 5
7	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	розділ 6

8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Випробування високовольтних вимикачів

В.1 Види й періодичність випробувань

Випробування високовольтних вимикачів при капітальному (К) і поточному (П) ремонтах, а також міжремонтні випробування (М) проводять у строки, установлені прийнятою на підприємстві системою ППР, але К – не рідше одного разу у вісім років.

При проведенні випробувань високовольтних вимикачів виконують операції, наведені в табл. В.1.

Таблиця В.2 – Програма випробувань вимикачів [16]

Номер пункту програми випробувань	Номер пункту ПТЕ	Найменування випробування	Вид випробувань
1	2	3	4
5.1	11.1	Вимірювання опору ізоляції: 1) рухомих і направляючих частин, виконаних з органічних матеріалів; 2) вторинних кіл, у тому числі вмикаючої і вимикаючої котушок приводу.	К К, М
5.2	11.3	Випробування підвищеною напругою промислової частоти: 1) ізоляції вимикачів; 2) ізоляції вторинних кіл і обмоток вмикаючої і вимикаючої котушок	К
5.3	11.4	Вимірювання опору постійному струму: 1) контактів вимикачів; 2) обмоток вмикаючої і вимикаючої котушок.	К, П, М
5.4	11.5	Перевірка часу руху рухомих частин вимикача.	К, Т
5.5	11.6	Вимірювання ходу рухомої частини вимикача, ходу контактів при вмиканні, контроль одночасності замикання й розмикання контактів.	К, М
5.6	11.7	Перевірка дії механізму вільного розчіплювання.	К, М
5.7	11.8	Перевірка спрацьовування приводу при зниженій напрузі.	К

5.8	11.9	Випробування вимикача багаторазовими увімкненням й вимиканням.	К
-----	------	--	---

В.2 Засоби випробувань та вимірювань

Під час проведення випробуваннях вимикачів використовують засоби вимірювань і випробувальне устаткування, наведені в табл. В.2.

Засоби вимірювання при випробуваннях мають бути в справному стані, повірені в органах Держстандарту й мати відповідну відмітку про перевірку відповідно ДСТ 8.513.

Таблиця В.2 – Засоби вимірювань і випробувальне устаткування [16]

Найменування	Тип	Метрологічні характеристики	Призначення
1. Мегаомметр	М 4100/5	2500 В кл.т. 1,5	Вимірювання опору ізоляції рухомих і направляючих частин вимикача. Випробування підвищеною напругою ізоляції вторинних кіл.
2. Мегаомметр	М 4100/4	1000 В кл.т. 1,5	Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл.
3. Апарат для випробування ізоляції	АИИ-70		Випробування підвищеною напругою ізоляції вимикачів.
4. Мікроомметр	М-246	100 - 1000 мкОм 10 - 100мОм 100м кл.т. 3,5	Вимірювання опору контактів постійному струму.
5. Міст одинарний	Р-333	Межі виміру: 1- 10 ⁶ Ом, кл.т. 0,5- 5,0	Вимірювання опору постійному струму вмикаючої і вимикаючої котушок.
6. Секундомір електричний	ПВ-53Л	220 В Ціна розподілу 0,01 с	Перевірка часу руху рухомих частин.
7. Лінійка металева		0-500 мм	Вимірювання характеристик ходу рухомих частин.
8. Лампи сигнальні			Вимір ходу рухомих контактів, контроль одночасності замикання.
9. Амперметр	Е-59/3	5;10 А кл. т. 0,5	Перевірка спрацьовування привода при зниженій напрузі.

10. Амперметр	М 109	10 А; кл. т. 0,5	Те ж
11. Вольтметр	Е-59/1	75, 150, 300, 600 В кл. т. 0,5	Те ж
12. Вольтметр	М 109	25, 150, 300 600 В кл. т. 0,5	Те ж
13. Реостат	РСП	50-100 Ом	Те ж
14. Автотранс-форматор	ЛАТР-2	0-250 В	Те ж

Випробувальне устаткування, що використовують при випробуваннях, повинне бути справним і мати відповідну технічну документацію, а також документи, що підтверджують проведення первинної або періодичної атестації відповідно до ДСТ 24555.

Можна застосовувати і інші засоби вимірювання і випробувальне устаткування, що не поступається по метрологічних характеристиках засобам і устаткуванню, наведеним у табл. В.2.

В.3 Зразок протоколу проведення випробування вимикача

ПРОТОКОЛ № _____

“ _____ ” _____ 200 р.
 випробування вимикача _____ кВ
 сила струму _____ А, тип _____ зав.№ _____ привод типу
 _____, встановленого в комірці № _____
 розп.пристрою _____ кВ на підстанції _____

(підприємство, адреса)

1. Вимір опору ізоляції рухомих частин (РЧ).

Вимір проводився мегаомметром напругою _____ В
 типу _____ зав. № _____

Результати вимірів

Фаза	Вимкнене полож., МОм	Увімкнене полож., МОм	Опір. рух. частин, МОм	Висновок
Ж				
З				
К				

2. Вимір омичного опору контактів.

Вимір проводився приладом типу _____ зав.№ _____

Результати вимірів

Фази	Опір контактів, Ом	Висновок
Ж		
З		
К		

Щуп товщиною _____ мм і шириною _____ мм входить між контактами на глибину _____ мм.

Різномісність замикання й розмикання контактів у межах однієї фази становить _____ %.

3. Вимірювання власного часу увімкнення й вимкнення:

А) Час увімкнення _____ с.

Б) Час вимкнення _____ с.

4. Перевірка спрацьовування привода при зниженій напрузі.

Мінімальна напруга спрацьовування:

1) Електромагнітів _____ % від $U_{ном}$;

2) Контактів увімкнення _____ % від $U_{ном}$.

Вимірювальні прилади: тип _____ зав. № _____

Продовження додатка

5. Для перевірки роботи дистанційного керування приводом проведено _____ увімкнень при напрузі оперативного струму $1,15U_{\text{ном}}$ _____ увімкнень при $0,9U_{\text{ном}}$ і _____ вимикань при $0,8U_{\text{ном}}$.

Висновок

Випробування проводили	_____	()
	_____	()
Перевірив	_____	()

ДОДАТОК Г

Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 120 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 [33]. 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.

Г.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 120 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 (87600 год) Дані зводимо в таблицю Г.1.

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

Визначаємо можливу дозу опромінення [33]:

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

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

t_{Π} – час початку опромінення, 1 год

t_K – максимальна тривалість роботи, 10 років.

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

№	Елементи електричної частини ГЕС	$D_{гр}, Р$	$D_{гр}, Р$
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 управління	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

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,3(\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 3126,71(Р).$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t, [\text{год}] \quad (\text{Г.2})$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,3 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,3} \right)^2 = 9089,64 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{доп}} = \frac{9089,64}{24 \cdot 365} = 1,038 \text{ (р)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{гр}} = 10^3 < D_{\text{м}} = 3126,71 \text{ (Р)}.$$

Висновок. Оскільки $D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ Р} < D_{\text{м}} = 3126,71 \text{ Р}$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{\text{осл}}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,038 року (9089,64 годин).

Г.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 $K_{\text{б}} = 40 \text{ дБ}$.

Електрична частина ГЕС розподіляється на різні блоки:

1. Центральний щит управління;
2. Агрегатний щит управління;

3. Блок живлення.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1} = 3,4$ м, $l_{B2} = 2,6$ м, $l_{B3} = 1,5$ м, $l_{Г1} = 2,6$ м, $l_{Г2} = 2,2$ м, $l_{Г3} = 1,2$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_6^{B,Г} = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{(B,Г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (\text{Г.3})$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_B = E_{Г} \cdot l_B, \quad U_{Г} = E_B \cdot l_{Г}, \quad (\text{Г.4})$$

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

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

Визначаємо $U_{Г}$ та U_B .

Для центрального щита управління:

$$U_{Г1} = 12,85 \cdot 2,6 = 33,41 \text{ (В)};$$

$$U_{B1} = 0,01285 \cdot 3,4 = 0,044 \text{ (В)}.$$

Для агрегатного щита управління:

$$U_{Г2} = 12,85 \cdot 2,2 = 28,27 \text{ (В)};$$

$$U_{B2} = 0,01285 \cdot 2,6 = 0,033 \text{ (В)}.$$

Для блока живлення:

$$U_{Г3} = 12,85 \cdot 1,2 = 15,42 \text{ (В)};$$

$$U_{B3} = 0,01285 \cdot 1,5 = 0,019 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{\text{доп}} = 12$ (В):

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки. Результати розрахунків заносимо в таблицю Г.2.

Таблиця Г.2 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	l_e (м)	l_z (м)	U_e (В)	U_z (В)	K_{σ}^e (дБ)	K_{σ}^z (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	3,4	2,6	0,044	33,410	49,20	-8,47	не стійкий
2	Агрегатний щит управління	2,6	2,2	0,033	28,270	51,53	-7,02	не стійкий
3	Блок живлення	1,5	1,2	0,019	15,420	56,31	-1,75	не стійкий

Для центрального щита управління:

$$K_{61}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{33,41} = -8,47 \text{ (дБ)};$$

$$K_{61}^{\text{В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,044} = 49,2 \text{ (дБ)}.$$

Для агрегатного щита управління:

$$K_{62}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{28,27} = -7,02 \text{ (дБ)}$$

$$K_{62}^{\text{В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,033} = 51,53 \text{ (дБ)};$$

Для блока живлення:

$$K_{63}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{15,42} = -1,75 \text{ (дБ)};$$

$$K_{63}^{\text{В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,019} = 56,31 \text{ (дБ)}.$$

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, оскільки $K_6^{B,\Gamma} < 40$ дБ, тому потрібно проводити екранування.

Г.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 $K_{\text{осл}}$ в 3 рази.

Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_B = 5,1$.

Центральний щит управління:

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

$$t_1 = \frac{40 - (-8,47)}{5,1\sqrt{15000}} = 0,078 \text{ (см);}$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{40 - (-7,02)}{5,1\sqrt{15000}} = 0,075 \text{ (см);}$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-1,75)}{5,1\sqrt{15000}} = 0,067 \text{ (см).}$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,078 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит управління буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,075 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,067 см.

Висновки. Отже, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи електричної частини ГЕС 60 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 120 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено, що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елементи: фотодіоди

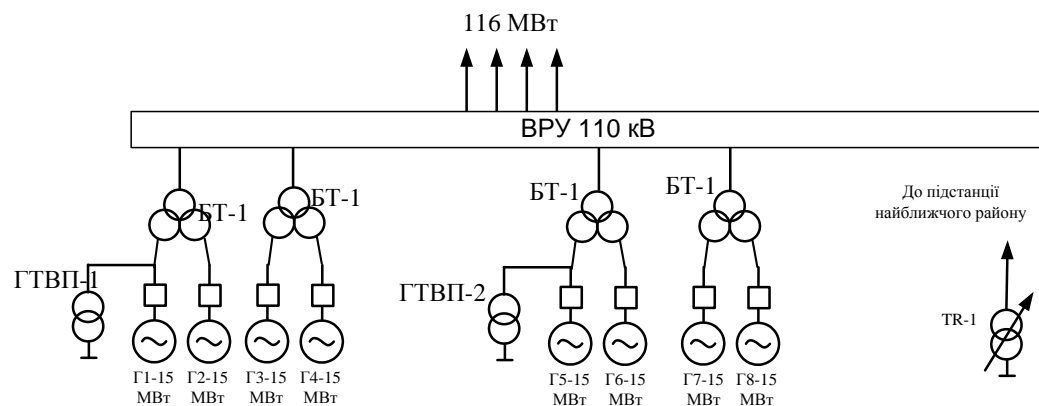
центрального щита управління та трансформатор 6/0,4 кВ. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить 10^3 , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко 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 ($K_6^B < 40$ (дБ) і $K_6^r < 40$ (дБ)). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було обрано сталь.

ДОДАТОК Д**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
120 МВТ З АГРЕГАТАМИ ТИПУ СВ-546/90-32 З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ**

ВИБІР СХЕМ ГЕС

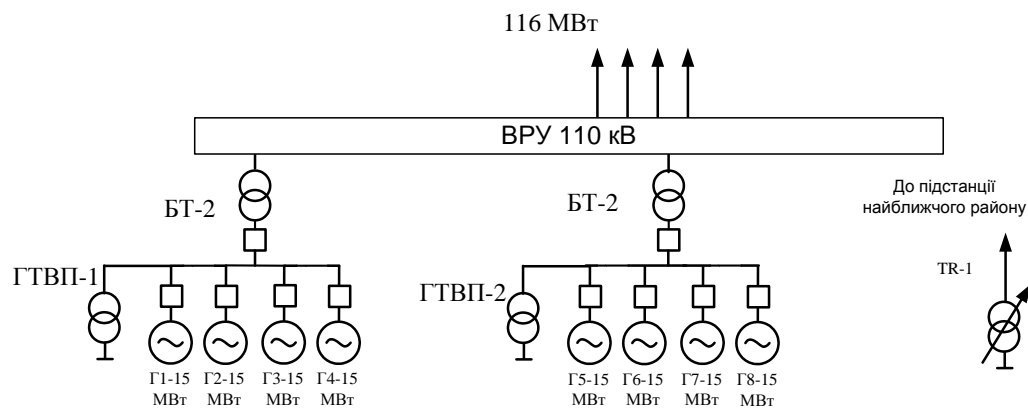
ВАРІАНТИ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ГЕС



Мах: $60 \cdot 0,672 = 59,328$ МВт

Мах: $60 \cdot 0,672 = 59,328$ МВт

І-й варіант



Мах: $60 \cdot 0,672 = 59,328$ МВт

Мах: $60 \cdot 0,672 = 59,328$ МВт

ІІ-й варіант

ВАРІАНТИ ГОЛОВНИХ СХЕМ ВРУ-110 кВ ГЕС

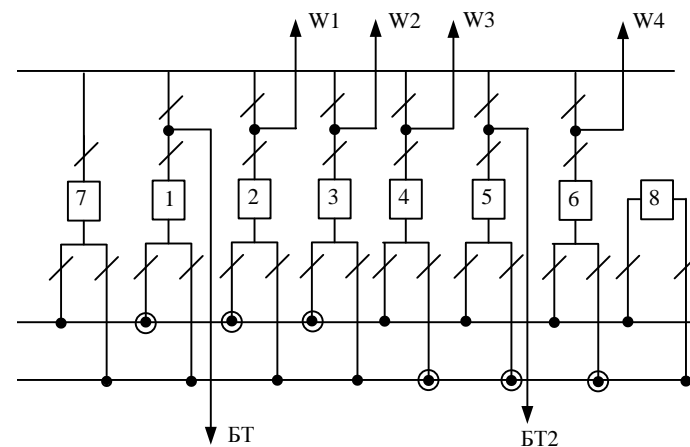


Схема «дві робочі та обхідна система збірних шин»
І варіант схеми ВРУ-110 кВ

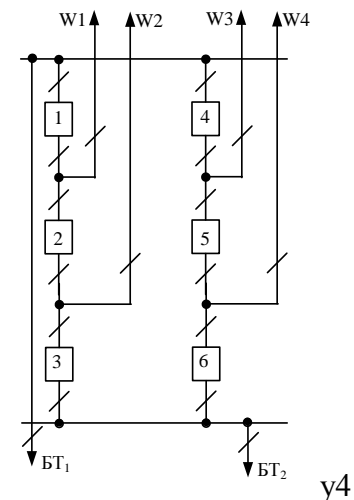
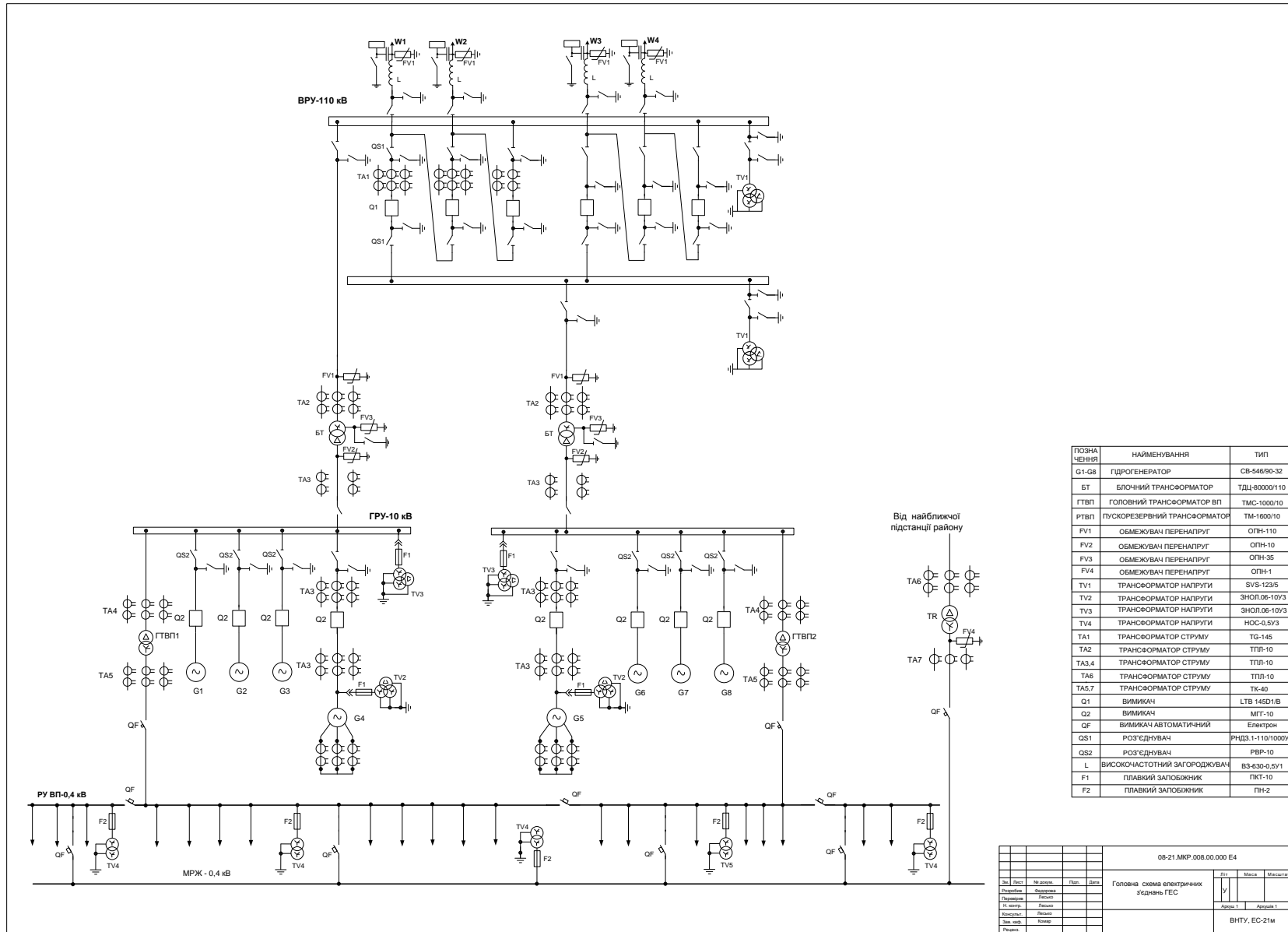


Схема шестикутника
ІІ варіант схеми ВРУ-110 кВ

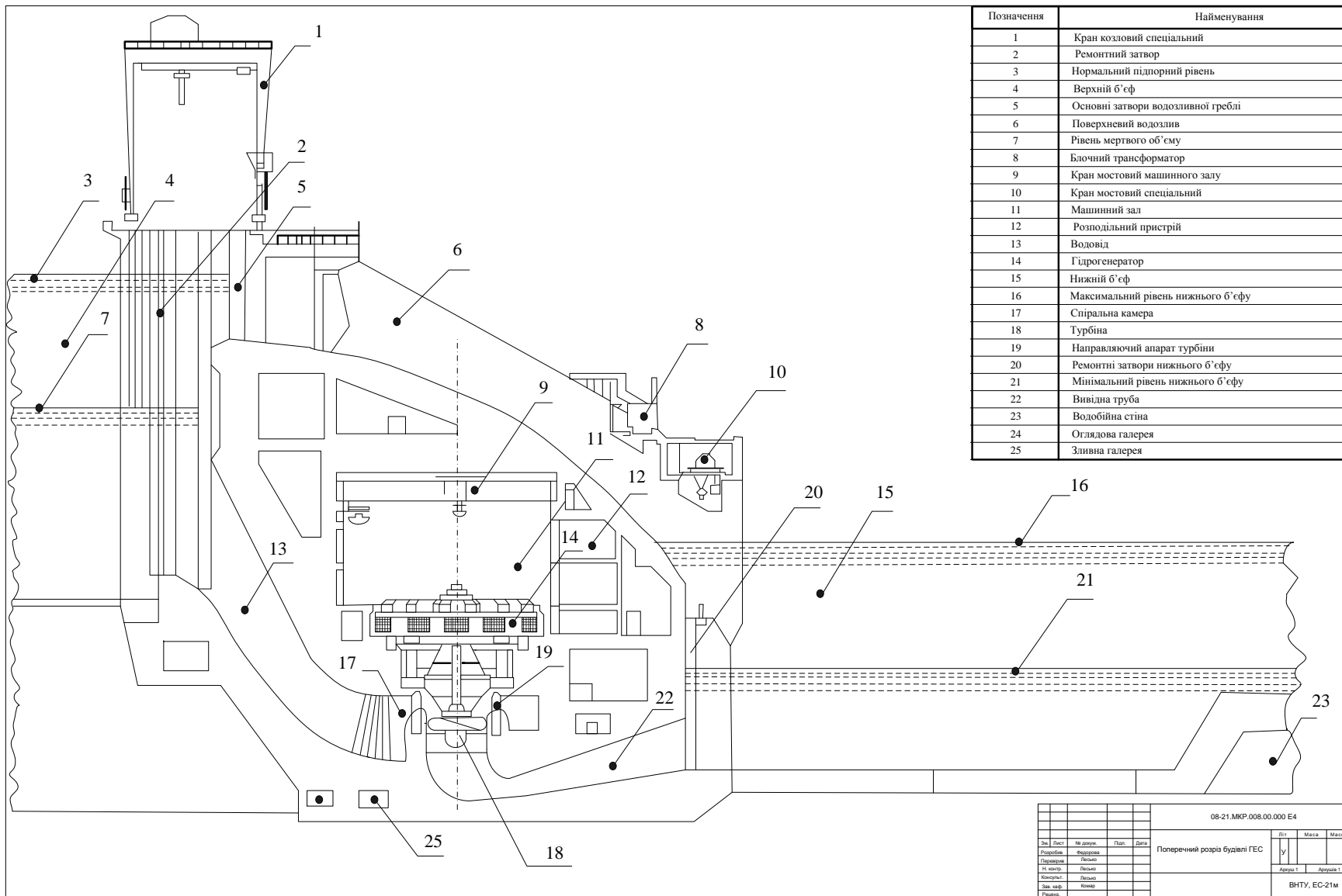
СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ГОЛОВНА



ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
G1-G8	ГІДРОГЕНЕРАТОР	СВ-546/90-32
БТ	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТДЦ-80000/110
ГТВП	ГОЛОВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТМС-8000/10
РТВП	ПУСКОРЕРЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТМ-1600/10
FV1	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-110
FV2	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-10
FV3	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-35
FV4	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-1
TV1	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	SVS-123/5
TV2	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОЛ.06-10У3
TV3	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОЛ.06-10У3
TV4	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НОС-0.5У3
TA1	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TG-145
TA2	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТПЛ-10
TA3,4	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТПЛ-10
TA5	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТПЛ-10
TA5,7	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТК-40
Q1	ВИМИКАЧ	LTB 145D1/B
Q2	ВИМИКАЧ	МТ-10
QF	ВИМИКАЧ АВТОМАТИЧНИЙ	Електрон
QS1	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНД3.1-110/1000У1
QS2	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РВР-10
L	ВИСОКочАСТОТНИЙ ЗАГОРОДЖУВАЧ	ВЗ-630-0,5У1
F1	ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПКТ-10
F2	ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПН-2

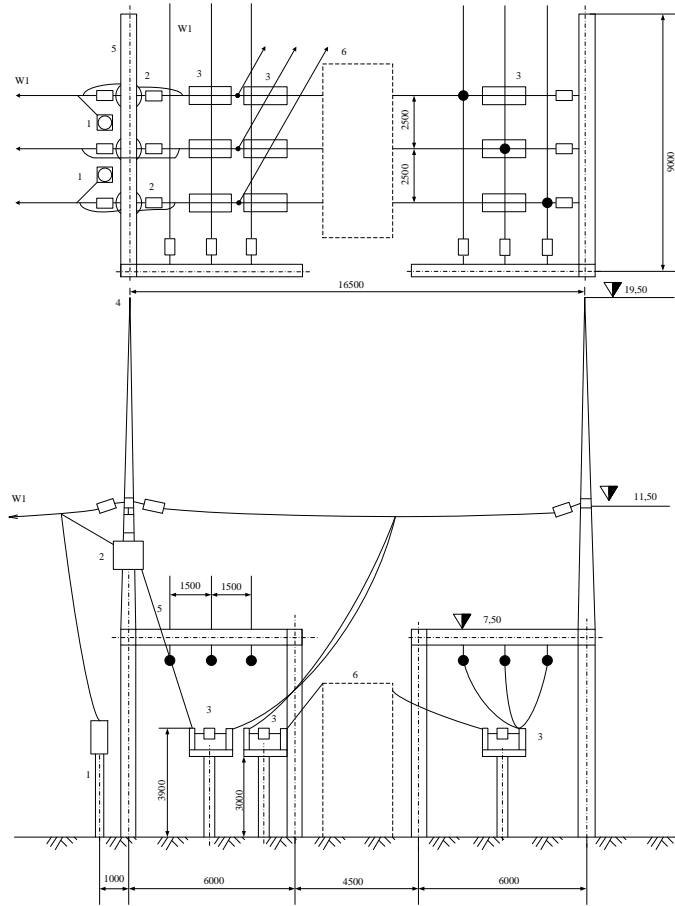
08-21.МКР.008.00.000 Е4			
№	Дат.	Вид.	Зам.
1	2024	Розробка	М.Сидор
2	2024	Перевірка	П.Сидор
3	2024	Вибір	М.Сидор
4	2024	Вибір	М.Сидор
5	2024	Вибір	М.Сидор
6	2024	Вибір	М.Сидор
7	2024	Вибір	М.Сидор
8	2024	Вибір	М.Сидор
9	2024	Вибір	М.Сидор
10	2024	Вибір	М.Сидор
Головна схема електричних з'єднань ГЕС			
№	Дат.	Вид.	Зам.
1	2024	Розробка	М.Сидор
2	2024	Перевірка	П.Сидор
3	2024	Вибір	М.Сидор
4	2024	Вибір	М.Сидор
5	2024	Вибір	М.Сидор
6	2024	Вибір	М.Сидор
7	2024	Вибір	М.Сидор
8	2024	Вибір	М.Сидор
9	2024	Вибір	М.Сидор
10	2024	Вибір	М.Сидор
ВНТУ, ЕС-21м			

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛІ СТАНЦІЇ



				08-21.МКР.008.00.000 Е4			
Зап. лист	№ докум.	План	Дата	Поперечний розріз будівлі ГЕС	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив	Федоренко				у		
Перевірив	Рибачко				Архив 1		Архив 1
Н. керів.	Рибачко						
Коректор	Рибачко						
Зап. наб.	Комар						
Рисують							

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-110 КВ



№ вузла	Назва вузла
1	Конденсатор зв'язку СМР-110/3
2	Загороджувач високочастотний ВЗ-630-0,5У1
3	Роз'єднувач РНДЗ.1-110/2000У1
4	Блискавковідвід
5	Портал
6	Вузол встановлення вимикача LTB 145D1/В

08-21.МКР.008.00.0000 Е4									
Знак	Лист	№ докум.	Лист	Дата	Поперечний розріз коміртки ВРУ-110 кВ		Лист	Маса	Масштаб
Розробив	Федоренко						У		
Перевірив	Лісовий				Архив 1		Архив 1		
Інженер	Рибак								
Конструктор	Рибак				ВНТУ, ЕС-21м				
Зам. нар.	Клименко								
Провер.									

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, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12,	12,6	22,71	19,39	10,1
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	56	17,54	3,86	10,1
1-8, 2-7, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	57,40	17,27	3,06	10,1

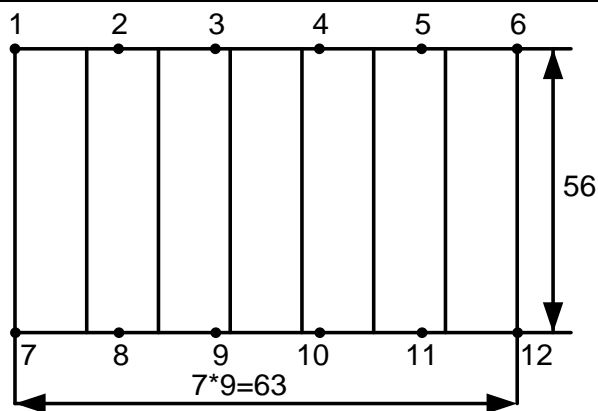
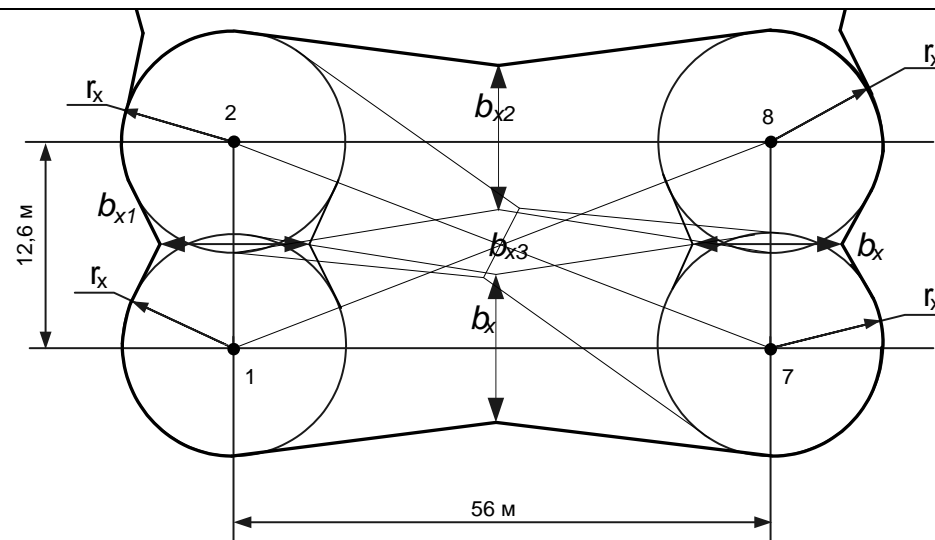
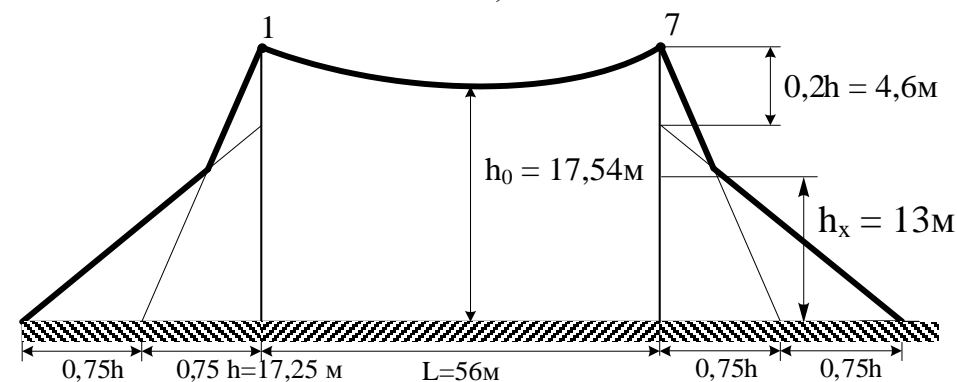


Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ



а)

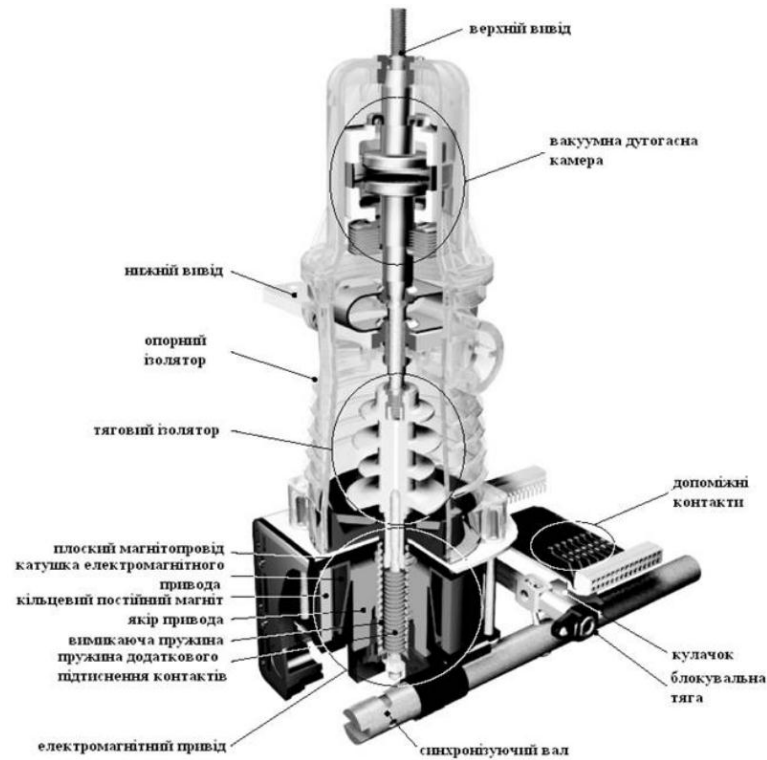


б)

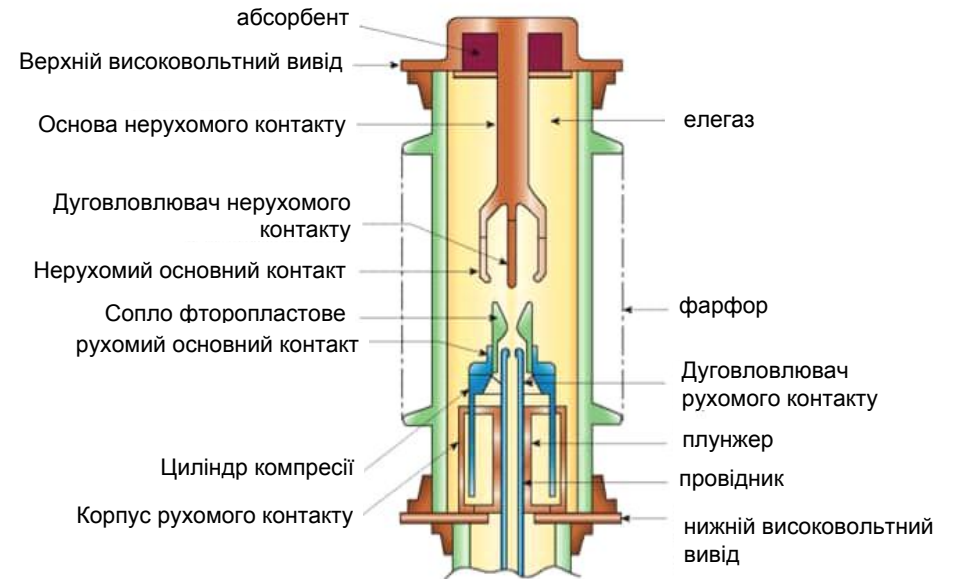
Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Будова високовольтного вакуумного вимикача



Будова високовольтного элегазового вимикача



ВИПРОБУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Види й періодичність випробувань

Випробування високовольтних вимикачів при капітальному (К) і поточному (П) ремонтах, а також міжремонтні випробування (М) проводять у строки, установлені прийнятою на підприємстві системою ППР, але К – не рідше одного разу у вісім років.

При проведенні випробувань високовольтних вимикачів виконують операції, наведені в табл. 1.

Таблиця 1 – Програма випробувань вимикачів

Номер пункту програми випробувань	Номер пункту ПТЕ	Найменування випробування	Вид випробувань
1	2	3	4
5.1	11.1	Вимірювання опору ізоляції: 1) рухомих і направляючих частин, виконаних з органічних матеріалів; 2) вторинних кіл, у тому числі вмикаючої і вимикаючої котушок приводу.	К К, М
5.2	11.3	Випробування підвищеною напругою промислової частоти: 1) ізоляції вимикачів; 2) ізоляції вторинних кіл і обмоток вмикаючої і вимикаючої котушок	К
5.3	11.4	Вимірювання опору постійному струму: 1) контактів вимикачів; 2) обмоток вмикаючої і вимикаючої котушок.	К, П, М
5.4	11.5	Перевірка часу руху рухомих частин вимикача.	К, Т
5.5	11.6	Вимірювання ходу рухомої частини вимикача, ходу контактів при вмиканні, контроль одночасності замикання й розмикання контактів.	К, М
5.6	11.7	Перевірка дії механізму вільного розчіплювання.	К, М
5.7	11.8	Перевірка спрацьовування приводу при зниженій напрузі.	К
5.8	11.9	Випробування вимикача багаторазовими увімкненням й вимиканням.	К

Засоби випробувань та вимірювань

Під час проведення випробуваннях вимикачів використовують засоби вимірювань і випробувальне устаткування, наведені в табл. 2. Засоби вимірювання при випробуваннях мають бути в справному стані, повірені в органах Держстандарту й мати відповідну відмітку про перевірку відповідно ДСТ 8.513.

Таблиця 2 – Засоби вимірювань і випробувальне устаткування

Найменування	Тип	Метрологічні характеристики	Призначення
1. Мегаомметр	М 4100/5	2500 В кл.т. 1,5	Вимірювання опору ізоляції рухомих і направляючих частин вимикача. Випробування підвищеною напругою ізоляції вторинних кіл.
2. Мегаомметр	М 4100/4	1000 В кл.т. 1,5	Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл.
3. Апарат для випробування ізоляції	АИИ-70		Випробування підвищеною напругою ізоляції вимикачів.
4. Мікроом метр	М-246	100 - 1000 мкОм 10 - 100мОм 100Ом кл.т. 3,5	Вимірювання опору контактів постійному струму.
5. Міст одинарний	Р-333	Межі виміру: $1-10^6$ Ом, кл.т. 0,5-5,0	Вимірювання опору постійному струму вмикаючої і вимикаючої катушок.
6. Секундомір електричний	ПВ-53Л	220 В Ціна розподілу 0,01 с	Перевірка часу руху рухомих частин.
7. Лінійка металева		0-500 мм	Вимірювання характеристик ходу рухомих частин.
8. Лампи сигнальні			Вимір ходу рухомих контактів, контроль одночасності замикання.
9. Амперметр	Е-59/3	5;10 А кл. т. 0,5	Перевірка спрацьовування привода при зниженій напрузі.
10. Амперметр	М 109	10 А; кл. т. 0,5	Те ж
11. Вольтметр	Е-59/1	75, 150, 300, 600 В кл. т. 0,5	Те ж
12. Вольтметр	М 109	25, 150, 300 600 В кл. т. 0,5	Те ж
13. Реостат	РСП	50-100 Ом	Те ж
14. Автотрансформатор	ЛАТР-2	0-250 В	Те ж

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТП ГЕС

Оптимізація режимів роботи ЕЕС за участі спроектованої ГЕС

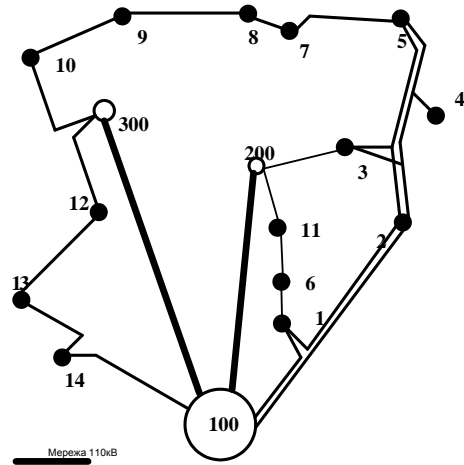


Рисунок 1 – Схема електричної системи

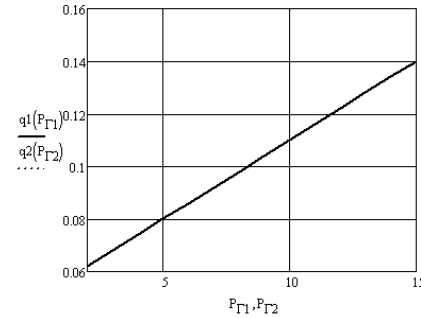


Рисунок 2 – Характеристики відносного приросту для блоків ГЕС

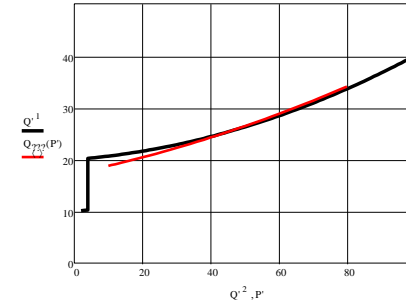


Рисунок 3 – Еквівалентна витратна характеристика ГЕС

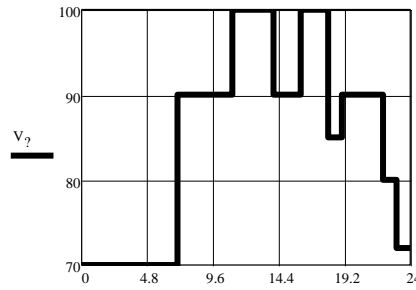


Рисунок 4 – Графік зміни навантаження району у відсотках від максимального

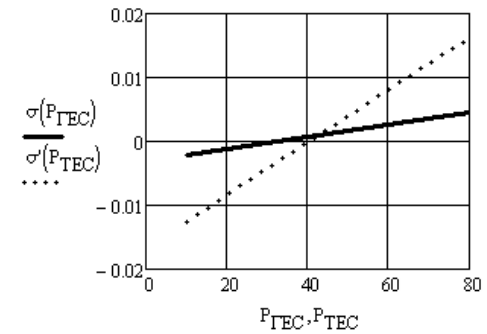


Рисунок 5 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлах встановлення генеруючих потужностей

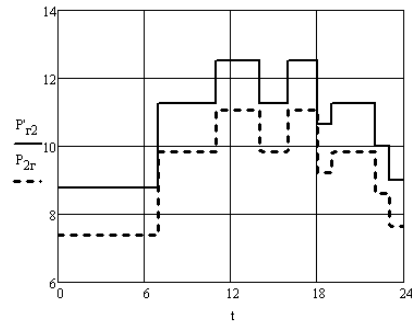
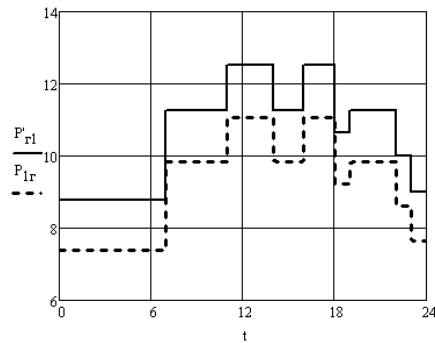


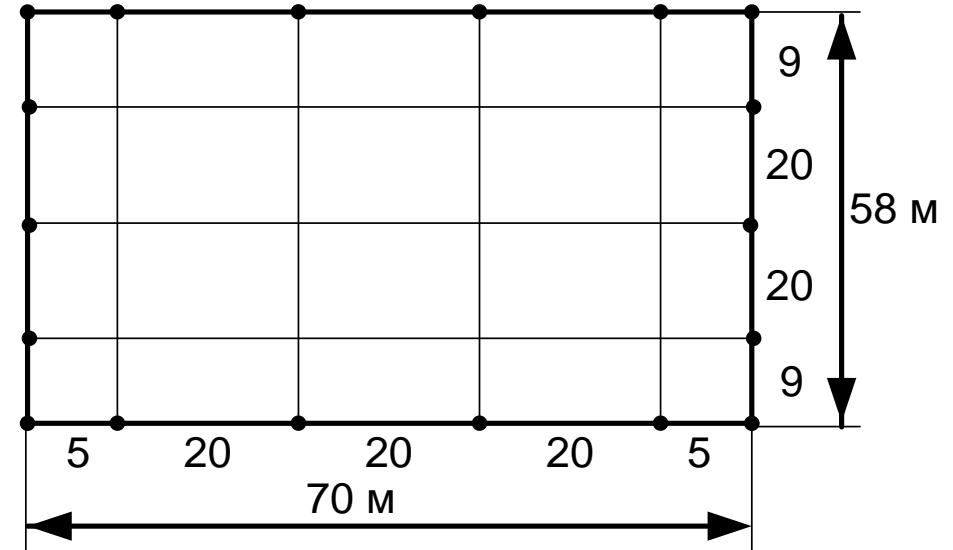
Рисунок 6 – Графіки завантаження агрегатів станції

РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (70 \times 58) = 4060 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; 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: $n_B = 18 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4,25 \text{ м}$.

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

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	288298368	65,02	66,52
Заробітна плата	11284507,08	2,55	2,60
Інші затрати	143799780,04	32,43	33,18
Разом	443382655,12	100	102,31

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	120
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	446542,62
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1827072
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	15225,6
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	102,31