

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 60 МВт з агрегатами типу ВГС 525/84-40 з дослідженням особливостей проектування заземлювальних пристроїв»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-20м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Коваль К. А.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Тептя В. В.

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

Опонент: \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

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

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

\_\_\_\_\_ 2021 року

## **З А В Д А Н Н Я**

### **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

\_\_\_\_\_ Ковалю Костянтину Андрійовичу \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 60 МВт з агрегатами типу ВГС 525/84-40 з дослідженням особливостей проектування заземлювальних пристроїв»  
керівник роботи к.т.н., доц., доцента каф. ЕСС Тептя В. В.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277
2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 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 35 км; вид промисловості району – верстатобудування; максимальна потужність, що віддається в систему 38 МВт; номінальна потужність системи 8600 МВА; номінальний опір системи 0,38 в.о.; номінальна напруга системи 35 кВ; номінальна напруга мережі району 10 кВ; максимальне навантаження місцевого району 8 МВт
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Проектування заземлювальних пристроїв. 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. Головна схема електричних з'єднань станції. 2. Поперечний розріз головної будівлі станції. 3. План та поперечний розріз ВРУ-35 кВ. 4. Блискавкозахист ВРУ 35 кВ. 5. План заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ. 7. АСК ТП ГЕС. 8. Техніко-економічні показники станції.

## 6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 24 вересня 2021 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	07.09.21	12.09.21	
3	Електротехнічна частина	13.09.21	05.10.21	
4	Дослідження методів проектування заземлювальних пристроїв	06.10.21	20.10.21	
5	Автоматизована система керування ТП ГЕС	21.10.21	30.10.21	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	
7	Економічна частина	11.11.21	16.11.21	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.21	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	

Студент

\_\_\_\_\_ ( підпис )

\_\_\_\_\_ Коваль К. А.

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ ( підпис )

\_\_\_\_\_ В. В. Тептя

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Коваль Костянтин Андрійович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 60 МВт з агрегатами типу ВГС 525/84-40 з дослідженням особливостей проектування заземлювальних пристроїв». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 137 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 29 назв; рис.: 21; табл. 34.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 60 МВт. Проведено техніко-економічне обґрунтування проектування гідроелектростанції. В електротехнічній частині виконано розрахунок графіків електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схеми відкритої розподільної установки (ВРУ) 35 кВ і схеми власних потреб; комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї, а також виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ. Досліджено питання проектування заземлювальних пристроїв. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних умовах.

Ключові слова: заземлення, гідроелектрична станція, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, трансформатор, напруга дотику, напруга кроку

## ABSTRACT

УДК 621.311.1

Koval Konstantin «Electrical part of a 60 MW hydroelectric power plant with units BГC 525/84-40 with research of features of designing of grounding devices». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2021. 137 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 29 titles; fig.: 21; tabl. 34.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant (HPP) with a capacity of 60 MW is designed. Feasibility study of hydroelectric power plant design is carried out. In the electrical part the calculation of electrical load schedules was performed, the main and auxiliary equipment was selected, the structural scheme of the station, the scheme of the open distribution system of 35 kV and the scheme of own needs, switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, surge control devices, battery were selected; lightning protection and grounding device VRU-35 kV is carried out. The issue of designing grounding devices is investigated. The section of labor protection analyzes potentially dangerous and harmful production factors at the power plant and proposes safety measures for personnel in emergency conditions.

Keywords: grounding, hydroelectric power station, open switchgear, battery, transformer, contact voltage, step voltage

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....</b>	<b>6</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>7</b>
<b>1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ</b>	
<b>ГЕС .....</b>	<b>11</b>
<b>2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>14</b>
2.1 Графіки електричних навантажень.....	14
2.2 Вибір основного обладнання .....	19
2.3 Проєктування структурної схеми станції.....	20
2.4 Вибір схеми ВРУ 35 кВ .....	25
2.5 Вибір схеми власних потреб станції .....	32
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	32
2.7 Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ.....	38
2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	42
2.9 Вибір комутаційних апаратів.....	44
2.10 Вибір струмоведучих частин .....	44
2.11 Вибір кабелів .....	48
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	48
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів .....	51
2.14 Вибір акумуляторної батареї .....	51
<b>3 ПРОЄКТУВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ.....</b>	<b>55</b>
3.1 Призначення заземлювальних пристроїв, їх типи .....	55
3.2 Конструкції заземлювальних пристроїв .....	58
3.3 Нормування заземлювальних пристроїв.....	58
3.4 Розрахунок заземлювачів .....	64
3.5 Проєктування заземлювальних пристроїв.....	71

3.6 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ гідроелектростанції потужністю 60 МВт .....	73
<b>4 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ ГЕС .....</b>	<b>77</b>
4.1 Загальна характеристика оптимізаційних задач, які розв'язуються АСК ТП .....	77
4.2 Підготовка вихідних даних для оптимізації режимів .....	78
4.3 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому .....	79
4.4 Побудова залежності втрат активної потужності від потужності генерації .....	80
4.5 Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів витрат умовного палива .....	84
4.6 Оптимальний розподіл активної потужності між агрегатами станції.....	86
<b>5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ....</b>	<b>89</b>
5.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням заземлювального пристрою розподільної установки ГЕС потужністю 60 МВт.....	89
5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування заземлювальних пристроїв ВРУ-35 кВ ГЕС потужністю 60 МВт.....	92
5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	92
5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	95
5.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ 35 кВ .....	99
<b>6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....</b>	<b>102</b>
6.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	102
6.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції .....	103
6.2.1 Амортизація основних фондів.....	104
6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	105
6.2.3 Інші витрати.....	108

6.2.4	Визначення собівартості відпущеної електроенергії .....	108
6.3	Аналіз отриманих результатів .....	109
	<b>ВИСНОВКИ</b> .....	111
	<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....	112
	Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи .....	115
	Додаток Б Технічне завдання МКР .....	116
	Додаток В. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	120
	В.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	121
	В.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	122
	В.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій .....	125
	Додаток Г Ілюстративна частина .....	128



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- 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;
- РУ – розподільна установка;
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Сьогодення диктує свої вимоги щодо розвитку країн. У світі змінюються підходи до формування енергетичної політики держав, відбувається перехід від застарілих моделей функціонування енергетики до нових конкурентоспроможних. Приділяється велика увага підвищенню енергоефективності, питанню декарбонізації енергетичних систем. Все це призводить до необхідності у формуванні нової енергетичної політики держав.

В умовах подальшого розвитку об'єднаних енергосистем в основному за рахунок введення великих базових АЕС та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) зростає роль ГЕС та ГАЕС як джерел високоманевреної потужності у регулюванні добових графіків навантажень з покриттям пікової частини та заповненням нічних провалів, у несенні функцій аварійного та навантажувального резервів енергосистем. З досвіду роботи об'єднаних енергосистем з великою часткою потужних ТЕС чи АЕС випливає, що з їхньої оптимальної роботи доцільно мати ГАЕС потужністю до 10–12% загальної потужності всіх електростанцій. У разі виникнення найважчих системних аварій у таких енергосистемах, що призводять до розвалу енергосистеми, саме в першу чергу ГАЕС та ГЕС дозволяють запобігти або пом'якшити наслідки, швидше відновити роботу енергосистем [1].

Протягом останніх років в Україні швидкого розвитку набуло генерування відновлюваних джерел енергії. У 2019 році виробіток електричної енергії на ВДЕ в загальній структурі виробництва досягнув 3,6% від річного виробництва в Україні, а також прогнозується подальше зростання генерування ВДЕ за рахунок будівництва нових об'єктів. Однак, якщо тривалість будівництва «зеленої» генерації становить 2–3 роки, то будівництво потужностей для їх регулювання потребує часу приблизно втричі більше. Це можуть бути або гідроакumuлюючі електростанції або газотурбінні електростанції на природному газі з сусідньої країни [2].

Гідроенергетика – єдина «зелена» галузь енергетики, що може зібрати надлишок енергії та зберегти його до того моменту, коли в мережі буде дефіцит. Крім того, гідроелектростанції, на відміну від сонячних та вітрових, не залежать від погодних умов напряду і можуть генерувати електроенергію в будь-який час [3].

ГАЕС надають важливі послуги енергосистемі та роблять значний внесок у розбудову екологічно чистих енергетичних систем загалом. Вони можуть працювати гнучко в режимах генерування і споживання енергії.

Не можливо досягнути якісної декарбонізації без гідроенергетики. Тому що саме гідроенергетика успішно інтегрує надлишок енергії сонячних та вітрових станцій в мережу. Гнучкість дозволяє їй швидко збалансувати коливання, викликані хмарністю або змінами швидкості вітру. ГАЕС споживають зайву енергію з мережі й зберігають її до моменту, коли вона буде потрібна. Все це свідчить про те, що саме гідроенергетика допомагає іншим відновлювальним джерелам бути ефективними [3].

Згідно Енергетичної стратегії України [4] до 2035 року прогнозується зростання виробництва електроенергії ГЕС до 13 %. На сьогодні цей показник складає 7-8 % [5]. Отже, в перспективі очікується зростання виробництва електроенергії від ГЕС.

Електричні установки, що використовуються на електростанціях, підстанціях та на виробництві, становлять велику потенційну небезпеку з точки зору електробезпеки.

Окрім ураження людей електричним струмом, порушення режиму роботи електроустановок може супроводжуватися окремими випадками виникненням пожежі чи вибуху. Небезпека ураження людей електричним струмом специфічна і посилюється тим, що вона не може бути виявлена органами чуття людини: зором, слухом, нюхом.

Аналіз статистичних даних показує, що рівень електротравматизму на виробництві серед усіх травм не високий і не більше 1 %. Однак, за кількістю випадків зі смертельними наслідками електротравматизм займає одне з перших

місць, досягаючи окремих галузях 40 %. При цьому до 80 % випадків зі смертельним наслідком посідає електроустановки напругою 127... 380 В [6].

Практика показує, що у більшості випадків при застосуванні електричної енергії небезпека виникає через порушення цілісності ізоляції струмоведучих частин. На стан ізоляції істотно впливає температура і вологість навколишнього середовища, приміщень, наявність хімічно активного середовища та низка інших факторів.

Таким чином, під час проєктування електроустановок, в тому числі й електростанцій, великого значення набувають питання захисту обслуговуючого персоналу та інших осіб від небезпеки ураження електричним струмом.

З метою запобігання небезпеки ураження електричним струмом внаслідок переходу напруги на конструктивні частини електрообладнання та установок, виконують захисне заземлення за допомогою заземлювальних пристроїв (ЗП).

Під проєктуванням заземлювальних пристроїв розуміють процес складання його опису, необхідного для створення заземлювального пристрою в заданих умовах, який забезпечить відповідність всіх електричних характеристик ЗП і вимог до конструктивного виконання нормам за оптимальних витрат на спорудження і експлуатацію протягом 25 років [6].

Отже, дослідження питань проєктування заземлювальних пристроїв, а також проєктування нових ГЕС є актуальною задачею.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є дослідження методів проєктування гідравлічних електростанцій на прикладі електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт та дослідження питань проєктування заземлювальних пристроїв.

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

- техніко-економічне обґрунтування проєктування ГЕС;
- дослідження існуючих методів, що використовуються при проєктуванні електростанцій;

- проектування головної схеми електричних з'єднань ГЕС;
- вибір схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок грозозахисту ВРУ високої напруги;
- дослідження методів та методик проектування заземлювальних пристроїв електроустановок;
- розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є електрична частина електричних станцій.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій.

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

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

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ГЕС

Розвиток енергетичної галузі значною мірою впливає на стан економіки України. Гідроенергетика важлива не тільки з погляду виробництва електричної енергії, а й цілого комплексу додаткових функцій, що забезпечують сталість функціонування енергетичної системи та економіки України. Гідроенергетика є найбільш технологічно освоєним способом виробництва електроенергії, який широко використовується у світі, а також гарантованим енергоресурсом. Гідроенергетика відіграє важливу роль у забезпеченні стійкості Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, оскільки забезпечує енергетичну систему високоманевреними потужностями в регулюванні добових графіків навантаження з покриттям пікової частини й заповненням нічних провалів, а також виконує функцію аварійного резерву потужності [7].

Водночас енергетична сфера потребує реалізації комплексу заходів, спрямованих на забезпечення використання новітніх технологій, підвищення безпеки експлуатації, мінімізації можливого негативного впливу на навколишнє середовище при забезпеченні високого рівня ефективності та екологічності виробництва електроенергії. Потребує вдосконалення система державного управління сферою, передусім з погляду вдосконалення цінової й тарифної політики, з метою підвищення інвестиційної привабливості сфери [7].

Існуюча на даний час структура потужностей генерування електроенергетики формує дефіцит маневрених і резервних потужностей ОЕС України. Надлишок потужності в нічні години за дуже обмежених можливостей маневрування ускладнює не тільки стійкість роботи ОЕС України, а й спроможність підтримувати необхідну якість регулювання міждержавних перетоків енергії в межах синхронної роботи ОЕС України із системами інших країн. Крім того, забезпечення якості електроенергії та надійності енергосистеми в умовах відхилення фактичних величин потужностей генераторів і споживачів системи протягом доби вимагає

існування належного рівня маневрених потужностей. На сьогодні саме гідроенергетика є головним джерелом високомобільного резерву. Однак нині в балансі потужностей ОЕС України потужність гідроелектростанції складає близько 8 % проти оптимальних 16 %. Для розв'язання проблеми необхідним є будівництво додаткових гідро- й гідроакумуючих потужностей [7].

Сценарій розвитку попиту на електроенергію та необхідний для його покриття розвиток генеруючих потужностей передбачає наступне. Під час оцінювання попиту на електричну енергію у перспективі найближчих 10–15 років визначено, що найбільш вірогідно розвиток економіки та енергетики буде відбуватись згідно з сценарієм помірного зростання попиту. Виходячи з отриманих результатів аналізу сценаріїв розвитку попиту та пропозиції на 10-річну перспективу обсяг електроспоживання для забезпечення споживачів країни буде знаходитись в такому діапазоні (табл. 1.1) [8].

Таблиця 1.1 – Прогнозні перспективні обсяги електроспоживання

Показник	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Електроспоживання (брутто) (мінімальна оцінка), млрд..кВт·год	152	153	154	154,5	155	156	157	157,5
Електроспоживання (брутто) (максимальна оцінка), млрд..кВт·год	156	158	160	161,5	162,5	164	166	167,5

В розрахунках електричних режимів бралися показники приросту електроспоживання за максимальною оцінкою.

На найближчі десять років згідно [4, 8] в гідроенергетичній сфері передбачається:

- збільшення потужності ГЕС за рахунок реконструкції діючих електростанцій (Канівської, Кременчуцької, Дніпровської, Середньодніпровської ГЕС) – загалом 112 МВт;
- введення в роботу 4-го гідроагрегату на Дністровський ГАЕС;
- будівництво Канівської ГАЕС із введенням в роботу двох гідроагрегатів з лініями видачі потужності.

Гідроенергетика має такі переваги порівняно з іншими видами генерування [2] :

- доступна та стабільна електроенергія (ГЕС є найдешевшим джерелами енергії на багатьох світових ринках);
- сприяння розвитку інших ВДЕ (гідроенергетика сприяє зростанню різних ВДЕ, наприклад, вітер та сонце, за рахунок покриття попиту, коли ці джерела є недоступними);
- сприяння розвитку економіки та працевлаштуванню (за звітами у галузі гідроенергетики працює 1,8 млн осіб по всьому світі, і ще більше у споріднених галузях);
- відносно невеликі забруднення та викиди (гідроенергетика є низьковуглецевою технологією, яка допомагає знизити вуглецеві викиди та забруднення від викопного палива);
- інвестиції у сільські регіони (розвиток гідроенергетики сприяє інвестуванню у місцеві громади, включаючи освіту, охорону здоров'я та інші послуги).

Гідроенергетика забезпечує низку переваг для суспільства та навколишнього середовища. До енергетичних переваг належать: чисте та гнучке виробництво та акумуляування, а також зменшена залежність від викопного палива та уникнення забруднювальних речовин.

У [9] зазначено, що «гідроенергетичні проекти приносять численні економічні та соціальні вигоди. Однак створення водойм модифікує існуючі природні екосистеми, тому проектування, будівництво, експлуатація та обслуговування гідроелектростанцій повинно здійснюватися зважено, враховуючи всі можливі негативні наслідки. Планування гідроенергетичних систем з прицілом на довгострокову стійкість до кліматичних змін, забезпечить наших нащадків надійною інфраструктурою».

Із вище зазначеного слідує, що будівництво ГЕС потужністю 60 МВт є важливим кроком в здійсненні енергетичної безпеки України.



## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Графіки 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.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних витрат можна прийняти в мережах району  $\Delta P_{1*} = 0,01$  та системи:  $\Delta P_{2*} = 0,06$  [10].

Постійні втрати підраховуються за формулами:

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

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

Потужність, яка віддається до шин РУ, різних напруг:

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

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t}. \quad (2.4)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.max}}{100}, \quad (2.5)$$

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

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

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

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

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

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 0-6 год. в багатоводний період.

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 8 = 0,1 \text{ МВт};$$

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

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{3,8^2}{8} = 0,1 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{34,2^2}{38} = 4,3 \text{ МВт}.$$

$$P_{p.вид1} = 3,8 + 0,1 + 0,1 = 4,0 \text{ МВт}.$$

$$P_{c.вид1} = 34,2 + 0,76 + 4,3 = 39,3 \text{ МВт}.$$

$$P_{вид.1} = 4,0 + 39,3 = 43,3 \text{ МВт}.$$

$$P_{ВП.1} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{43,3}{60} \right) \cdot \frac{2 \cdot 52,64}{100} = 0,9 \text{ МВт}.$$

$$P_{вир.1} = 43,3 + 0,9 = 44,2 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень доби повноводного і маловодного сезонів (таблиця 2.1). За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження ( $P_{p.вид. t}, P_{c.вид. t}, P_{вир. t}$ ) і річний графік за тривалістю навантаження  $P_{вир. p}$  (таблиця 2.2).

Визначаємо технічно – економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень  
(повноводного сезону / маловодного сезону)

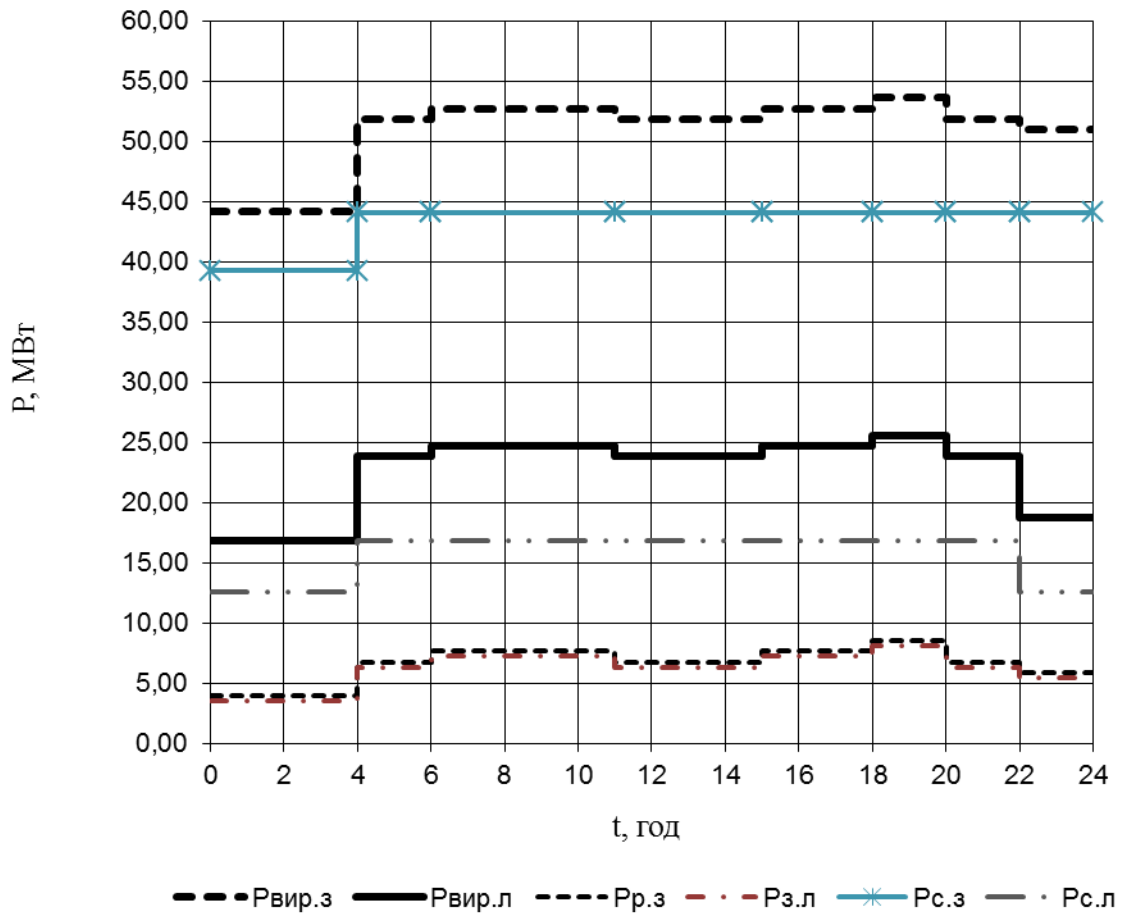
Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-8	8-11	11-13	13-14	14-16	16-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	48	80	90	80	90	100	80	70
	Маловод	43	75	85	75	85	95	75	65
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	3,8	6,4	7,2	6,4	7,2	8,0	6,4	5,6
	Маловод	3,4	6,0	6,8	6,0	6,8	7,6	6,0	5,2
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Маловод	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,1	0,3	0,4	0,3	0,4	0,5	0,3	0,2
	Маловод	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,2
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	4,0	6,8	7,7	6,8	7,7	8,6	6,8	5,9
	Маловод	3,6	6,4	7,2	6,4	7,2	8,1	6,4	5,5
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	90	100	100	100	100	100	100	100
	Маловод	30	40	40	40	40	40	40	30
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	34,2	38	38	38	38	38	38	38
	Маловод	11,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	11,4
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
	Маловод	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	4,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
	Маловод	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5
Потужність, що віддається в систему	Повновод	39,3	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1
	Маловод	12,6	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	12,6
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	43,3	50,9	51,7	50,9	51,7	52,6	50,9	50,0
	Маловод	16,2	23,2	24,0	23,2	24,0	24,9	23,2	18,1
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
	Маловод	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	44,2	51,8	52,7	51,8	52,7	53,6	51,8	50,9
	Маловод	16,8	23,8	24,7	23,8	24,7	25,6	23,8	18,7

Примітки:

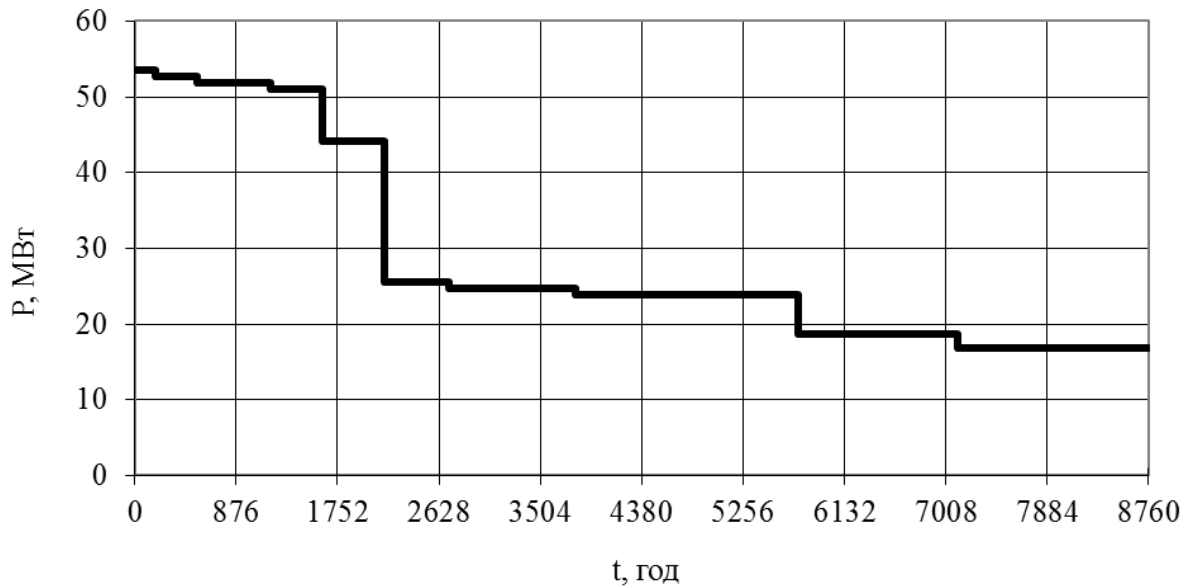
а) тривалість багатоводного сезону – 90 діб; тривалість маловодного сезону – 275 діб;

б) максимальне навантаження власних потреб  $P'_{ВП} = 2\%$ ;

в) коефіцієнт попиту  $K_n = 0,7$ .



а) добові графіки електричних навантажень



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	53,62	52,71	51,82	50,94	44,18	25,61	24,71	23,83	18,73	16,84
t, год	180	360	630	450	540	550	110	1925	7110	8760
t <sub>Σ</sub> , год	180	540	1170	1620	2160	2710	3535	5735	1375	1650

Таблиця 2.3 – Техніко-економічного показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{max}$	53,62
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вир.t_i} \cdot t_i$	248733,99
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{вст}$	60
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$	28,39
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$	0,53
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_6 = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$	0,47
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$	4639,23
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$	4145,57
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,12
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i$	6241,97
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	242492,02
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	3028

## 2.2 Вибір основного обладнання

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

Вибираємо гідрогенератор типу ВГС 525/84-40 згідно з завданням. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні характеристики генератора [11]

Тип гідрогенератора	ВГС 525/84-40
$S_{Г.ном}$ , МВА	12,5
$P_{Г.ном}$ , МВт	10
$U_{Г.ном}$ , кВ	10,5
$I_{Г.ном}$ , кА	0,688
$\cos \varphi_{ном}$	0,8
$n_{ном}$ , об/хв	150
Опори в.о.:	
$x''_{d*}$	0,24
$x'_{d*}$	0,39
$x_{d*}$	0,95
ВКЗ	1,1
$I_{фном}$ , А	835
$U_{фном}$ , В	180
$K_f$ , об/хв	1,8
Система збудження	електромашинна
турбіна	П-Л

### 2.3 Проектування структурної схеми станції

Кількість ЛЕП, що відходять від РУ ЕС визначаємо за наступними формулами:

$$n = \frac{P'_{max}}{P_{ГР}} + 1, \quad (2.7)$$

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

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

$$n_{лен35} = \frac{44,08}{15} + 1 = 3,9 \approx 4;$$

$$n_{лен10} = \frac{8,56}{3} + 1 = 3,85 \approx 4.$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми ГЕС (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність головного трансформатора власних потреб [10, 12]:

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (2.8)$$

де  $n$  – кількість генераторів, шт;

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

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 10 = 0,42 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб [12]:

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot S_{ГТВП.розр}; \quad (2.9)$$

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,42 = 0,66 \text{ МВА.}$$

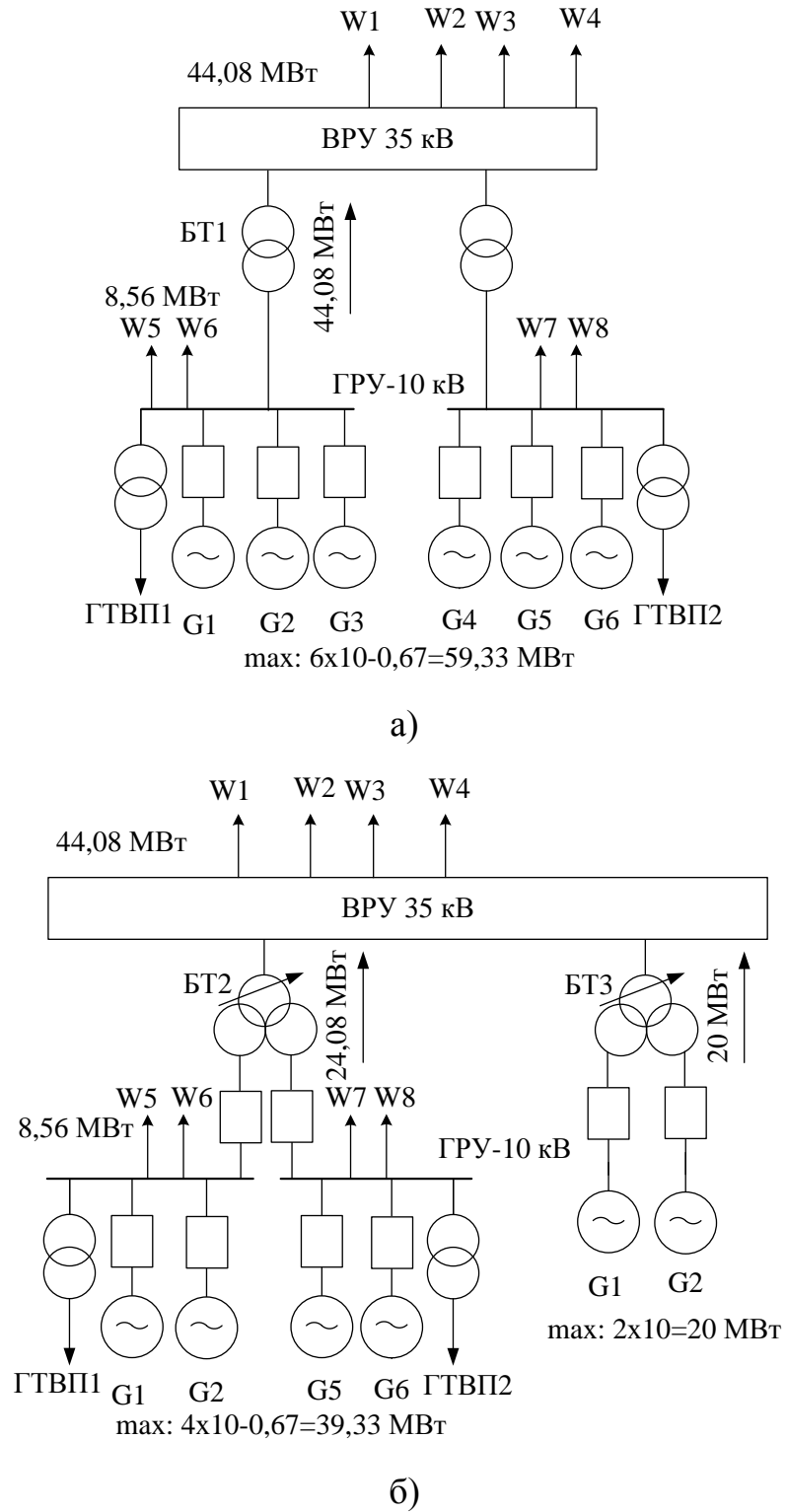


Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ.розр}} = S_{\text{з.вст}} - S_{\text{вн.мах}}, \quad (2.10)$$



$$S_{BT.1розр} = 3 \cdot 12,5 - 0,42 = 37,08 \text{ МВА};$$

$$S_{BT.2розр} = 4 \cdot 12,5 - 2 \cdot 0,42 = 49,16 \text{ МВА};$$

$$S_{BT.3розр} = 2 \cdot 12,5 = 25 \text{ МВА}.$$

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_k$ %	$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_{k3}$ кВт	$I_x$ , %	п, шт. I вар/II вар
ГТВП	ТСЗ-630/10	0,63	$\frac{10}{0,4}$	5,5	2,0	7,3	1,5	2/2
TR	ТСЗ-1000/10	1,0	$\frac{10}{0,4}$	5,5	3,0	11,2	1,5	1/1
BT1	ТД-40000/35	40	38,5/10,5	8,5	39	180	0,65	2/0
BT2	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{36,75}{10,5-10,5}$	11,5	55	280	0,6	0/1
BT3	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{36,75}{10,5-10,5}$	9,5	29	145	0,7	0/1

Приведені витрати [10, 13, 14]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (2.11)$$

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

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

$U$  – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(Z)$  – очікуваний збиток через відмови трансформаторів, тис. грн.

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.12)$$

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

$B$  – питома вартість втрат електроенергії, грн/кВт·год;  $B = 22$  коп/кВт·год;

$\Delta W$  – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{max}}{S_{m.ном.}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.13)$$

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

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

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

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

$\tau$  – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	2/0	2850	5700	–
БТ-2	0/1	3390	–	3390
БТ-3	0/1	2150	–	2150
Вимикачі :				
- 35 кВ	7/7	310	2170	2170
- генераторні	6/8	250	2170	2170
Сума			9370	9710

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

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

$$\Delta W_I = (2 \cdot 39 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 180 \cdot \left( \frac{44,08/0,8}{40} \right)^2 \cdot 3028) = 1200388,4 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT2} + \Delta W_{BT3};$$

$$\Delta W_{II} = (55 \cdot 8760 + 280 \cdot \left( \frac{24,08/0,8}{63} \right)^2 \cdot 3028) +$$

$$+ (29 \cdot 8760 + 145 \cdot \left( \frac{20/0,8}{25} \right)^2 \cdot 33028) = 1368437,8 \text{ (кВт·год)}.$$

Очікуваний збиток:

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

де  $y_0 = 17$  грн./кВт·год – питомий збиток;

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

$\Delta P_i$  – потужність, що втрачається, МВт;

$T_i$  – час простою елемента, год.

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	$\omega_{Ti}$ , 1/рік	$\Delta P_i$ , МВт	$T_i$ , год
БТ1	0,012	23,08	70
БТ2	0,012	33,3	70
БТ3	0,012	13,3	70

$$M(З)_I = 17 \cdot (0,012 \cdot 2 \cdot 23,08 \cdot 70) = 659,16 \text{ тис.грн};$$

$$M(З)_{II} = 17 \cdot (0,012 \cdot 1 \cdot 33,3 \cdot 70 + 0,012 \cdot 1 \cdot 13,3 \cdot 70) = 665,448 \text{ тис.грн.}$$

$\Delta Z = 3,9\% < 5\%$ , тобто варіанти рівноеконімічні (таблиця 2.8). Остаточню приймаємо I варіант структурної схеми станції.

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	9370	9710
Щорічні експлуатаційні витрати	1144,87	1213,8
Очікуваний збиток	659,16	665,45
Приведені затрати	2928,43	3044,44

## 2.4 Вибір схеми ВРУ 35 кВ

Для ВРУ–35 кВ намічаємо два варіанти схем:

а) схема одна секціонова система шин з одним вимикачем на приєднання (рисунок 2.3);

б) дві системи шин з двома вимикачами на приєднання (рисунок 2.4).

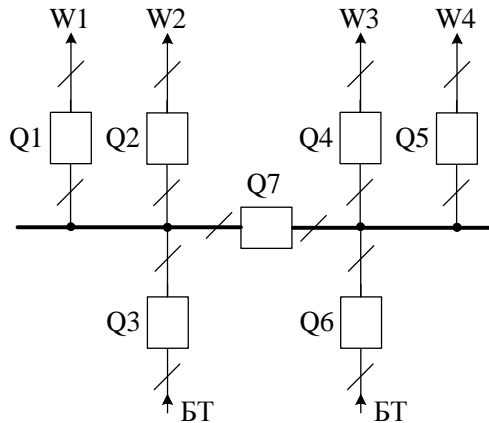


Схема «одна секціонова система шин з одним вимикачем на приєднання»

Рисунок 2.3 – I варіант схеми ВРУ-35 кВ

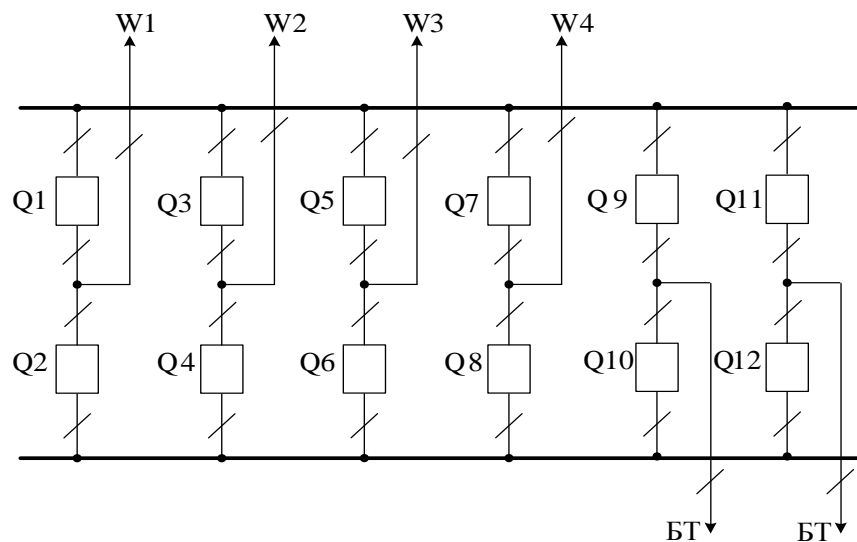


Схема «дві системи шин з двома вимикачами на приєднання»

Рисунок 2.4 – II варіант схеми ВРУ-35 кВ

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

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.15)$$

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.16)$$

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.17)$$

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

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

$n_k$  – кількість комірок з вимикачами, шт.;

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн;

$a = 9,4$  %.

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

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

$$M(Z) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.18)$$

$K_j$  – коефіцієнт режиму схеми ( $K_0$  або  $K_p$ );

$\omega_i$  – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

$\Delta P_i$  – потужність, що втрачається, МВт;

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

Розрахунок  $M(Z)$  проводиться за алгоритмом, наведеним в [14].

Результати розрахунків зведені в таблицях 2.9 – 2.14.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 35 кВ

Напруга, кВ	Складова параметра потoku відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_v$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_n$ , год.
	$\omega_1$	$\omega_2$			
35	0,0075	0,0075	40	0,25	80

Таблиця 2.10 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-35 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	$n_k$	7	12
Вартість комірки, тис.грн	$C_k$	310	310
Параметр потоку раптових відмов генераторних ( $\omega_{ГВ}$ ) та лінійних ( $\omega_{ЛВ}$ ) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0045	0,0045
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,0060	0,0060
Коефіцієнти ремонтного ( $K_p$ ) і нормального ( $K_0$ ) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п} / 8760$	0,002283105	0,002283105
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,984018265	0,97260274
Час простою елемента, год:	$T_o = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{п})$	30	30
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0044281	0,0043767
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0058746	0,0058064
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000103	0,0000103
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000136	0,0000136

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned}
 M(З)_I = & 17 \cdot [0,0044281(2 \cdot 1 \cdot 18,7) + 0,0059779(4 \cdot 1 \cdot 18,7 + 1 \cdot 1 \cdot 44,1) + \\
 & + 0,0000103 \cdot (6 \cdot 1 \cdot 18,7 + 8 \cdot 30 \cdot 18,7 + 4 \cdot 1 \cdot 44,1 + 2 \cdot 1 \cdot 29,1) + \\
 & + 0,0000139 \cdot (8 \cdot 30 \cdot 3,7 + 12 \cdot 1 \cdot 14,1 + 12 \cdot 1 \cdot 18,7 + 8 \cdot 30 \cdot 18,7 \\
 & + 10 \cdot 1 \cdot 29,1 + 8 \cdot 1 \cdot 44,1)] = 18,412 \text{ (тис грн)}.
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(З)_{II} = & 17 \cdot [0,0000103 \cdot (58 \cdot 1 \cdot 18,7 + 2 \cdot 1 \cdot 44,1) + 0,0000139 \cdot (60 \cdot 1 \cdot 14,1)] = \\
 & = 0,404 \text{ (тис грн)}.
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-35 кВ (І варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов	Елементи, що відключилися та час їх відновлення							
		$K_0=0,984$	$K_p=0,002283$						
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$
$Q_1$ Л	0,006	$2W, BT - T_0$	-	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $BT, W + D(3W, BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$2W, 2BT - T_0$ $BT, W + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W + D(W, BT) + D(2W, BT) - T_{вп}$
$Q_2$ Л	0,006	$2W, BT - T_0$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	-	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $BT, W + D(3W, BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$2W, 2BT - T_0$ $BT, W + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W + D(W, BT) + D(2W, BT) - T_{вп}$
$Q_3$ Г	0,0045	$2W, BT - T_0$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	-	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, 2BT - T_0$ $2BT - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $BT + D(2W) + D(2W, BT) - T_{вп}$
$Q_4$ Л	0,006	$2W, BT - T_0$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	-	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W + D(W, BT) + D(2W, BT) - T_{вп}$
$Q_5$ Л	0,006	$2W, BT - T_0$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	$3W, BT + D(W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $2W + D(2W, 2BT) - T_{вп}$	-	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W + D(W, BT) + D(2W, BT) - T_{вп}$
$Q_6$ Г	0,0045	$2W, BT - T_0$	$2W, 2BT - T_0$ $BT, W + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, 2BT - T_0$ $BT, W + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, 2BT + D(W, BT) - T_0$ $2BT - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $W, BT + D(3W, BT) - T_{вп}$	-	$2W, BT + D(2W, BT) - T_0$ $BT + D(2W) + D(2W, BT) - T_{вп}$
$Q_7$ Л	0,006	$4W, 2BT - T_0$	$4W, 2BT - T_0$ $W + D(W, BT) + D(2W, BT) - T_{вп}$	$4W, 2BT - T_0$ $W + D(W, BT) + D(2W, BT) - T_{вп}$	$4W, 2BT - T_0$ $BT + D(2W) + D(2W, BT) - T_{вп}$	$4W, 2BT - T_0$ $W + D(W, BT) + D(2W, BT) - T_{вп}$	$4W, 2BT - T_0$ $W + D(W, BT) + D(2W, BT) - T_{вп}$	$4W, 2BT - T_0$ $BT + D(2W) + D(2W, BT) - T_{вп}$	-

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності ВРУ-35 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр поточку відмов вимикача $\omega_i$	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення						
		$K_0 = 0,9726$	$K_p = 0,002283$					
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$
$Q_1$ Л	0,006	$W-T_0$	—	$\frac{W-T_0}{W-T_{ВП}}$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$
$Q_2$ Л	0,006	$W-T_0$	$\frac{W-T_0}{W-T_{ВП}}$	—	$2W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$
$Q_3$ Л	0,006	$W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	—	$\frac{W-T_0}{W-T_{ВП}}$	$W-T_0$	$2W-T_0$
$Q_4$ Л	0,006	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$\frac{W-T_0}{W-T_{ВП}}$	—	$2W-T_0$	$W-T_0$
$Q_5$ Л	0,006	$W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	—	$\frac{W-T_0}{W-T_{ВП}}$
$Q_6$ Л	0,006	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$\frac{W-T_0}{W-T_{ВП}}$	—
$Q_7$ Л	0,006	$W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$
$Q_8$ Л	0,006	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$
$Q_9$ Г	0,0045	$BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$
$Q_{10}$ Г	0,0045	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$
$Q_{11}$ Г	0,0045	$BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$
$Q_{12}$ Г	0,0045	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$	$W, BT-T_0$	$BT-T_0$



Продовження таблиці 2.12

Відмова елемента	Параметр потoku відмов вимикача $\omega_i$	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення						
		$K_0 = 0,9726$	$K_p = 0,002283$					
			$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$	$Q_{11}$	$Q_{12}$
$Q_1$ Л	0,006	W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>
$Q_2$ Л	0,006	W-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>
$Q_3$ Л	0,006	W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>
$Q_4$ Л	0,006	W-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>
$Q_5$ Л	0,006	W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>
$Q_6$ Л	0,006	W-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>
$Q_7$ Л	0,006	W-T <sub>0</sub>	—	W-T <sub>0</sub> W-T <sub>ВП</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>
$Q_8$ Л	0,006	W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub> W-T <sub>ВП</sub>	—	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>
$Q_9$ Г	0,0045	БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	—	БТ-T <sub>0</sub> БТ-T <sub>ВП</sub>	БТ-T <sub>0</sub>	2БТ-T <sub>0</sub>
$Q_{10}$ Г	0,0045	БТ-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub> БТ-T <sub>ВП</sub>	—	2БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub>
$Q_{11}$ Г	0,0045	БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub>	2БТ-T <sub>0</sub>	—	БТ-T <sub>0</sub> БТ-T <sub>ВП</sub>
$Q_{12}$ Г	0,0045	БТ-T <sub>0</sub>	W,БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub>	2БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub>	БТ-T <sub>0</sub> БТ-T <sub>ВП</sub>	—

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$ , ГОД	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
4W, 2БТ	44,1	1	–	1	4	8
2W, 2БТ		30	–	–	–	–
3W, БТ + D(W, БТ)	29,1	1	–	–	2	10
		30	–	–	–	–
2W, БТ	18,7	1	2	4	6	12
2W, БТ + D(2W, БТ) W, БТ + D(3W, БТ)		30	–	–	8	8
2W + D(2W, 2БТ)	14,1	1	–	–	–	–
		30	–	–	–	12
W + D(W, БТ) + D(2W, БТ)	3,7	1	–	–	–	–
		30	–	–	–	8
ІІ варіант						
2БТ	44,1	1	–	–	2	–
		30	–	–	–	–
W, БТ БТ	18,7	1	–	–	58	–
		30	–	–	–	–
2W	14,1	1	–	–	–	60
		30	–	–	–	–

Таблиця 2.14 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн	Числове значення, тис. грн	
	1 варіант	2 варіант
Капітальні витрати	2170	3720
Щорічні витрати	203,98	349,68
Очікуваний збиток	18,412	0,404
Приведені затрати	547,892	908,084

$\Delta Z = 49,5 \% > 5\%$ , отже, приймаємо для ВРУ-35 кВ схему «одна секціонова система шин з одним вимикачем на приєднання» (І варіант).

## 2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Система власних потреб отримує живлення від двох ГТВП, які під'єднуються до генераторів G1 та G6. Всі споживачі власних потреб підключаються до секціонованої шини 0,4 кВ. Резервне живлення здійснюється від резервного трансформатора TR, який живиться від найближчої підстанції району, що обслуговується.

Схема власних потреб станції подана на рисунку 2.5.

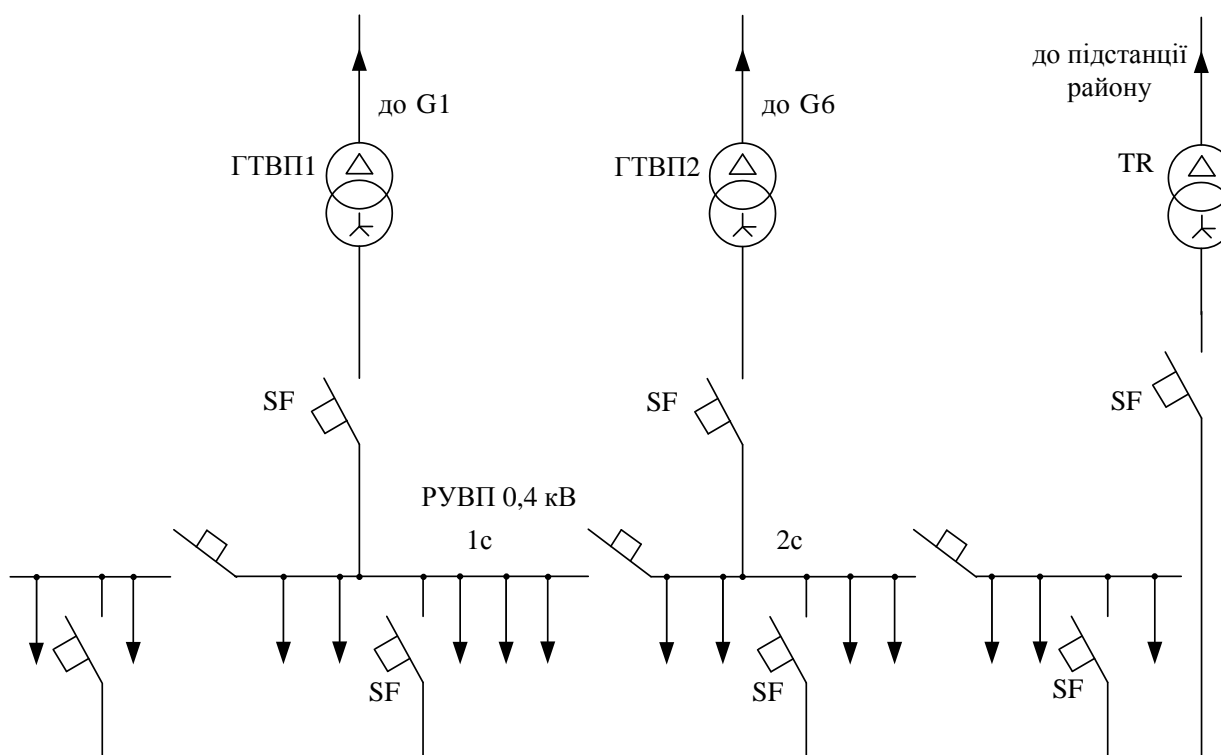


Рисунок 2.5 – Схема власних потреб станції

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів [10, 13]:  $S_6 = 1000 \text{ МВА}$ ;  $U_6 = U_{\text{ср.ном.}}$ .

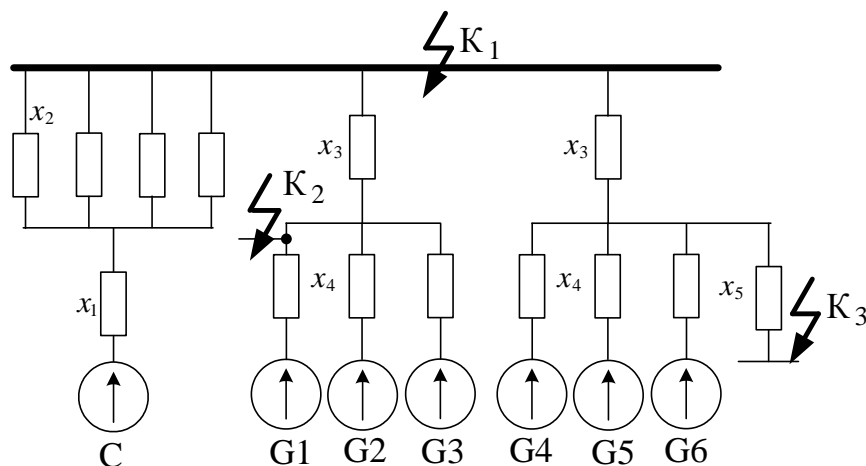


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_c = x_{c.ном*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{C.ном}}; \quad (2.19)$$

$$x_c = 0,38 \cdot \frac{1000}{8600} = 0,044;$$

ЛЕП:

$$x_w = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2}; \quad (2.20)$$

$$x_w = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{37^2} = 10,23;$$

Трансформатори:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}}; \quad (2.21)$$

$$x_{BT} = \frac{8,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,125;$$

Генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном \Gamma}}; \quad (2.22)$$

$$x_{\Gamma} = 0,24 \cdot \frac{1000}{12,5} = 19,2.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

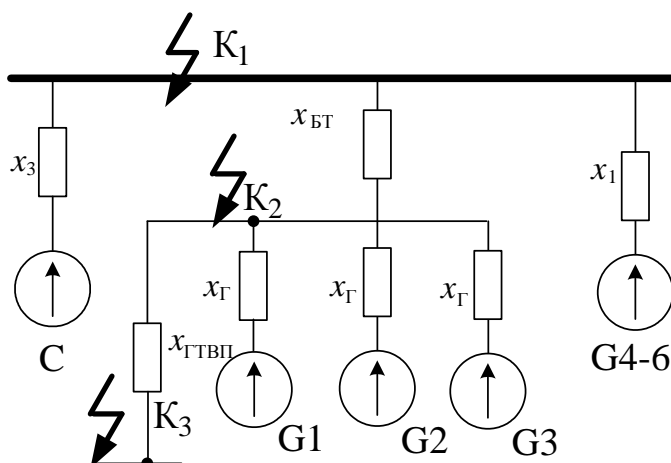


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_1 = x_{БТ} + \frac{x_{Г}}{3};$$

$$x_1 = 2,125 + \frac{19,2}{3} = 8,525;$$

$$x_2 = \frac{x_{Г}}{2};$$

$$x_2 = \frac{19,2}{2} = 9,6;$$

$$x_3 = x_c + \frac{x_w}{4};$$

$$x_3 = 0,044 + \frac{10,23}{4} = 2,6.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [10, 13]:

$$I_{II, Oi} = \frac{E_*'' \cdot I_{\delta i}}{x_{рез* i}} \quad (2.23)$$

де  $E_*'' = 1,13$ ,  $E_*'' = 1$ ;

$I_{\delta i}$  – базовий струм, кА;

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

$$I_{6i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{сер.ном}}; \quad (2.24)$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,62 \text{ кА};$$

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

Складові струмів КЗ [10]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{періодична: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{аперіодична: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (2.25)$$

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:

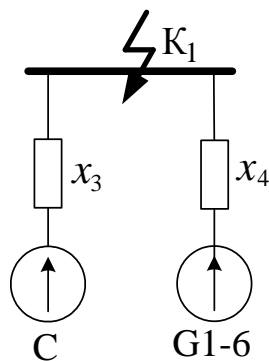
$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.26)$$

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

*Розрахунок точки К<sub>1</sub>*

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К<sub>1</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.8).

Результати розрахунків складових струмів КЗ наведені в табл. 2.17.

Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки  $K_1$ 

$$x_4 = \frac{x_1}{2};$$

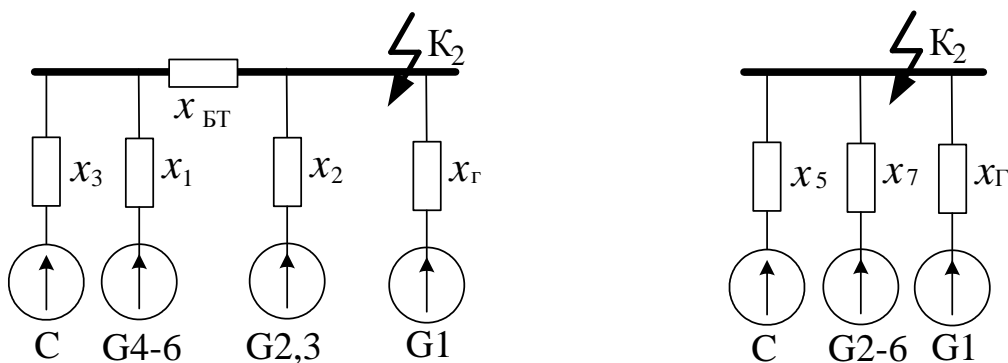
$$x_4 = \frac{8,525}{2} = 4,26;$$

$$I_{П,0C} = \frac{1 \cdot 15,62}{2,6} = 6,008 \text{ кА};$$

$$I_{П,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 15,62}{4,26} = 4,143 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки  $K_2$

Спрощення схеми до найбільш простого вигляду подано на рисунку 2.9.

Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки  $K_2$ 

Розподіляємо  $x_{БГ}$  між  $x_1$  та  $x_3$  [10, 13]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_{BT} \cdot (x_3 + x_1); \\ x_5 &= x_3 + (\Delta x / x_1); \\ x_6 &= x_1 + (\Delta x / x_3); \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

$$\Delta x = 2,125 \cdot (2,6 + 8,525) = 23,64;$$

$$x_5 = 2,6 + (23,64 / 8,525) = 5,373;$$

$$x_6 = 8,525 + (23,64 / 2,6) = 17,628;$$

$$x_7 = \frac{x_6 \cdot x_2}{x_6 + x_2};$$

$$x_7 = \frac{17,62 \cdot 9,6}{17,62 + 9,6} = 6,21.$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 55,05}{5,373} = 10,246 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G2-6} = \frac{1,13 \cdot 55,05}{6,21} = 10,017 \text{ кА}.$$

$$I_{II,0G1} = \frac{1,13 \cdot 55,05}{19,2} = 3,24 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{B.B.}, \text{ с}$
ВРУ 35 кВ	ВР35НС	0,05
Коло генератора	ВР0-10УЗ (КРУ КУ-10)	0,04

Визначаємо значення коефіцієнтів  $\gamma_{n.\tau}$  для генераторних віток [10]:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Gamma.\text{НОМ}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}}. \quad (2.28)$$

**К<sub>1</sub>** G<sub>1-6</sub>

$$I'_{\text{НОМ}} = 6 \cdot 12,5 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 1,17 \text{ кА}; \quad \tau = 0,06 \text{ с};$$

$$I_{n.o} / I'_{\text{НОМ}} = 4,143 / 1,17 = 3,5. \quad \gamma_{n.\tau} = 0,91.$$

**К<sub>2</sub>** а) G<sub>1</sub>



$$I'_{ном} = 12,5/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 0,688 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{н.о}/I'_{ном} = 3,24/0,688 = 4,7. \quad \gamma_{н.т} = 0,92.$$

б) G<sub>2-6</sub>

$$I'_{ном} = 5 \cdot 12,5/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 3,44 \text{ кА};$$

$$I_{н.о}/I'_{ном} = 10,017/3,44 = 2,9. \quad \gamma_{н.т} = 0,93.$$

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau$ , с	$T_a$ , с	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{н.т}$
К <sub>1</sub> шини 35 кВ	Система	0,06	0,02	1,608	0,05	1
	Г1-6		0,05	1,82	0,301	0,91
К <sub>2</sub> генератор Г1	Система	0,05	0,02	1,608	0,082	1
	Г2-6		0,05	1,82	0,368	0,93
	Г1		0,4	1,97	0,882	0,92

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$I_{пт}$ , кА	Примітка
К <sub>1</sub> ВРУ 35 кВ	Система	6,008	13,660	0,423	6,008	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	4,143	10,663	1,765	3,770	
	Сума	10,151	24,323	2,188	9,778	
К <sub>2</sub> генератор Г1	Система	10,246	23,296	1,189	10,246	Ком.апарат.
	Генератори 2-6	10,017	25,779	5,211	9,316	
	Сума (без Г1)	20,263	49,075	6,400	19,562	
	Генератор 1	3,240	9,025	4,043	2,981	
	Повна сума	23,503	58,100	10,443	22,542	Шини

## 2.7 Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ

Визначимо величину струму КЗ при живленні РУВП-0,4 кВ від ГТВП (точка К<sub>3</sub>).

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

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

$$I_{max TR} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1444 \text{ А.}$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А;}$$

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

$$r_{num} = 0,031 \text{ мОм/м;}$$

$$X_{num} = 0,017 \text{ мОм/м;}$$

$$l = 15 \text{ м.}$$

$$r_{wl} = 0,031 \cdot 15 = 0,465 \text{ мОм.}$$

$$X_{wl} = 0,017 \cdot 15 = 0,255 \text{ мОм.}$$

Опір енергосистеми, який приведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.о_{\Sigma}}}; \quad (2.29)$$

$$X_{C.BH} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,503} = 0,258 \text{ Ом;}$$

Опір енергосистеми, приведений до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.30)$$

$$X_c = 0,258 \cdot 10^3 \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,374 \text{ Ом;}$$

Опори ГТВП:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}}; \quad (2.31)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (2.32)$$

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}; \quad (2.33)$$

$$Z_{ГТВП} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{630} = 14 \text{ мОм};$$

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

$$X_{ГТВП} = \sqrt{14^2 - 2,943^2} = 13,69 \text{ мОм}.$$

Сумарні опори кола КЗ:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{ГТВП} + X_{ш};$$

$$r_{\Sigma} = r_{ГТВП} + r_{ш};$$

$$X_{\Sigma} = 0,374 + 13,69 + 0,255 = 14,319 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma} = 2,943 + 0,465 = 3,408 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{3,408^2 + 14,319^2} = 14,72 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [14]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.34)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,72} = 15,6 \text{ кА}.$$

Мінімальний струм трифазного КЗ з урахуванням струмообмежуючої дії дуги у місці пошкодження ( $R_{пер} = 15 \text{ мОм}$ ):

$$I_{K.R}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{неp})^2}}, \quad (2.35)$$

$$I_{K.R}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{14,319^2 + (3,408 + 15)^2}} = 9,854 \text{ кА.}$$

Середнє значення струму трифазного КЗ:

$$I_{K.сep}^{(3)} = \frac{15,6 + 9,854}{2} = 12,73 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}; \quad (2.36)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 12,73 = 27,0 \text{ кА.}$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.37)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 0,909 = 2,082 \text{ кА;}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot I_{т.ном}; \quad (2.38)$$

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

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 12,73 + 2,082 = 14,812 \text{ кА};$$

$$i_{y,\Sigma} = 27,0 + 2,927 = 29,927 \text{ кА}.$$

## 2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-35 кВ

Максимальні струми [10]:

$$I_{maxW} = \frac{P_{Гр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.39)$$

$$I_{maxБГ} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.40)$$

$$I_{maxТЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.41)$$

$$I_{maxW} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 310 \text{ А};$$

$$I_{maxБГ} = \frac{3 \cdot 12,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 651 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму [10]:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{ВИМ} + T_a), \quad (2.42)$$

$$B_k = 10,151^2 (0,2 + 0,05) = 25,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор:

$$I_{maxG} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.43)$$

$$I_{maxГТВП} = \frac{S_{ГТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}};$$

$$I_{maxG} = \frac{12,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 724,2 \text{ А};$$

$$I_{max\Gamma T B \Pi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,6 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = B_{K\Pi} + B_{Ka} = (B_{\text{пс}} + B_{\text{пг}} + B_{\text{пгс}}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*\text{пг}} \cdot I_{\text{п.,о,г}}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{\text{п.,о,г}}) \cdot t_{\text{вим}} + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{\text{п.,о,г}}^2 \cdot T_{a,\Gamma} + 4 \cdot I_c \cdot I_{\text{п.,о,г}} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,\Gamma})), \quad (2.44)$$

де  $t_{\text{вим}} = 0,3 \text{ с}$ ;  $B_{*\text{пг}} = 0,7$ ;  $T^* = 0,82$ ;  $T_{a,\Gamma} = 0,1 \text{ с}$ ;  $I_{\text{п.,о,г}} = 3,24 \text{ кА}$ ;

$I_c = 20,263 \text{ кА}$ ;  $T_{a,c} = 0,04 \text{ с}$ .

$$B_K = (20,263^2 + 0,7 \cdot 3,24^2 + 2 \cdot 20,263 \cdot 3,24 \cdot 0,82) \cdot 0,3 + 20,263^2 \cdot 0,1 + 3,24^2 \cdot 0,05 + (4 \cdot 20,263 \cdot 3,24) / (1/0,05 + 1/0,4) = 158 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$I_{max} = 1444 \text{ А}$ .

$$B_K = I_{\text{п.о.с}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{a,c.p}) + 1,5 \cdot I_{\text{п.о.д}}^{(3)2} \cdot T_{a,c.p} + 4 \cdot I_{\text{к.д}}^{(3)} \cdot I_K^{(3)} \cdot T_{a,c.p}, \quad (2.45)$$

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

$$t_{\text{вим}} = t_{cв} + t_a,$$

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

$t_a$  – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат серії «Електрон» типу ЭО16В,  
 $t_a = 0,01 \text{ с}$ :

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

$$I_{a.\text{ном}} = 1600 \text{ А} > I_{max} = 1444 \text{ А};$$

$$ГКС = 45 \text{ кА} > i_y = 29,927 \text{ кА};$$

$$t_{вим} = 0,4 + 0,01 = 0,41 \text{ с};$$

$$B_k = 12,73^2(0,41 + 0,03) + 1,5 \cdot 2,082^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 12,73 \cdot 2,082 \cdot 0,03 = 74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

## 2.9 Вибір комутаційних апаратів

Вибір комутаційного обладнання наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані ВРУ-35 кВ	Каталожні дані	
	ВР35НС	РНДЗ.1-35/1000 У1
$U_{вст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 651 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 9,778 \text{ А}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 2,188 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,5 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 10,151 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 24,323 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 25,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ГРУ-10 кВ	Каталожні дані	
	ВР2-10	КРУ типу КУ10Ц
$U_{вст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 724,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{п,т} = 19,562 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 20,263 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_y = 49,075 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	51
$B_k = 158 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

## 2.10 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-35 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 651 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 10,151 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 24,323 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 400/22 [11]:

$$d = 26,6 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 830 \text{ А};$$

$$D = 150 \text{ см.}$$

б) відгалуження до блочного трансформатора

Економічний переріз [10, 13]:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}; \quad (2.46)$$

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

$j_{\text{ек}}$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>;

$$I_{\text{норм}} = \frac{3 \cdot 12,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 619 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{619}{1,3} = 476 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 500/26.  $d = 30,0$  мм;  $I_{\text{доп}} = 960$  А.

ГРУ-10 кВ.

а) збірні шини

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-2000-125.

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

$$I_{\text{max}} = 724,2 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 58,1 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА.}$$

б) кабельні лінії W5 – W8

$$I_{\text{max}\phi} = \frac{8560}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8 \cdot 4} = 154,4 \text{ А};$$

$v_0 = +30^\circ\text{C}$ ;  $T_{\text{max}} = 4500$  год.



Вибираємо кабель марки ААШв,  $U_{ном} = 6$  кВ, трижильний.

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{154,4}{1,4} = 110,3 \text{ мм}^2.$$

Мінімальний переріз кабеля за термічною стійкістю:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}; \quad (2.47)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{158 \cdot 10^6}}{90} = 139,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо алюмінієвий кабель перерізом  $150 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп.ном} = 255$  А.

З урахуванням поправочного коефіцієнта на температуру навколишнього середовища:

$$I'_{доп.} = 0,93 \cdot 255 = 237,15 \text{ А} > 154,4 \text{ А}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{max} = 1444 \text{ А};$$

$$i_y = 29,927 \text{ кА}.$$

$$B_{\kappa} = 74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73 [10]:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А}; > I_{max} = 1444 \text{ А};$$

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

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C};$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{74 \cdot 10^6}}{90} = 95,6 \text{ мм}^2 < q = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами:  $a = 0,20$  м, шини на ізоляторах встановлюємо «плазом».

Момент інерції та опору [10 ,13]:

$$I = b \cdot \frac{h^3}{12}; \quad (2.48)$$

$$W = b \cdot \frac{h^2}{6}; \quad (2.49)$$

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

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

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.50)$$

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

$$l \leq 0,447 \text{ м.}$$

Приймаємо  $l = 0,4$  м.

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.51)$$

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{29,927^2 \cdot 0,4^2}{0,2 \cdot 1,92} = 6,43 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа}..$$

Умова виконується.

## 2.11 Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 4A280S2Y3:

$$P_{\text{д.ном}} = 110 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ В};$$

$$\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,89;$$

$$\nu_0 = 30^\circ$$

$$T_{\text{max}} = 2700 \text{ год.}$$

Економічний переріз кабеля [10 ,13]:

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

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,89} = 188 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{188}{1,4} = 134,3 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо алюмінієвий кабель перерізом  $150 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{дон.ном}} = 360 \text{ А}$ ;

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{74 \cdot 10^6}}{90} = 95,6 \text{ мм}^2.$$

Умова виконується, отже, остаточно приймаємо переріз кабелю  $150 \text{ мм}^2$ .

## 2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-35 кВ (таблиця 2.19).

Розрахунок вторинного навантаження ТС наведено в таблиці 2.20.

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ІМВ 72-170  
(фірма АВВ)

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ;
$I_{max} = 310$ А	$I_{ном} = 400$ А;
$i_y = 24,323$ кА	$i_{дин} = 78,8$ кА;
$B_k = 25,8$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_m^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 1 = 992$ кА <sup>2</sup> ·с
$r_2 = 1,79$ Ом	$r_{2ном} = 2,0$ Ом.

- Примітка: 1)  $I_{2ном} = 5$  А;  
 2) 0,5/10Р;  
 3) схема з'єднань обмоток ТС: неповна зірка;  
 4)  $l_{розр} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 75 = 130$  м.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	И675	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И676	2,5	-	2,5
Разом:		5,5	-	5,0

- Загальний опір приладів [10]:

$$r_{прил} = S_{прил} / I^2; \quad (2.52)$$

$$r_{прил} = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ Ом};$$

- допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k; \quad (2.53)$$

$$r_{пр} = 2 - 0,22 - 0,1 = 1,68 \text{ Ом};$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = \rho \cdot l_{розр} / r_{пр}; \quad (2.54)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 130 / 1,68 = 2,19 \text{ мм}^2.$$

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

Вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 130 / 2,5 + 0,22 + 0,1 = 1,79 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу EMF 72-170 (фірма АВВ):  $U_{1\text{ном}} = 35\,000 / \sqrt{3} \text{ В}$ ;  $U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}$ ;  $U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}$ ;  $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Вторинне навантаження трансформатора напруги наведені в табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}}$ , В·А	$n_{\text{обм}}$ , шт	$\text{Cos}\varphi$	$\text{Sin}\varphi$	$n_{\text{прил}}$ , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Лічильник активної енергії	I-675	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I-676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							12	29

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{12^2 + 29^2} = 31,4 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Таблиця 2.22 – Вибір вимірювальних трансформаторів

Місце установлення	Трасформатор	
	струму	напруги
1	2	3
ВРУ-35 кВ	ІМВ 72-170	ЕМФ 72-170
ГРУ-10 кВ	ТПЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
РУ ВП-0,4 кВ	ТК-40	НОС-0,5У3

Продовження таблиці 2.22

1	2	3
Гідрогенератор	ТПЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ: - сторона ВН; - сторона НН	ТВТ35-1000/5 ТПЛ-10	- -
ГТВП: - сторона ВН; - сторона НН.	ТПЛ-10 ТК-40	- НОС-0,5У3
ТР: - сторона ВН; - сторона НН.	ТПЛ-10 ТК-40	ЗНОЛ.06-10У3 НОС-0,5У3

### 2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

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

- |                                       |           |
|---------------------------------------|-----------|
| 1) ЛЕП-35 кВ, сторона ВН БТ1 та ТЗ    | ОПН-35У1; |
| 2) ЛЕП-10 кВ, сторона ВН БТ2 та НН ТЗ | ОПН-10У1; |
| 3) Сторона НН БТ1                     | ОПН-6У1.  |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку, релейного захисту, автоматики встановлюємо на ЛЕП-35 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5У1:  $U_{ном} = 35$  кВ;  $I_{ном} = 630$  А;  $L = 0,547$  мГн;  $I_m = 16$  кА;  $t_m = 1$  с;  $i_{дин} = 41$  кА.

### 2.14 Вибір акумуляторної батареї

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), яка має елементний комутатор для регулювання напруги і працює в режимі постійного підзаряду. Навантаження акумуляторної батареї зведено в табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

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

Вихідні дані для розрахунку:

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

Типовий номер АБ [10, 14]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.55)$$

де  $j = 25$  А/Н при температурі електроліту  $25^\circ$  С.

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{391}{25} = 16,4. \quad (2.56)$$

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{\text{ном}}}{46}; \quad (2.57)$$

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

Вибираємо типорозмір  $N=20$ .

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{\text{ном}}}{N}; \quad (2.58)$$

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

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 93% (рисунок 6.2 [10]), що більше допустимого значення 80%.

Таким чином, остаточно приймаємо батарею з  $N=20$  типу «Varta».

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{noc}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\} \quad (2.59)$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 20 = 28 \text{ A}.$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:



$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,05 \text{ N}; \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод} \end{aligned} \right\}, \quad (2.60)$$

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

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= 5 \cdot N + I_{нос}; \\ U_{ЗП} &= n \cdot U_3 \end{aligned} \right\}, \quad (2.61)$$

$$I_{Зп} = 25 + 5 \cdot 20 = 125 \text{ A};$$

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

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

## 3 ПРОЄКТУВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

### 3.1 Призначення заземлювальних пристроїв, їх типи

Під час пошкодження ізоляції провідників електричної системи відносно землі в місці пошкодження виникає струм, значення і тривалість якого залежать від робочого заземлення мережі.

В ефективно заземлених мережах струм в місці замикання досягає тисяч ампер, але тривалість його не перевищує декілька десятих часток секунди, оскільки пошкоджена ділянка системи відключається автоматично відповідним релейним захистом. В незаземлених або заземлених мережах через дугогасні реактори, струм однофазного замикання на землю зазвичай не перевищує декількох десятків ампер, але протікає тривало, оскільки в мережах такого виду захист від однофазних замикань, як правило, відсутній [13].

Замикання на землю можливе в будь-якій точці системи як в межах станцій та підстанцій, так і в мережах будь-якої напруги. Від місця пошкодження струм повертається до джерел енергії багатьма шляхами – частково по провідникам, частково через землю. У місці переходу струму в землю, якщо не передбачені особливі пристрої для проведення струму в землю, виникають значні потенціали й градієнти напруги на поверхні землі, небезпечні для людей, що знаходяться поблизу. Пояснюється це великим питомим опором землі, що перевищує питомий опір провідникових матеріалів у багато разів. Для усунення цієї небезпеки на станціях, підстанціях, лініях електропередачі передбачають *заземлювальний пристрій (ЗП)*, призначення якого полягає в зниженні потенціалів і градієнтів напруги до прийнятних значень, а також проведення струму в землю [15].

Електричний струм при проходженні через тіло людини може викликати важкі травми, а в деяких випадках – смерть [13, 19]. Встановлено, що для людини струм 15-25 мА є небезпечним, а понад 50 мА при тривалому проходженні через тіло людини може викликати смерть. Ураження людини

електричним струмом можливе при зіткненні його з частинами електроустановок, які нормально перебувають під напругою, але можуть бути під напругою при пошкодженні ізоляції однієї фази. З метою захисту обслуговуючого персоналу від потенціалів небезпечної величини, виконують захисні заземлення. Тобто, всі частини установки, які нормально не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під різницею потенціалів при пошкодженні ізоляції фази, з'єднують провідниками із землею.

Основою заземлювального пристрою є заземлювач. Це металевий провідник або група провідників, що знаходяться в безпосередньому контакті з землею. Металеві провідники, які з'єднують частини установки, що заземлюється, із заземлювачем, називаються заземлюючими провідниками. Сукупність заземлювачів і провідників, що заземлюють, називають заземлювальним пристроєм, а навмисне електричне з'єднання частини електроустановки із заземлювальним пристроєм – заземленням.

Згідно [17, 18, 20] заземленню підлягають такі металеві частини електроустановок:

- всі металеві частини електрообладнання, які можуть опинитися під напругою (корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо);
- приводи електричних апаратів;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів і нейтралей силових трансформаторів 380/220В;
- каркаси розподільних щитів, щитів керування, щитів та шаф;
- конструкції розподільних установок, кабельні конструкції, корпуси кабельних муфт, оболонки та броні силових та контрольних кабелів та проводів, сталеві труби електропроводки тощо.

На повітряних лініях напругою 6-10 кВ заземлюють залізобетонні та металеві опори, розташовані в населеній місцевості, а також каркаси та корпуси електроустаткування (роз'єднувачів, запобіжників, розрядників), встановлених на дерев'яних, залізобетонних або металевих опорах.

Для заземлення електроустановок різних напруг використовують загальний пристрій заземлення.

Разом зі штучними використовуються природні заземлювачі. Природними заземлювачами є: металеві конструкції будівель та споруд, з'єднані із землею, прокладені у землі металеві трубопроводи (за винятком трубопроводів горючих рідин та горючих газів); свинцеві оболонки кабелів, прокладених у землі, якщо їх не менше двох; бетон будівель [17].

Забороняється використовувати як природні заземлювачі чавунні трубопроводи та тимчасові трубопроводи будівельних майданчиків, алюмінієві оболонки кабелів та неізольовані алюмінієві провідники.

Коли опір заземлювального пристрою при використанні природних заземлювачів задовольнятиме вимоги ПУЕ, не потрібно влаштовувати додаткове штучне заземлення.

Призначення заземлення може бути різним: захисним, функціональним (робочим) та грозозахисним.

Заземлення точок системи, установки або обладнання, яке забезпечує електробезпеку людей, називається *захисним* заземленням [17].

*Робочим* заземленням називається таке з'єднання з землею точок електромережі, зазвичай нейтралей обмоток трансформаторів, з метою зниження комутаційних втрат, зниження рівня ізоляції трансформаторів, спрощення РЗ від замикання на землю, підвищення надійності мережі. Це заземлення не пов'язане з електробезпекою (наприклад, для створення електромагнітної сумісності).

Заземлювальний пристрій повинен мати параметри, що забезпечують електромагнітну сумісність обладнання електроустановок. Згідно вимог має бути виконаний так, щоб рівні напруги та струмів, що впливають на вторинне обладнання під час коротких замикань та комутацій у первинних колах, не перевищували допустимих значень для вторинного обладнання [17, 19].

До заземлення також приєднують розрядники, обмежувачі перенапруг, блискавковідводи, які захищають установку від пошкодження і перенапруг.

Таке заземлення називають *грозозахисним* заземленням. ЗП має забезпечити надійне заземлення пристроїв блискавкозахисту та обмежувачів перенапруг. Відповідно до цього грозові та комутаційні перенапруги, що впливають на ізоляцію первинного та вторинного обладнання відповідного класу напруги, не повинні перевищувати допустимих рівнів.

Схема заземлювача і його розміри зазвичай визначаються потребами електробезпеки. Робоче і грозозахисне заземлення, як правило не потребує додаткових вимог до заземлювача

### **3.2 Конструкції заземлювальних пристроїв**

Контурний провідник заземлювача повинен охоплювати установку в цілому, наприклад, на електростанціях – головний корпус, допоміжні споруди та розподільні установки. Згідно вимог ПУЕ [17] на майданчику зовнішньої РУ уздовж рядів устаткування, що підлягає заземленню, укладають провідники в землю на глибині близько 0,5-0,7 м, також передбачають провідники в поперечному напрямку. Таким чином утворюється сітка з квадратними або прямокутними комітками. За необхідності сітку доповнюють деяким числом вертикальних провідників, що занурюються в землю на глибину від 10 до 30 м і розташовуються по периферії сітки (рис. 3.1). До сітки приєднують предмети, що підлягають заземленню, за допомогою коротких провідників, які звуться спусками. За такої конструкції заземлювача забезпечується обмеження потенціалів і градієнтів напруги в зоні розповсюдження струму, відповідно безпека для людей, що обслуговують установку та знаходяться поблизу неї.

### **3.3 Нормування заземлювальних пристроїв**

Існують норми на заземлювальні пристрої. Це вимоги, які визначають умови електробезпеки [17]. На сьогодні такі вимоги формулюють залежно від способу заземлення нейтралі мережі.

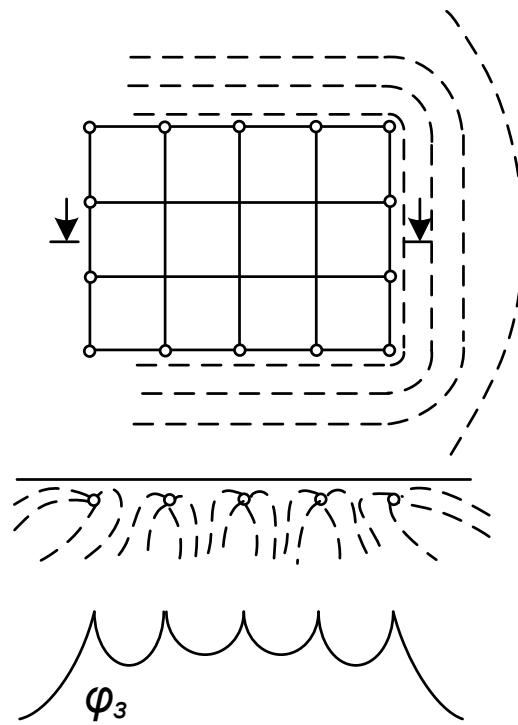


Рисунок 3.1 – Заземлювач і його електричне поле

А). Для електроустановок напругою до 1 кВ у електричних мережах із глухозаземленою нейтраллю [17, п.п. 1.7.92].

Опір заземлювального пристрою, до якого приєднано нейтраль джерела живлення або виводи джерела однофазного струму, у будь-яку пору року не повинен перевищувати 2, 4 і 8 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму. Цей опір необхідно забезпечувати з урахуванням використання всіх заземлювачів, приєднаних до *PEN-* (*PE*)-провідника, якщо кількість відхідних ліній не менша двох. Лінія з найбільшою кількістю заземлювачів, приєднаних до *PEN-* (*PE*)-провідника, не враховується. Опір заземлювача, до якого безпосередньо приєднують нейтраль джерела трифазного струму або виводи джерела однофазного струму, має бути не більше ніж 15, 30 і 60 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В – джерела однофазного струму.

Б). Для електроустановок напругою до 1 кВ у електричних мережах з ізолюваною нейтраллю [17, п.п. 1.7.97].

Опір заземлювального пристрою  $R$ , Ом, який використовують для захисного заземлення відкритих провідних частин в електроустановках з ізолюваною нейтраллю, у разі одиничного замикання струмовідної частини на заземлену має відповідати умові:

$$R \leq \frac{U_{\partial}}{I}, \quad (3.1)$$

де  $U_{\partial}$  – допустима напруга дотику, значення якої в приміщеннях без підвищеної небезпеки приймають: для електроустановок змінного струму – 50 В, а для електроустановок постійного – 120 В;

$I$  – повний струм замикання на землю (на заземлену провідну частину), А.

Виконання зазначеної умови можна не перевіряти, якщо опір заземлювального пристрою  $R$  не перевищує:

– 4 Ом в електроустановках змінного струму в разі потужності джерела живлення, більшої ніж 100 кВ·А;

– 10 Ом в електроустановках змінного струму в разі потужності джерела живлення або сумарної потужності паралельно працюючих джерел живлення до 100 кВ·А і у всіх електроустановках постійного струму.

В). Для електроустановок напругою понад 1 кВ у електричних мережах з ізолюваною, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю [17].

Опір заземлювального пристрою  $R$ , Ом, у разі проходження розрахункового струму замикання на землю у будь-яку пору року з урахуванням опору природних заземлювачів, має бути:

1) у разі використання заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, в яких  $N$ -,  $PEN$ - ( $PE$ )-провідники виходять за межі цього заземлювального пристрою:

$$R \leq \frac{U_{\delta}}{I_p}, \quad (3.2)$$

де  $U_{\delta}$  – допустима напруга на заземлювальному пристрої В;

$I_p$  – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Для електроустановок, в яких захист від замикання на землю діє на сигнал, значення  $U_{\delta}$  приймають 67 В, а для електроустановок, в яких захист діє на автоматичне відключення приєднання із замиканням на землю,  $U_{\delta}$  визначають залежно від тривалості замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ (табл. 3.1) [17, п. 1.7.99].

Таблиця 3.1 – Залежність допустимої напруги на заземлювальному пристрої, який одночасно виконують для електроустановок напругою до і понад 1 кВ, від тривалості замикання на землю в електроустановках напругою понад 1 кВ у електричних мережах з ізолюваною, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю

Допустима напруга на ЗП $R \cdot I_p$ , В	67	70	75	90	100	110	140	200	330	460	500	560	670
Тривалість замикання на землю, с	Захист діє на сигнал	3	2	1	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,15	0,1	0,05

За розрахункову тривалість замикання на землю слід приймати суму часу дії захисту і повного часу вимикання вимикача.

У всіх випадках, незалежно від дії захисту в разі замикання на землю в електроустановках напругою понад 1 кВ опір заземлювального пристрою має також відповідати вимогам, зазначеним вище (див. п. А та (3.2)) для електроустановок напругою до 1 кВ.

2) у разі використання заземлювального пристрою тільки для електроустановок напругою понад 1 кВ, а також у разі використання його одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, у яких  $N$ -,  $PEN$ - ( $PE$ )-провідники не виходять за межі цього заземлювального пристрою,



$$R \leq \frac{250}{I_p}, \quad (3.3)$$

але не більше 10 Ом.

Г). Для електроустановок напругою понад 1 кВ у мережах з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю [17].

Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ у електричній мережі з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю слід виконувати з дотриманням вимог або до напруги дотику або до їх опору, а також з дотриманням вимог до їх конструктивного виконання [17, п.п. 1.7.107-1.7.109].

У разі стікання струму короткого замикання на землю з заземлювального пристрою, який виконують з дотриманням вимог до його опору, напруга на заземлювальному пристрої в усіх випадках не має перевищувати 10 кВ. Напруга понад 10 кВ допускається на заземлювальному пристрої, який виконують з дотриманням вимог до напруги дотику і з якого не може вноситись потенціал за межі зовнішньої огорожі електроустановки.

Заземлювальний пристрій, який влаштовують за вимогами до напруги дотику, має забезпечувати в будь-яку пору року значення напруги дотику, що не перевищує наведену в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Гранично допустима напруга дотику

Тривалість дії $t$ , с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	Понад 1,0 до 5,0
Допустима напруга дотику $U_d$ , В	500	400	200	130	100	65

Опір заземлювального пристрою в цьому разі визначають за допустимою напругою на заземлювальному пристрої та за струмом замикання на землю.

Для визначення допустимої напруги дотику за розрахункову тривалість дії слід приймати суму часу дії захисту і повного часу вимикання вимикача.

Заземлювальний пристрій, який влаштовують за вимогами до його опору, у будь-яку пору року повинен мати опір, не більший ніж 0,5 Ом, з урахуванням опору штучних і природних заземлювачів.

Поздовжні заземлювачі слід прокладати вздовж осей електрообладнання з боку обслуговування на глибині 0,5 – 0,7 м від поверхні землі і на відстані 0,8 – 1,0 м від фундаментів або основ устаткування. Допускається збільшувати відстані від фундаментів або основ устаткування до 1,5 м з прокладанням одного заземлювача для двох рядів устаткування, якщо сторони обслуговування повернено одна до одної, а відстань між підвалинами або фундаментами двох рядів не перевищує 3 м.

Поперечні заземлювачі треба прокладати в зручних місцях між устаткуванням на глибині 0,5 – 0,7 м від поверхні землі. Відстань між ними рекомендовано приймати в бік збільшення від периферії до центру заземлювальної сітки. При цьому перша і наступні відстані, починаючи від периферії, не мають перевищувати відповідно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11; 13,5; 16; 20 м [17]. Розміри чарунок заземлювальної сітки, які прилягають до місць приєднання нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів до заземлювального пристрою, не мають перевищувати 6 м × 6 м.

Горизонтальні заземлювачі необхідно прокладати по краю території, зайнятої заземлювальним пристроєм, так, щоб вони в сукупності утворювали замкнений контур.

Якщо заземлювальний пристрій знаходиться в межах зовнішньої огорожі електроустановки, то біля входів і в'їздів на її територію слід вирівнювати потенціал, наприклад, шляхом установлення двох вертикальних заземлювачів, приєднаних до зовнішнього горизонтального заземлювача напроти входів і в'їздів. У цьому разі вертикальні заземлювачі мають бути довжиною 3 – 5 м, а відстань між ними повинна дорівнювати ширині входу чи в'їзду.

У разі влаштування заземлювального пристрою за вимогами до напруги дотику або до його опору додатково необхідно:

- прокладати замкнений горизонтальний заземлювач навколо площі, зайнятої електрообладнанням;
- прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі та з'єднувати їх між собою в заземлювальну сітку;
- забезпечувати якомога меншу довжину заземлювальних провідників;
- прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі так, щоб вузол з'єднання їх між собою в заземлювальну сітку був поблизу місць розміщення нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів;
- приєднувати високовольтне обладнання до заземлювача, який забезпечує стікання струму не менше, ніж у двох напрямках;
- прокладати заземлювальні провідники, які приєднують обладнання або конструкції до заземлювача, у землі на глибині, не меншій ніж 0,3 м;
- прокладати горизонтальні заземлювачі, які знаходяться поза територією електроустановки, на глибині, не меншій ніж 1 м, а зовнішній контур заземлювального пристрою в разі виходу його за межі електроустановки рекомендовано влаштовувати у вигляді багатокутника з тупими або заокругленими кутами [17].

### **3.4 Розрахунок заземлювачів**

Розрахунок заземлювача полягає у визначенні при заданому струмі потенціалів в будь-яких точках простору, зокрема потенціал заземлювача, а також потенціали в характерних точках поверхні землі. Передбачається при цьому, що схема заземлювача і його розміри задані, будова землі та її параметри відомі.

Електричне поле заземлювача можна розглядати як поле стаціонарних струмів в провідному середовищі. За аналогією з електростатичним полем в діелектрику приймають, що лінії струму йдуть з поверхні заземлювача в нескінченність. Потенціал нескінченно віддалених точок приймають рівним нулю. Насправді лінії струму не йдуть у нескінченність, а збираються у

заземлювачів інших установок розглянутої мережі. Однак це мало впливає на розподіл струму біля заземлювача і на його опір, тому що більша частина цього опору зосереджена поблизу заземлювача.

Під час розрахунку заземлювачів в двошаровій землі використовують для потенціалу в будь-якій точці простору від струму, що поширюється з точкового електрода, вирази, отримані з рівнянь Лапласа в циліндричних координатах [15]. Відповідна схема приведена на рис. 3.2. Вісь  $z$  спрямована вниз через джерело струму. Початок координат збігається з поверхнею землі.

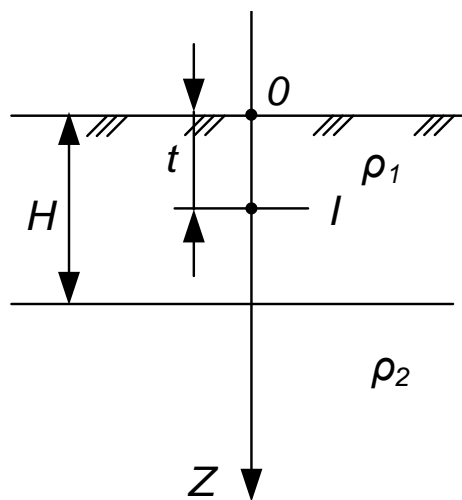


Рисунок 3.2 – Точкове джерело струму в двошаровій землі; циліндрична система координат

Якщо точковий електрод з струмом  $I$  розташований у верхньому шарі (координати  $z = t$ ,  $s = 0$ ), потенціал у довільній точці  $A$  з координатами  $z$  і  $s$  розташованої в тому ж шарі, дорівнює [15]:

$$\varphi_{11} = \frac{\rho_1 I}{4\pi} \left\{ \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[ \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn - t)^2}} \right] + \sum_{n=1}^{n=\infty} \left[ \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn - t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn + t)^2}} \right] \right\} \quad (3.4)$$

де  $k = (\rho_2 - \rho_1) / (\rho_2 + \rho_1)$  – коефіцієнт, що характеризує питомий опір землі, абсолютне значення цього коефіцієнта менше одиниці;

$n$  – число доданків, що визначають точність розрахунку.

Якщо точковий електрод розташований в нижньому шарі, а точка  $A$  – у верхньому, то [15]:

$$\varphi_{12} = \frac{\rho_1 I}{4\pi} (1+k) \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[ \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn - t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} \right]. \quad (3.5)$$

Якщо точковий електрод розташований в верхньому шарі, а точка  $A$  – у нижньому, то [15]:

$$\varphi_{21} = \frac{\rho_1 I}{4\pi} (1+k) \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[ \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn - t)^2}} \right]. \quad (3.6)$$

І якщо точковий електрод і точка  $A$  розташовані в нижньому шарі, то:

$$\varphi_{22} = \frac{\rho_2 I}{4\pi} \left[ \frac{1}{\sqrt{s^2 + (z - t)^2}} - \frac{k}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn + t)^2}} + (1+k^2) \sum_{n=0}^{n=\infty} \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} \right]. \quad (3.7)$$

Аналітичні розрахунки заземлювачів в неоднорідній землі можуть бути виконані тільки за допомогою ЕОМ. Щоб полегшити роботу проектувальника, запропоновані наближені вирази для опорів, які отримані шляхом обробки безлічі розрахунків, виконаних точним методом для типових схем. Вони наведені нижче.

*Розрахунок опору сітки.*

Опір прямокутної сітки площею  $A$ , м<sup>2</sup>, без вертикальних провідників за умови двошарової землі з питомими опорами  $\rho_1$  і  $\rho_2$  може бути визначено з наступного виразу [15]:

$$R_3 = 0,866 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L}, \quad (3.8)$$

де  $g = 2H/\sqrt{A}$ ;

$A$  – площа сітки, м<sup>2</sup>;

$L$  – загальна довжина провідників.

Множник  $(\rho_1/\rho_2)^g$ , знайдений експериментально, уточнює вплив верхнього шару землі відповідно до його товщини. З наведеного виразу видно, що опір сітки залежить в основному від лінійного розміру  $\sqrt{A}$  і питомих опорів землі. Загальна довжина провідників  $L$  впливає в меншій мірі. Вплив глибини закладення сітки  $h$  і діаметра провідників незначний, і в наближених розрахунках ними нехтують. Зіставлення результатів розрахунку за виразом (3.8) з точним розрахунком показує, що похибка незначна за умови, що відношення  $H/\sqrt{A} < 0,4$ . Якщо  $H/\sqrt{A} > 1$  слід виходити з припущення, що земля однорідна.

*Розрахунок опору сітки, доповненої вертикальними провідниками.*

Опір складного заземлювача, що складається з сітки і ряду вертикальних провідників, може бути визначено з наступного виразу [15]:

$$R_3 = 0,443 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + Nl_e}, \quad (3.9)$$

де  $g = 2H/(\sqrt{A} + Nl_e)$ ;

$l_e = l_1 + l_2\rho_1/\rho_2$ ;

$N$  – чисто вертикальних провідників. Значення  $l_1$  та  $l_2$  пояснені на рис. 3.3.

Зауважимо, що вертикальні провідники слід встановлювати тільки по периферії сітки, де лінійна щільність струму, що поширюється з провідників в землю, максимальна. Вертикальні провідники, встановлені усередині сітки, менш ефективні.

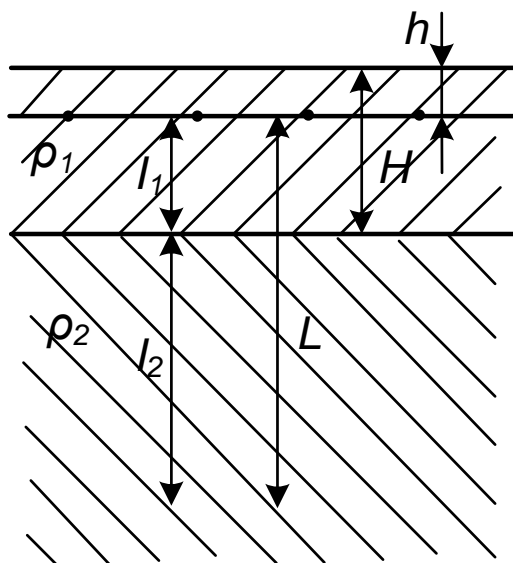


Рисунок 3.3 – Схема, яка пояснює розміри  $l_1$  та  $l_2$  вертикального провідника в двошаровій землі

*Визначення напруги дотику і напруги кроку.*

При заданому опорі заземлювача і заданому струмові напруга дотику і напруга кроку залежать від відповідних коефіцієнтів  $\alpha$  і  $\beta$ :

$$U_{\delta} = I_3 R_3 \alpha_{\delta} \beta_{\delta};$$

$$U_{\kappa} = I_3 R_3 \alpha_{\kappa} \beta_{\kappa},$$

де  $I_3$  – струм замикання, що поширюється з поверхні провідників заземлювача в землю;

$R_3$  – опір заземлювача;

$\alpha_\delta$  і  $\alpha_\kappa$  – коефіцієнти напруги дотику і напруги кроку, значення яких знаходяться приблизно в межах від 0,1 до 0,8 залежно від конструкції заземлювача [15];

$\beta_\delta$  і  $\beta_\kappa$  – коефіцієнти зниження напруги дотику і напруги кроку, які залежать від питомого опору верхнього шару землі.

Коефіцієнт напруги дотику  $\alpha_\delta$  може бути визначений з наступного наближення про виразу [15] для заземлювачів типу сітки з рівномірним розподілом провідників і доповненої вертикальними провідниками:

$$\alpha_\delta = M \left( \frac{\alpha \sqrt{A}}{lL} \right)^{0,45}, \quad (3.10)$$

де  $\alpha = P/N$  – відстань між вертикальними провідниками, м;

$P$  – периметр сітки, м;

$M$  – функція відношення  $\rho_1 / \rho_2$ , а саме:

$\rho_1 / \rho_2$ ..	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	2,0	3,0
$M$ . . . . .	0,37	0,40	0,43	0,46	0,48	0,50	0,60	0,66

$\rho_1 / \rho_2$ ..	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
$M$ . . . . .	0,72	0,76	0,77	0,79	0,80	0,81	0,82

Коефіцієнт  $\alpha_\delta$  і, отже, напруга дотику залежать від конструкції сітки. При заданій загальній довжині провідників  $L$  напруга в кутових коміроках сітки може бути зменшено, якщо відмовитися від рівномірного розподілу провідників (рис. 3.4, *a*) і перейти до нерівномірного розподілу (рис. 3.4, *б*). Перевага другої схеми полягає в меншій напрузі в кутових коміроках.



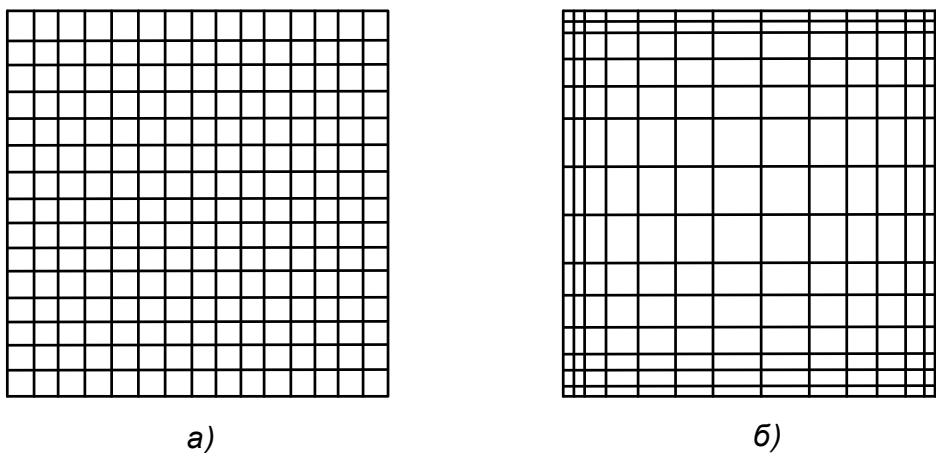


Рисунок 3.4 – Схеми сіток двох видів: а – з рівномірним розподілом провідників, 225 комірок (16 x 16 провідників); б – з нерівномірним розподілом провідників, 196 комірок (15 x 15 провідників)

Коефіцієнти  $\beta_{\partial}$  і  $\beta_{\kappa}$ , залежать від питомого опору верхнього шару землі, менші за одиницю і визначаються за виразом [15]:

$$\begin{aligned} \frac{R_{\partial}}{(R_{\partial} + 1,5 \cdot \rho_c)} &= \beta_{\partial}; \\ \frac{R_{\kappa}}{(R_{\kappa} + 6 \cdot \rho_c)} &= \beta_{\kappa}, \end{aligned} \quad (3.11)$$

де  $\rho_c$  – питомий опір верхнього шару землі.

У важких умовах, коли можливість зменшення напруги дотику і напруги кроку вичерпана, вдаються до штучного збільшення питомого опору верхнього шару землі шляхом підсипання шару щебеню або гравію з питомим опором 5000 – 10000 Ом·м по всій площі РУ. Цей шар товщиною 0,15 – 0,20 м практично не бере участі в проведенні струму в землю, але обмежує струм ураження людини. Опір  $R_c$  під ступнями людини, що визначається за формулою  $R_c = \frac{\rho_c}{4a} = \frac{\rho_c}{4 \cdot 0,08} \approx 3\rho_c$ , за наявності щебеню з питомим опором

10 кОм·м може бути доведений до значення 30 кОм. При цьому коефіцієнти  $\beta_{\partial}$  і  $\beta_k$  зменшуються.

Таким чином, при застосуванні сітки з нерівномірним розподілом провідників і підсипання шару щебеню напруга дотику і напруга кроку можуть бути зменшені до допустимих значень за найважчих умов.

### 3.5 Проектування заземлювальних пристроїв

Під час проектування захисного заземлення необхідно, виходячи з типу мережі (з глухозаземленою або ізольованою нейтраллю) та характеристики мережі (напрузі до 1 кВ або вище), визначитися, який вид захисту треба застосовувати (захисне заземлення або захисне занулення) та які вимоги висувають до заземлювальних пристроїв. Після чого обирається матеріал заземлювачів, тип заземлення та схема розташування заземлювачів у ґрунті. Проводиться розрахунок заземлювального пристрою, визначається необхідна кількість електродів обраного типу та розмірів за прийнятої схеми та глибини їх закладання в ґрунті.

Опір заземлення заземлювачів визначається переважно питомим опором ґрунту, розміром і формою заземлювача, глибиною закладання їх у ґрунті.

Під час проектування ЗП мають бути забезпечені [19]:

- захист природних заземлювачів та комунікацій від пошкодження при протіканні (стіканні) струмів аварійних режимів;
- вибухо- та пожежобезпечність електроустановок, обладнання та споруд (за рахунок виключення перегріву штучних та природних елементів ЗП, виникнення електричних дуг та іскріння між відкритими провідними частинами, включаючи заземлюючі провідники, з різними потенціалами);
- дія релейних захистів від замикань на землю.

Надійність виконання перерахованих функцій ЗУ забезпечується дотриманням параметрів заземлювального пристрою, що нормуються.

Проектування заземлювального пристрою рекомендується проводити на стадії проектної документації, коли проробляються наступні рішення:

- з будівельної частини;
- за схемами, складом та компоновками первинного обладнання;
- за складом та розташуванням вторинного обладнання та обладнання зв'язку;
- по трасах прокладання кабелів усіх напруг та призначень;
- по трасах прокладання трубопроводів усіх призначень, включаючи повітропроводи.

Заземлювальні пристрої розподільної установки (електричної підстанції) повинні забезпечувати нормовані параметри за умов забезпечення електробезпеки та електромагнітної сумісності для нормальних та найнебезпечніших аварійних режимів:

- однофазного (двофазного) короткого замикання на землю;
- короткого замикання землі на лініях, які відходять від РУ (ПС);
- подвійного замикання на землю в мережі з ізольованою (заземленою через дугогасний реактор або резистор) нейтраллю;
- стікання струмів блискавки та струмів через обмежувачі перенапруг;
- стікання струмів несиметрії та струмів реакторів, що шунтують.

Таким чином, для тривалого та безаварійного функціонування об'єкта, що захищається, має бути своєчасно приділена належна увага проектуванню та виконанню системи заземлення відповідно до чинних нормативних документів та з урахуванням специфіки самого об'єкта.

*Порядок проектування заземлювального пристрою:*

- 1.Визначають структуру ґрунту і приводять її до еквівалентної двохшарової.
- 2.Визначають розрахунковий струм, стікаючий з заземлювача.
- 3.Виявляють природні заземлювачі і розраховують їх опір  $R_n$ .
- 4.Позначають схему і розміри заземлювачів враховуючи природні заземлювачі.

5. Визначають опір заземлювача і його потенціал .
6. Визначають  $U_{\text{дом}}$  для зими і літа, співвідносять розрахункові значення з допустимими.
7. За необхідності уточнюють розрахунок.

### 3.6 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ гідроелектростанції потужністю 60 МВт

Для проєктуємої станції проведемо розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ.

Вихідні дані (рисунок 3.5):

- площа ЗП:  $S = (18 \times 6) = 108 \text{ м}^2$ ;
- питомий опір ґрунту:  $\rho = 90 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ; ґрунт – суглінок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.
- коефіцієнт сезонності:
  - а) для вертикальних електродів:  $K_{CB} = 1,25$ ;
  - б) для горизонтальних електродів:  $K_{CG} = 3$ .
- глибина закладання полоси:  $t = 0,5 \text{ м}$ ;
- загальна довжина горизонтальної полоси  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ :  $l_2 = 48 \text{ м}$ ;
- попередня кількість вертикальних заземлювачів:  $n_6 = 6 \text{ шт}$ ;
- довжина та діаметр вертикальних заземлювачів:  $l_6 = 4,0 \text{ м}$ ,  $d = 12 \text{ мм}$ .

Заземлювальний пристрій використовується тільки для електроустановки 35 кВ.

Опір ЗП в будь-який час року повинен бути [13]:

$$R_3 = \frac{250}{I_3} \leq 10 \text{ Ом}, \quad (3.12)$$

де  $I_3$  – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Для повітряних мереж:

$$I_3 = \frac{U \cdot l}{350}, \quad (3.13)$$

де  $U$  – міжфазна напруга, кВ;

$l$  – довжина мережі, км;

$$I_3 = \frac{35 \cdot 50}{350} = 5 \text{ А};$$

$$R_3 = \frac{250}{5} = 50 \text{ Ом} > 10 \text{ Ом}.$$

Приймаємо  $R_3 = 10 \text{ Ом}$ .

Опір заземлюючої полоси:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр}^{\Gamma}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (3.14)$$

де  $\rho_{розр}^{\Gamma}$  – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м;

$l_{\Gamma}$  – сумарна довжина горизонтальних електродів, м;

$b$  – ширина полоси, м;

$t$  – глибина закладання полоси, м;

$$\rho_{розр}^{\Gamma} = K_{CG} \cdot \rho, \quad (3.15)$$

$$\rho_{розр}^{\Gamma} = 3 \cdot 90 = 270 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$l_{\Gamma} = 2(18 + 6) = 48 \text{ м};$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 270}{48} \cdot \lg \frac{2 \cdot 48^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 11,04 \text{ Ом}.$$

Середня відстань вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{48}{6} = 8 \text{ м};$$

Довжина вертикального заземлювача:  $l_B = 4 \text{ м}$ .

Відношення  $a/l_B = 8/4 = 2$

Попередньо приймаємо в контурі 6 вертикальних заземлювачі. Опір полоси в контурі:

$$R_\Gamma = \frac{r_\Gamma}{\eta_\Gamma}, \quad (3.16)$$

де  $\eta_2$  – коефіцієнт використання полоси [13];  $\eta_2 = 0,48$ .

$$R_\Gamma = \frac{11,04}{0,48} = 23 \text{ Ом} > R_3 = 10 \text{ Ом}.$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_3}{R_\Gamma - R_3}; \quad (3.17)$$

$$R_B = \frac{23 \cdot 10}{23 - 10} = 17,69 \text{ Ом}.$$

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B - \eta_B}; \quad (3.18)$$

де  $r_B$  – опір одного вертикального заземлювача, Ом;

$\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів; згідно таблиці 7.5 [13]  $\eta_B = 0,71-0,75$ , приймаємо  $\eta_B = 0,72$ .

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр}^B}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l_B}{4t' - l_B} \right); \quad (3.19)$$

де  $\rho_{розр}^B$  – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом м;

$d$  – діаметр стержня, м; приймаємо стержень діаметром 12 мм;

$t'$  – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача.

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 270}{4,0} \left( \lg \frac{2 \cdot 4}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,5 + 4}{4 \cdot 2,5 - 4} \right) = 49,6 \text{ Ом};$$

$$n_B = \frac{49,6}{17,69 \cdot 0,72} = 3,89 \text{ шт.}$$

Таким чином, приймаємо в контурі 4 вертикальних заземлювачі (рис. 3.5).

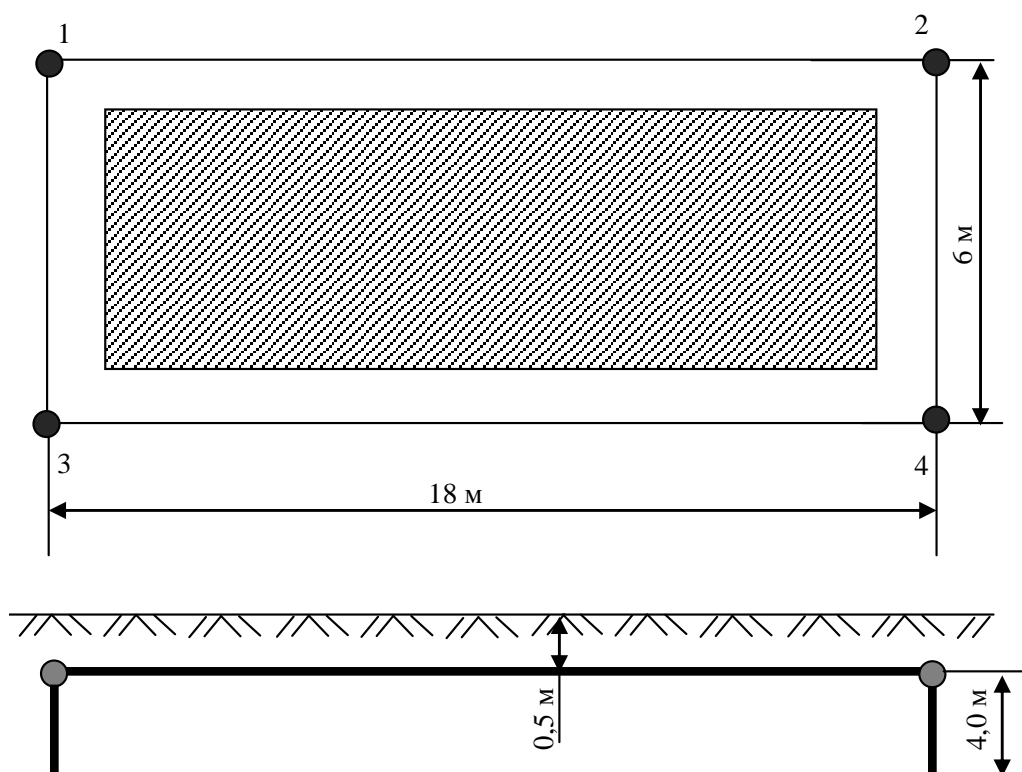


Рисунок 3.5 – План заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ

## 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 [21]:

- 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.

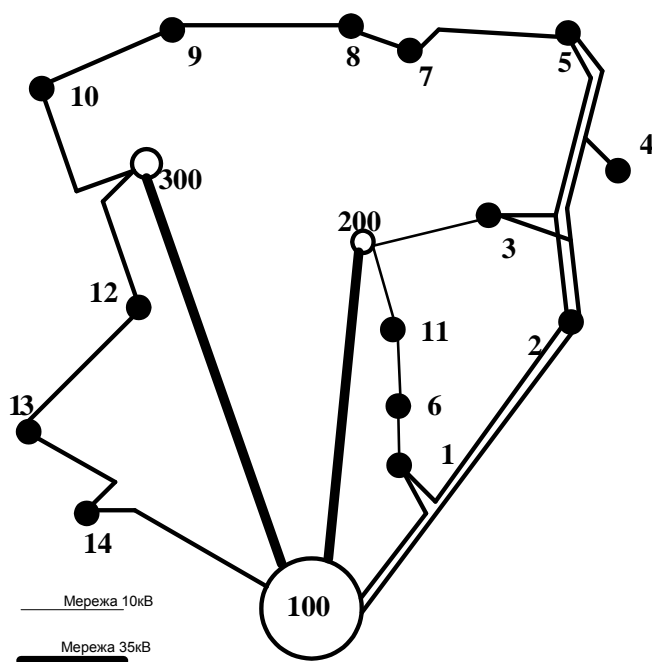


Рисунок 4.1 – Схема електричної системи

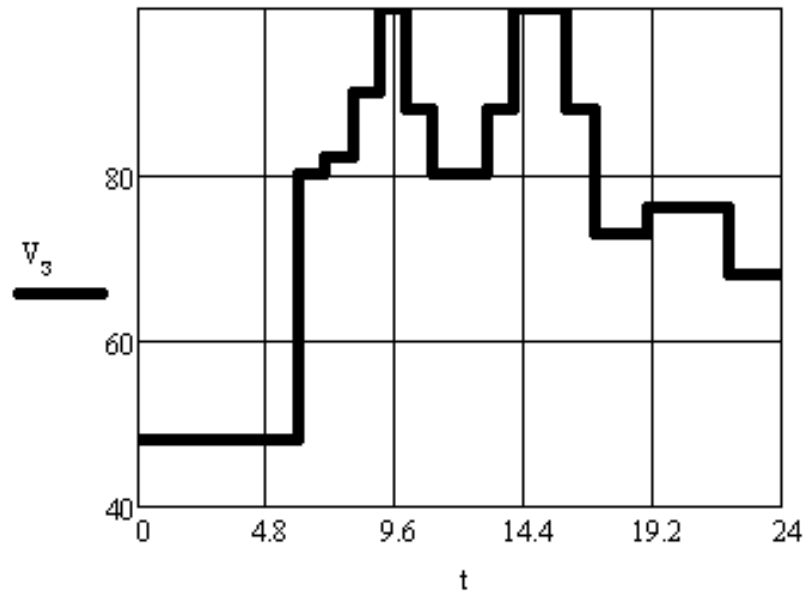


Рисунок 4.2 – Графік зміни навантаження району у відсотках від максимального

### 4.3 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому

В якості цільової функції в задачі оптимізації використовується мінімум витрат на виробництво і розподіл електричної енергії.

В залежності від того як генерація активної потужності буде розподілена між електростанціями, витрати на паливо буде різною.

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 [22].

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

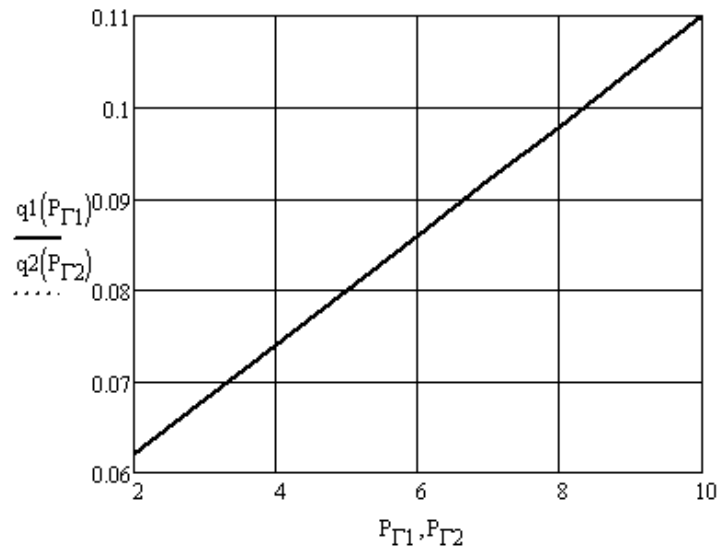


Рисунок 4.3 – Характеристики відносного приросту для блоків ГЕС

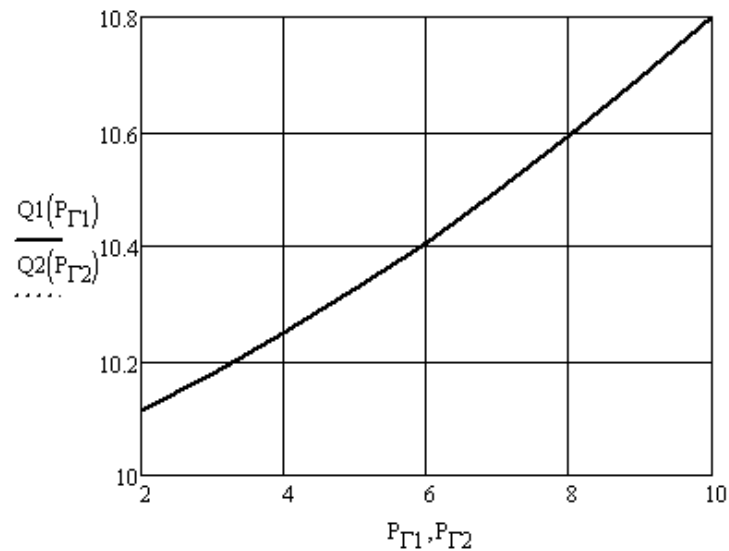


Рисунок 4.4 – Еквівалентна витратна характеристика ГЕС

#### 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 [23].

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

$$\dot{S}_b = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_{\Sigma d} \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (4.1)$$

де  $\dot{U}_{\Sigma d}$  – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і балансувальні;  $\mathbf{M}_{\Sigma}$  – перша матриця з'єднань віток у вузлах включаючи і балансувальні;  $\hat{\mathbf{I}}_d$  – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак  $\hat{\phantom{x}}$  означає, що матриця або вектор є спряжений).

Якщо вираз (4.1) помножити зліва на одиничний транспонований вектор  $\mathbf{n}_t$ , то в результаті отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми [23]:

$$\Delta \dot{S}_{bt} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{n}_t \dot{U}_{\Sigma d} \cdot \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d,$$

або з врахуванням того, що  $\mathbf{n}_t \dot{U}_{\Sigma d} = \dot{U}_t$ ,

$$\Delta \dot{S}_{bt} = \sqrt{3} \dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (4.2)$$

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

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

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

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

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

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

де  $\dot{\mathbf{C}}_i$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах  $\mathbf{J}_\Sigma$  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 [23]:

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

З врахуванням того, що

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

(4.4) можна переписати:

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

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

Позначимо в (4.5)

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

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:

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

де  $\Delta \dot{\mathbf{S}}_B$  – вектор сумарних втрат у вітках схеми;  $\mathbf{T}$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах 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  $\mathbf{T}$  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  $\mathbf{T}$  від зміни величини генерації в відповідних вузлах. Виконавши апроксимацію отриманих залежностей можна отримати прирости втрат від потужності генерації (рис. 4.5-4.7).

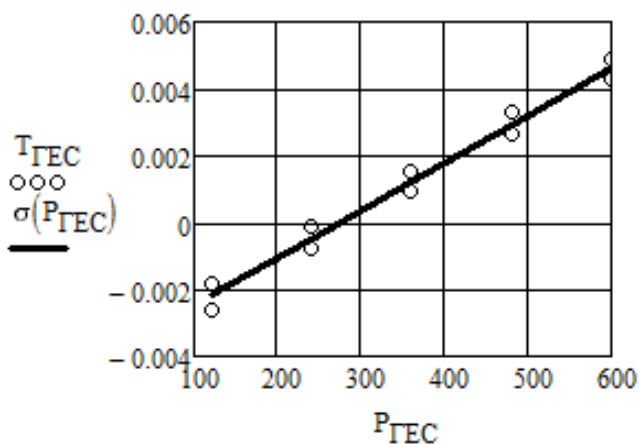


Рисунок 4.5 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлі 300

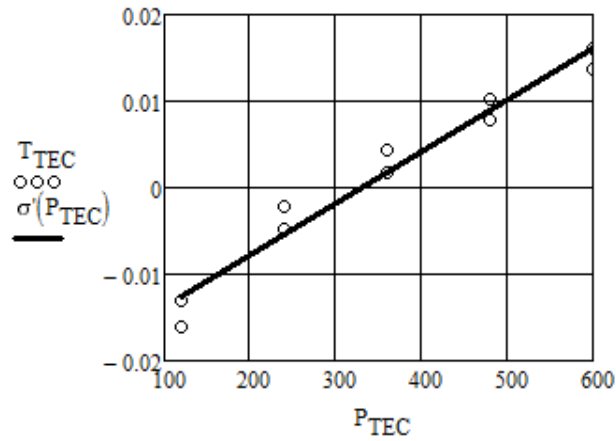


Рисунок 4.6 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлі 200

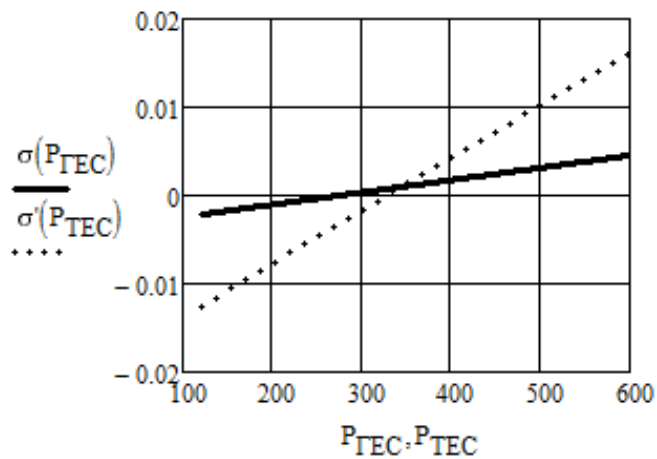


Рисунок 4.7 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлах встановлення генеруючих потужностей

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

Врахування втрат активної потужності в мережі  $\pi$  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

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

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  $\eta_i$  зводиться до зміни положення характеристики відносних приростів (зміщення) вгору або вниз в залежності від знаку  $\eta_i$ . Похідна  $\delta_i$  чисельно рівна зміні значення втрат  $\pi$  при зміні навантаження  $i$ -ї станції на одиницю і постійному навантаженні інших станцій (крім балансуєчої).

#### **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.

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 впливає 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.

без врахування втрат в мережі		з врахуванням втрат в мережі	
$P_{r_i}^1 =$	$P_{r_i}^1 =$	$P_{r_i}^1 =$	$P_{r_i}^1 =$
24.881	0.393	22.385	2.888
24.881	0.393	22.385	2.888
24.881	0.393	22.385	2.888
24.881	0.393	22.385	2.888
24.881	0.393	22.385	2.888
24.881	0.393	22.385	2.888
41.416	0.706	38.915	3.207
42.449	0.726	39.948	3.227
46.583	0.804	44.081	3.307
51.75	0.902	49.246	3.406
45.55	0.785	43.048	3.287
41.416	0.706	38.915	3.207
41.416	0.706	38.915	3.207
45.55	0.785	43.048	3.287
51.75	0.902	49.246	3.406
...	...	...	...

	1	2	3	4	5	6	7	
$P_{ez} =$	1	-0.069	-0.069	-0.069	-0.069	-0.069	-0.069	-0.082
	2	3.171	3.171	3.171	3.171	3.171	3.171	5.285
	3	3.171	3.171	3.171	3.171	3.171	3.171	...

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$P_{ezK} =$	1	0	0	0	0	0	3.98	4.109	4.628
	2	3.811	3.811	3.811	3.811	3.811	3.98	4.109	...

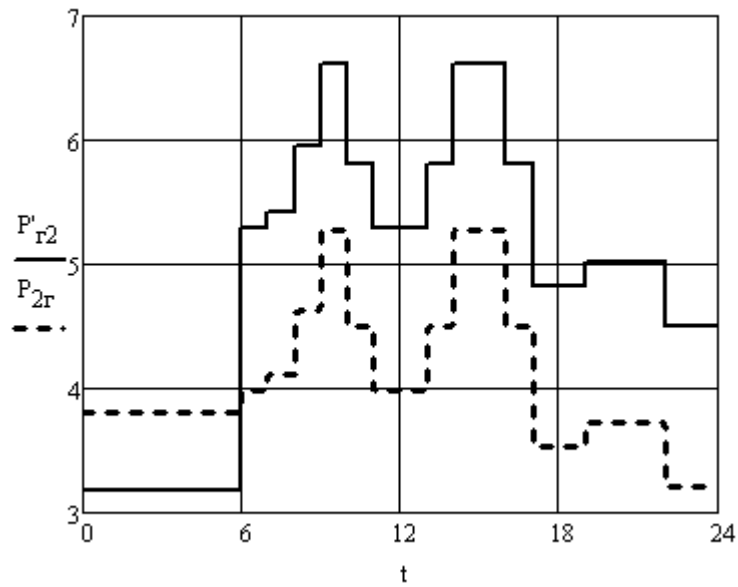
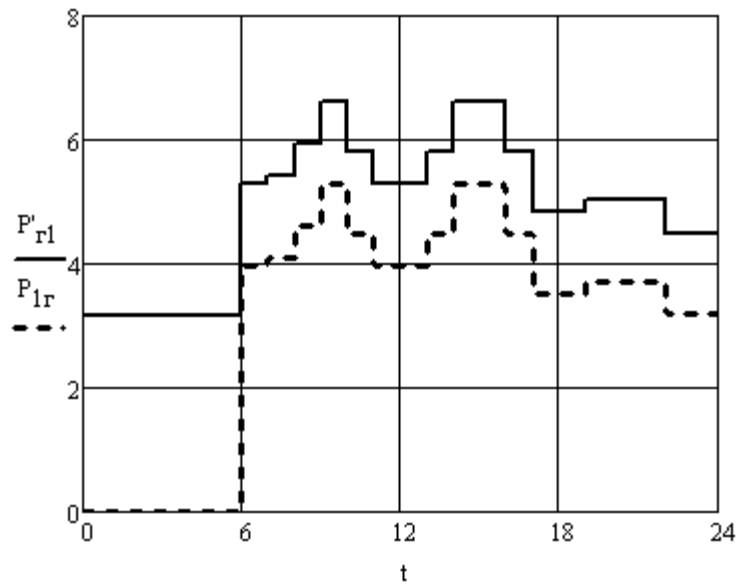


Рисунок 4.8 – Графіки завантаження агрегатів станції

## **5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **5.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням заземлювального пристрою розподільної установки ГЕС потужністю 60 МВт**

Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу. Головним завданням даного розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлити питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки та пожежної безпеки на гідроелектростанціях. 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 по їх зниженню, з техніки безпеки, з пожежної безпеки, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою магістерської кваліфікаційної роботи:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням заземлювальних пристроїв розподільних установок, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [25].

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування заземлювальних пристроїв розподільних установок. Розрахувати параметри грозозахисту відкритої розподільної установки.

3. Дослідити роботу електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити

превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів магістерської роботи:

Експлуатацію діючих електроустановок (ЕУ), в тому числі й ЗП, поділяють на оперативне обслуговування та виконання робіт.

Під час *оперативного обслуговування* передбачають такі роботи:

- впровадження потрібного режиму роботи ЕУ;
- виконання перемикачів та оглядів устаткування;
- підготовку ремонту ЕУ (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.

Робота в електроустановках стосовно заходів безпеки поділяється на три категорії.

З урахуванням аналізу ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує обладнання розподільних установок, в тому числі й заземлювальні пристрої, діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори [28]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;

- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

Джерелами (носіями) безпеки 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 %.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату передбачається штучна приточна загальнообмінна вентиляція, яка забезпечує створення необхідного мікроклімату та чистоти повітряного середовища у всьому об'ємі робочої зони.

## **5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування заземлювальних пристроїв ВРУ-35 кВ ГЕС потужністю 60 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 [18].

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 відпоівають:

- 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 – допускатч);
- 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 [18].

Бригада, яка виконує роботи по наряді 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 наряді 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 [18] 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. Після цього той, що допускає перевіряє відповідність складу бригади і кваліфікації включених в неї осіб, прочитує по наряді прізвища відповідального керівника, виробника робіт, членів бригади і зміст дорученої роботи; пояснює бригаді, звідки знята напруга, де накладені заземлення, які частини ремонтovanого і сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови виробництва робіт повинні дотримуватися; указує бригаді межі робочого місця і переконується, що все їм сказане зрозуміло бригадою. Після роз'яснень допускаючий доводить бригаді, що напруга відсутня, наприклад, в установках вище 35 кВ за допомогою накладення заземлень, а в установках 35 кВ і нижче, де заземлення не видно з місця роботи, - за допомогою покажчика напруги і дотиком рукою до струмоведучих частин [18].

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. Оперативний персонал оглядає устаткування і місця

роботи, перевіряє відсутність людей, сторонніх предметів, інструменту, знімає заземлення і перевіряє відповідно до прийнятого порядку обліку, видаляє тимчасову огорожу, знімає плакати «Працювати тут», «Влізати тут», встановлює на місце постійні огорожі, знімає плакати, вивішені до початку роботи. Після закінчення перерахованих робіт наряд закривається і включається електроустановка.

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 [18].

### **5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць**

Важливою задачею охорони праці є створення умов безпеки оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування і ремонту заземлювальних пристроїв, 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 захищають 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 накладення 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.

В разі роботи на струмовідних частинах, що потребують зняття напруги, повинні бути вимкнені:

- струмовідні частини, на яких буде виконуватися робота;
- необгороджені струмовідні частини, до яких можливе наближення людей або ремонтного оснащення та інструменту, механізмів і вантажопідіймальних машин на відстань, меншу від зазначеної в [18].

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

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

В разі встановлення тимчасових огорож відстань від нього до струмовідних частин має бути не меншою ніж зазначена в нормативних документах [18].

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 струмовідні частини щитами, допускається застосування ізолювальних накладок, розміщених між вимкненими і тими, що перебувають під напругою, струмовідними частинами. Ці ізолювальні накладки можуть торкатися струмовідних 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.

У ВРУ під час робіт, що провадяться з землі, і на устаткуванні, встановленому на фундаментах і окремих конструкціях, робоче місце слід обгородити (з залишенням проходу) канатом, мотузкою чи шнуром з рослинних чи синтетичних волокон з вивішеними на них плакатами «Стій! Напруга», оберненими всередину огороженого простору.

Дозволяється користуватися для підвішування канату конструкціями, не включеними до зони робочого місця, за умови, що вони залишаються поза обгородженим простором.

В разі зняття напруги з усього ВРУ, за винятком лінійних роз'єднувачів, останні мають бути обгороджені канатом з плакатами «Стій! Напруга», оберненими назовні обгородженого простору. У ВРУ під час роботи, що виконується у вторинних колах за розпорядженням, обгороджувати робоче місце не вимагається.

У ВРУ на ділянках конструкцій, по яких можна пройти від робочого місця до сусідніх ділянок, де є напруга, мають бути встановлені добре видимі плакати «Стій! Напруга». Ці плакати може встановлювати працівник з групою III з оперативно-ремонтників чи ремонтників під керівництвом допускача.

На конструкціях, сусідніх з тією, по якій дозволяється підніматися, внизу слід вивісити плакат «Не вилазь! Уб'є».

В електроустановках, крім ПЛ і КЛ, на всіх підготовлених робочих місцях після встановлення заземлення і огороження робочого місця має бути вивішений плакат «Працювати тут».

На час роботи 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 струмовідних частин, розташованих поблизу, які явно перебувають під напругою.

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

Якщо показчик напруги падав або був підданий механічним ударам, то користуватися ним без повторної перевірки забороняється.

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

Під час туману, дощу, снігопаду відсутність напруги допускається перевіряти ретельним простежуванням схеми в натурі. У цьому випадку відсутність напруги на лінії, що відходить, підтверджується оперативними працівниками.

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 струмовідні частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги.

Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмовідні частини.

Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмовідних 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 грозозахисту ВРУ 35 кВ

План розташування блискавковідводів на ВРУ-35 кВ подано на рисунку 5.1.

Вихідні дані :

а) висота блискавковідводу:  $h = 12$  м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:  $h_x = 7$  м.

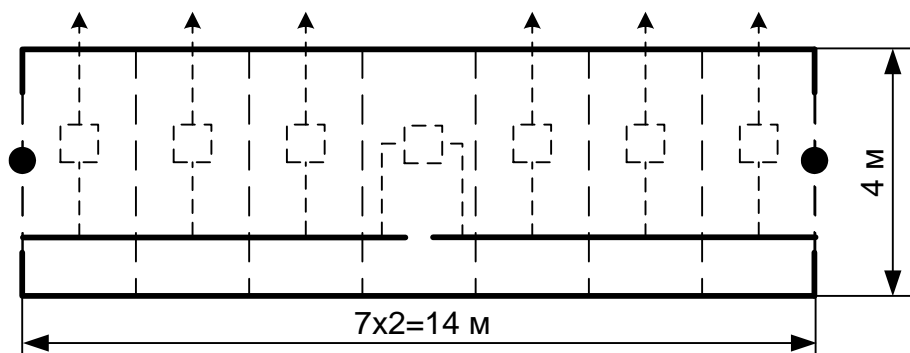


Рисунок 5.1 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-35 кВ

Параметри грозозахисту визначаються за формулами []:

- радіус захисту блискавковідводу:

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

- ширина зони захисту:

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

де

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

$h$  – висота блискавковідвода, 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.

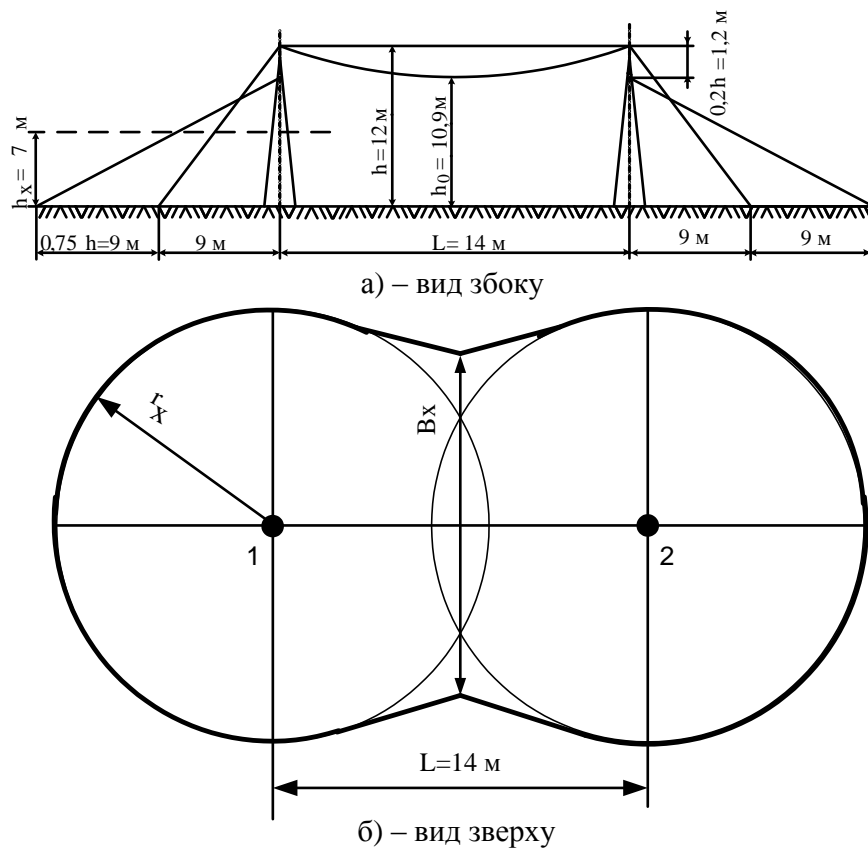


Рисунок 5.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 35 кВ

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 12 = 8 \text{ м} > h_x = 7 \text{ м},$$

$$r_x = 1,5 \cdot (12 - 1,25 \cdot 7) = 4,875 \text{ м};$$

$$h_0 = 4 \cdot 12 - \sqrt{9 \cdot 12^2 + 0,25 \cdot 14^2} = 11,33 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (11,33 - 1,25 \cdot 7) = 7,74 \text{ м}.$$

Питання безпеки в надзвичайних ситуаціях, дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій наведено в додатку В.

### **Висновки по розділу.**

В даному розділі проведено аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням заземлювальних пристроїв розподільної установки ГЕС;

розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування ЗП;

запропоновано параметри грозозахисту ВРУ-35 кВ, які відповідають нормам діючих вимог;

досліджено роботу електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсу. Розроблено 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 електрообладнання та заземлювального пристрою ВРУ.



## 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 [27].

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

Питомі капіталовкладення:

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

$$k_{num} = \frac{2664480000}{60000} = 44408 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 6.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього 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	33600000	2,0	1344000	48	32256000	67200000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	28000	72,5	1218000000	27	453600000	0,5	8400000	1680000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обсл. призначення	2,0	80	26880000	20	6720000	-	-	33600000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	15120000	10	1680000	-	-	16800000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	79800000	5,0	4200000	-	-	84000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1,0	95	15960000	5	840000	-	-	16800000
7	Упорядкування території	1,0	100	16800000	-	-	-	-	16800000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	201600000	10	25200000	10	25200000	252000000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	168000000	168000000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	8400000	8400000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	1680000,00	1680000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	168000000	168000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	151200000,0	151200000
	Всього			1607760000		493584000		563136000	2664480000

## 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 електроенергії. 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:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (6.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (1607760000 - 798000000) = 916776000 \text{ тис. грн}$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (6.3)$$

$$O\Phi_2 = 84000000 \text{ тис. грн.}$$

$$O\Phi_3 = 0,4(K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{ини}; \quad (6.4)$$

$$O\Phi_3 = 0,4 \cdot (1607760000 - 798000000) + (493584000 - 420000000) + 2664480000 = \\ = 1663704000 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 6.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	916776000	7	64174320
ОФ2	84000000	28	23520000
ОФ3	1663704000	20	332740800
Разом	2664480000		420435120

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

де  $I_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 916776000 \cdot 0,07 + 84000000 \cdot 0,28 + 1663704000 \cdot 0,20 = 420435120 \text{ тис. грн.}$$

### 6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

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

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

$k_{шт}$  для ГЕС дорівнює 0,8.

$$P = 8 \cdot 60 = 48 \text{ чол.}$$

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	40 чол.
ІТР	6 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	6440
ІТР	9800
Службовці	7000
МОП	5040

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

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

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

$n_i$  – кількість робітників  $i$ -ої категорії.

Робітники  $S_{zn} = 12 \cdot 40 \cdot 6440 = 3091200$  грн.;

ІТР  $S_{zn} = 12 \cdot 6 \cdot 9800 = 705600$  грн.;

Службовці  $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 7000 = 84000$  грн.;

МОП  $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 5040 = 60480$  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	40	3091200
ІТР	6	705600
службовці	1	84000
МОП	1	60480

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

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (S_{zn.роб.} + S_{zn.МОП}) + 180 \cdot (S_{zn.ІТР} + S_{zn.сл.})) \cdot K_k \cdot K_g, \quad (6.8)$$

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

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

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

$$\begin{aligned} I_{zn} &= (1,57 \cdot (3091200 + 60480) + 1,80 \cdot (705600 + 84000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 3941280 \text{ грн.} \end{aligned}$$

### 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.

$$\begin{aligned} I_{in} &= \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100} = \\ I_{in} &= \frac{(420435120 + 3941280) \cdot 48}{100} = 204751528,53 \text{ грн.,} \end{aligned} \quad (6.9)$$

де  $I_n$  – процент інших витрат, що визначається по графіку [27].

### 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

$$I = I_a + I_{zn} + I_{ин}; \quad (6.10)$$

$$I = 420435120 + 6130564,44 + 204751528,53 = 631317212,97 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

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

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

$$C = \frac{631317212,97 \cdot 100}{242492,02 \cdot 1000} = 260,35 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

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	420435120,00	66,60	173,38
Заробітна плата	6130564,44	0,97	2,53
Інші затрати	204751528,53	32,43	84,44
Разом	631317212,97	100	260,35

### 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 по формулі:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{Ч};$$



$$K_{обс} = \frac{60}{48} = 1,25 \text{ МВт/чол.}$$

Таблиця 6.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	60
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	248733,99
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,25
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	2664480
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	44408
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	260,35

У даному розділі були пораховані економічні показники проєктованої ГЕС потужністю 60 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії  $C = 260,35$  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 було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини гідроелектростанції та дослідження питань проектування заземлювальних пристроїв.

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

1. Розроблено техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. Показано, що використання ГЕС є актуальним питанням в сучасних умовах функціонування енергетики.

2. Спроектовано електричну частину гідроелектричної станції потужністю 60 МВт, що видає потужність в систему на напрузі 35 кВ і в місцевий район на напрузі 10 кВ.

3. Спроектовано схему власних потреб електростанції. Основні споживачі системи ВП живляться на напрузі 0,4 кВ від головних трансформаторів власних потреб. Резервне живлення механізмів ВП забезпечується від найближчої підстанції району, що дозволяє забезпечити безперебійне живлення відповідальних споживачів ВП у разі зникнення напруги від робочих джерел.

4. За результатами розрахунків струмів КЗ обрано комутаційну апаратуру, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею. Розраховано грозозахист та заземлення ВРУ 35 кВ.

5. Досліджено методики та вимоги до проектування заземлювальних пристроїв електроустановок. Запропоновано план заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ, який забезпечує електробезпеку обслуговуючого персоналу та захист обладнання від удару блискавки.

6. Виконано розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС. Собівартість виробленої на станції електроенергії становить 260,35 коп/кВт·год., що не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Энергетика: история, настоящее и будущее. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики / Е. Т. Базеев, Б. Д. Билека, Е. П. Васильев, и др. К., 2011. 400 с.
2. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://uhe.gov.ua/media\\_tsentr/novyny/chomu-rozvitok-zelenoi-energetiki-svitu-nemozhliivy-bez-rozbudovi](https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-rozvitok-zelenoi-energetiki-svitu-nemozhliivy-bez-rozbudovi)
3. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://uhe.gov.ua/media\\_tsentr/novyny/chomu-ges-i-gaes-neobkhidni-energetichniy-sistemi-kraini](https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-ges-i-gaes-neobkhidni-energetichniy-sistemi-kraini)
4. Энергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
5. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://vse.energy/spec-projects/infographpek/1615-electricity>
6. Петухов С. В., Бутаков С. В., Радюшин В. В. Расчет заземляющего устройства: метод. указания к выполнению контрольной работы. Архангельск: Северный федеральный университет им. М. В. Ломоносова, 2011. 22 с.
7. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya\\_druk.indd-ad833.pdf](https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf)
8. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
9. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://uhe.gov.ua/media\\_tsentr/novyny/poglyad-v-maybutne-vodni-resursi-zmini-klimatu-ta-gidroenergetika](https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/poglyad-v-maybutne-vodni-resursi-zmini-klimatu-ta-gidroenergetika)
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. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

14. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

15. Электрическая часть станций и подстанций / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др. М.: Энергоатомиздат, 1990. 576 с.

16. Двоскин Л. Н. Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергоатомиздат, 1985. 220 с.

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

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

19. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.pdb-energo.ru/proektirovanie-sistemy-zazemleniya>

20. Филатов А. А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом М. Энергоатомиздат, 1990. 304 с.

21. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация электростанций и энергосистем. М. : Энергоатомиздат, 1990. 352 с.

22. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988.

23. 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.

24. 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.

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

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

27. 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.

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

29. 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

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 60 МВт з агрегатами типу ВГС 525/84-40 з дослідженням особливостей проектування заземлювальних пристроїв

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Науковий керівник к.т.н., доцент Тєптя В.В.

(прізвище, ініціали, посада)

## Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	83,6
Схожість	16,4

## Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

Автор

(підпис)

Коваль К.А.

(прізвище, ініціали)

## Опис прийнятого рішення

Магістерську кваліфікаційну роботу допустити до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

Гриник В.А.  
(підпис)

Гриник В.А.  
(прізвище, ініціали)

Керіник роботи

Тєптя В.В.  
(підпис)

Тєптя В.В.  
(прізвище, ініціали)

Експерт  
(за потреби)

Комар В.О.  
(підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС  
(прізвище, ініціали, посада)

**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., вч. зв., ініц. та прізви.)

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2021 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ  
60 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 525/84-40 З ДОСЛІДЖЕННЯМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОЕКТУВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ  
ПРИСТРОЇВ**

08-13.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Тептя В.В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-20м

\_\_\_\_\_ Коваль К. А..

(підпис)

Вінниця 2021 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 № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проєктування МГЕС потужністю 100 МВт та дослідження конструктивних особливостей гідротурбін;

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. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проєктування гідроелектростанції потужністю 60 МВт з шістьма гідроагрегатами одиничною потужністю 10 МВт. В систему,



приєднання до якої знаходиться на відстані 35 км, потужність віддається по ЛЕП 35 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 10 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	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	07.09.21	12.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.09.21	05.10.21	розділ 2
4	Дослідження методів проектування заземлювальних пристроїв	06.10.21	20.10.21	розділ 3
5	Автоматизована система	21.10.21	30.10.21	розділ 4

	керування ТП ГЕС			
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	розділ 5
7	Економічна частина	11.11.21	16.11.21	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.21	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	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

### **Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 60 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 [28]. Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ:

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

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

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

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

### В.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 60 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 В.1.

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

Визначаємо можливу дозу опромінення [28]:

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

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

$t_{II}$  – час початку опромінення, 1 год

$t_K$  – максимальна тривалість роботи, 10 років.

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

№	Елементи електричної частини ГЕС	$D_{гр}, \text{ Р}$	$D_{гр}, \text{ Р}$
1	Центральний щит управління	Резистори СП1-10	$10^6$
		Фотодіоди LEDX55	$10^3$
		Конденсатор К-41	$10^5$
		мікросхеми ТТЛДА3247	$10^4$
2	Агрегатний щит 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	$10^6$

$$D_m = \frac{2 \cdot 5,2(\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 3067,72(\text{Р}).$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

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

$$t_{\text{дон}} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,2 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,2} \right)^2 = 9438,87 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{дон}} = \frac{9438,87}{24 \cdot 365} = 1,078 \text{ (р)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_{\text{м}} = 3067,72 \text{ (Р)}.$$

Висновок. Оскільки  $D_{\text{зр}} = 10^3 \text{ Р} < D_{\text{м}} = 2937,93 \text{ Р}$ , то для забезпечення стійкості роботи  $K_{\text{осл}}$  потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,078 року (9438,9 годин).

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

При оцінці впливу електромагнітних імпульсів (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно враховувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному  $K_6 = 40 \text{ дБ}$ .

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:  $l_{B1} = 3,3$  м,  $l_{B2} = 2,5$  м,  $l_{B3} = 1,6$  м,  $l_{Г1} = 2,5$  м,  $l_{Г2} = 2,1$  м,  $l_{Г3} = 1,3$  м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

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

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{\sigma} = E_{\sigma} \cdot l_{\sigma}, \quad U_{z} = E_{z} \cdot l_{z}, \quad (\text{В.4})$$

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

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

Визначаємо  $U_{z}$  та  $U_{\sigma}$ .

Для центрального щита управління:

$$U_{z1} = 12,85 \cdot 2,5 = 32,125 \text{ (В)};$$

$$U_{\sigma1} = 0,01285 \cdot 3,3 = 0,042 \text{ (В)}.$$

Для агрегатного щита управління:

$$U_{z2} = 12,85 \cdot 2,1 = 26,985 \text{ (В)};$$

$$U_{\sigma2} = 0,01285 \cdot 2,5 = 0,032 \text{ (В)}.$$

Для блока живлення:

$$U_{z3} = 12,85 \cdot 1,3 = 16,705 \text{ (В)};$$

$$U_{\sigma3} = 0,01285 \cdot 1,6 = 0,021 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При  $U_{\text{дон}} = 12$  (В):

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

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

Таблиця В.2 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	$l_e$ (м)	$l_z$ (м)	$U_e$ (В)	$U_z$ (В)	$K_{\sigma}^e$ (дБ)	$K_{\sigma}^z$ (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	3,3	2,5	0,042	32,125	49,46	-8,13	не стійкий
2	Агрегатний щит управління	2,5	2,1	0,032	26,985	51,87	-6,62	не стійкий
3	Блок живлення	1,6	1,3	0,021	16,705	55,75	-2,45	не стійкий

Для центрального щита управління:

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

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

Для агрегатного щита управління:

$$K_{\sigma 2}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{26,985} = -6,62 \text{ (дБ)}$$

$$K_{\sigma 2}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,032} = 51,87 \text{ (дБ)};$$

Для блока живлення:

$$K_{\sigma 3}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{16,705} = -2,45 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma 3}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,021} = 55,75 \text{ (дБ)}.$$

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

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

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

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

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

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

- використання принципів захисту, що застосовуються при роботі з джерелами випромінювання у закритому вигляді;
- герметизація виробничого устаткування з метою ізоляції процесів, що можуть стати джерелами надходження радіоактивних речовин у зовнішнє середовище;
- заходи планувального характеру;
- застосування санітарно-технічних засобів та устаткування, використання спеціальних захисних матеріалів;
- використання засобів індивідуального захисту і санітарної обробки персоналу;
- дотримання правил особистої гігієни;
- очищення від радіоактивних забруднень поверхонь будівельних конструкцій, апаратури і засобів індивідуального захисту;
- використання радіопротекторів (біологічний захист);
- збільшення коефіцієнта послаблення  $K_{осл}$  в 3 рази.



Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран  $K_e = 5,0$ .

Центральний щит управління:

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

$$t_1 = \frac{40 - (-8,13)}{5,0 \sqrt{15000}} = 0,079 \text{ (см)};$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{40 - (-6,62)}{5,0 \sqrt{15000}} = 0,076 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-2,45)}{5,0 \sqrt{15000}} = 0,069 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,079 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 0,076 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,069 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 60 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено, що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елементи: фотодіоди центрального щита управління та трансформатор 6/0,4 кВ. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить  $10^3$ , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати

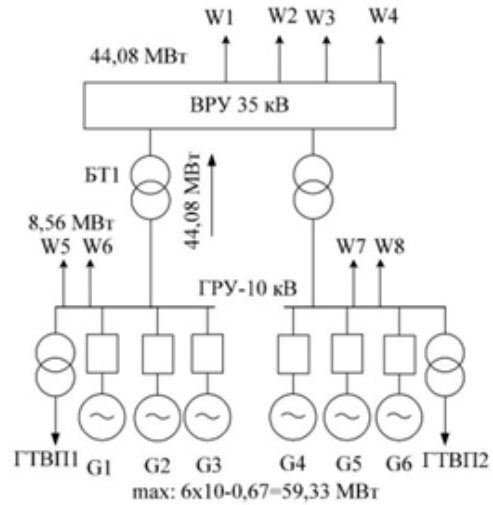
стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При дослідженні стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: центральний щит управління; агрегатний щит управління та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання ( $K_0^6 < 40$  (дБ) і  $K_0^2 < 40$  (дБ)). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було обрано сталь.

**ДОДАТОК Г****ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

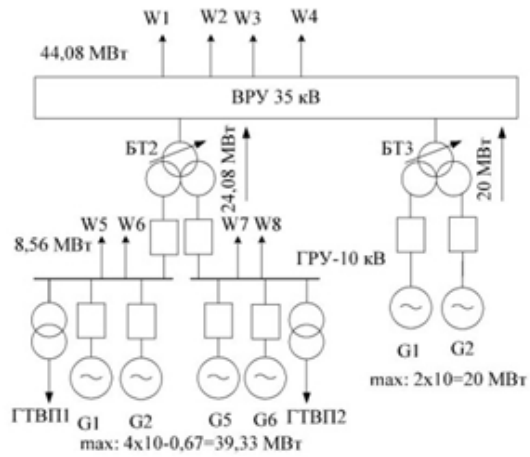
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ  
60 МВТ З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 525/84-40 З ДОСЛІДЖЕННЯМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОЕКТУВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ  
ПРИСТРОЇВ**

# Схеми ГЕС

## Варіанти структурних схем ГЕС



а)



б)

## Варіанти схем електричних з'єднань ВРУ-35 кВ

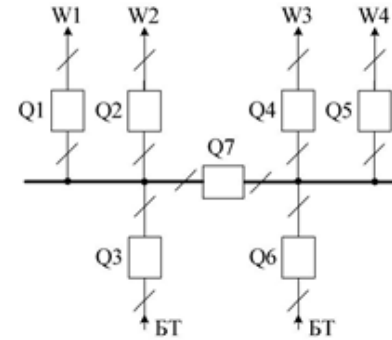


Схема «одна секціонна система шин з одним вимикачем на приднання»

I варіант схеми ВРУ-35 кВ

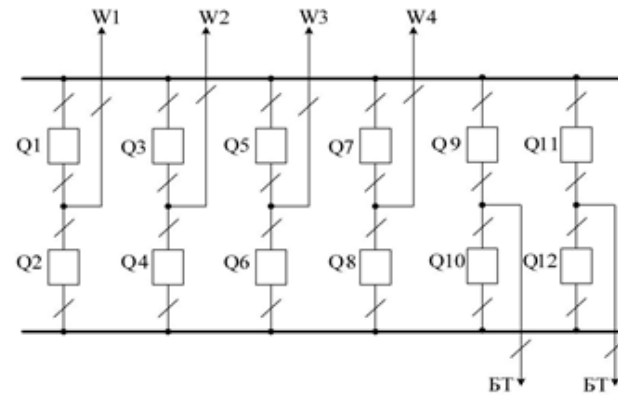
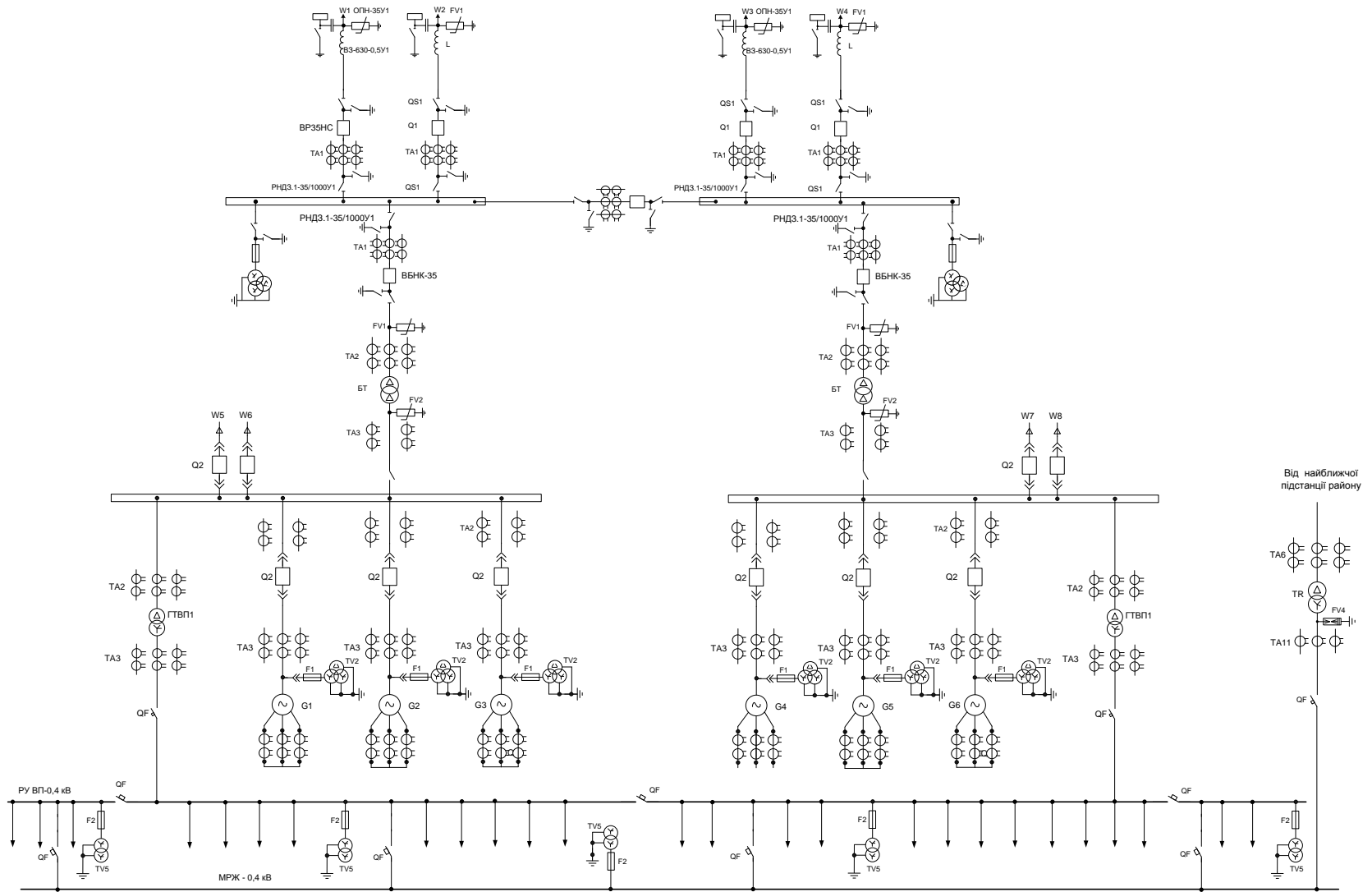


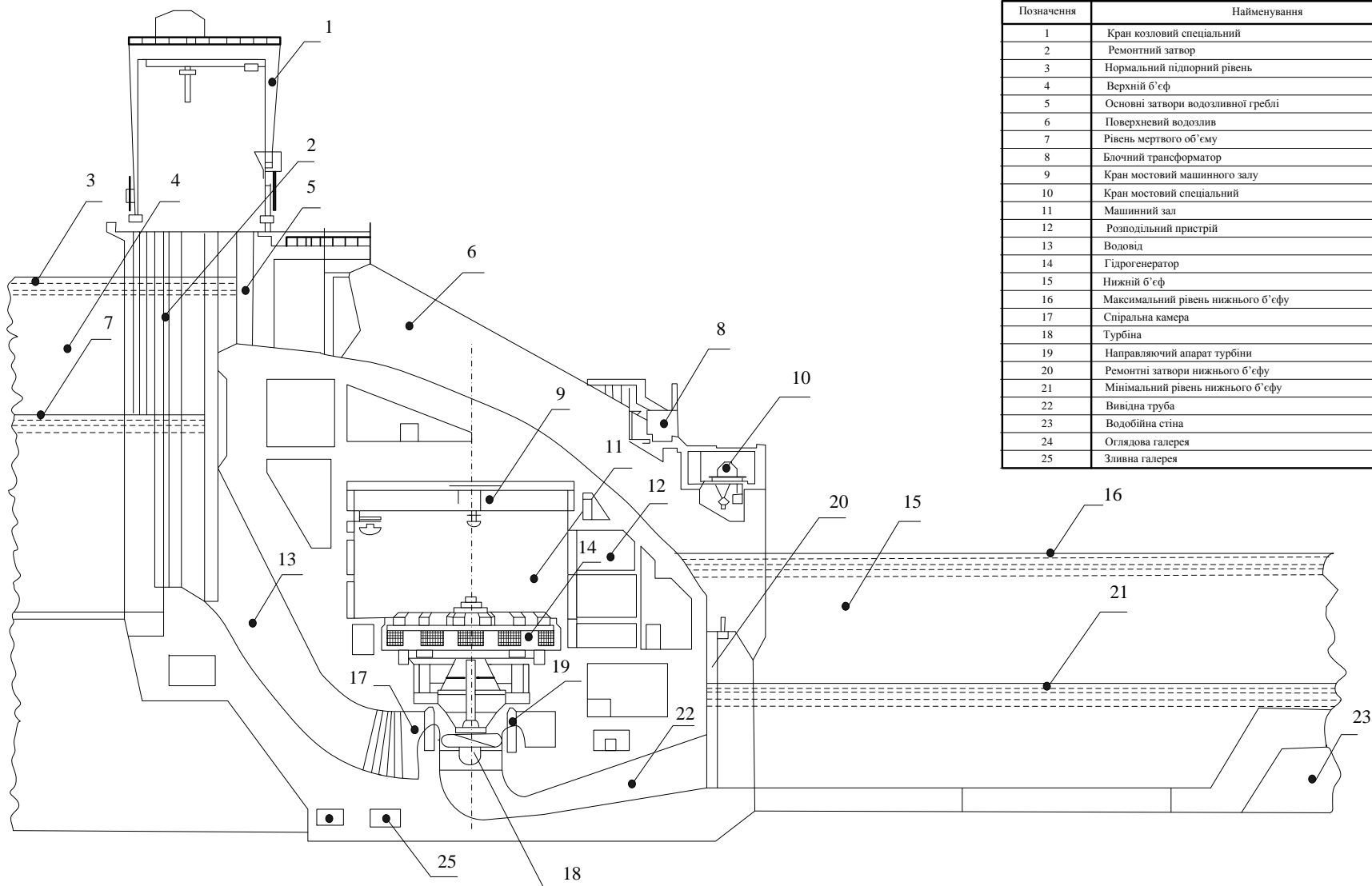
Схема «дві системи шин з двома вимикачами на приднання»

II варіант схеми ВРУ-35 кВ

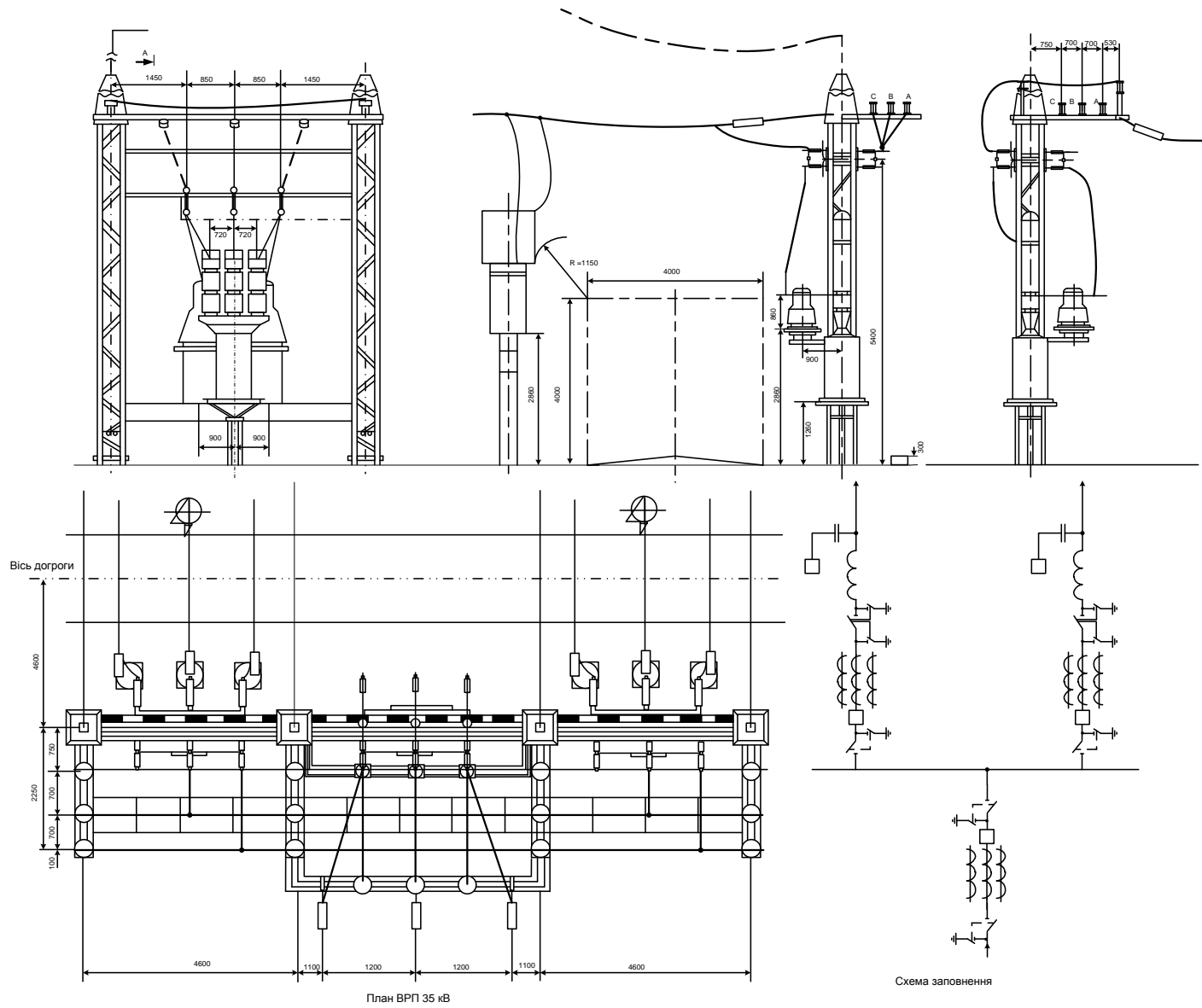
## Схема електричних з'єднань головна



## Поперечний розріз головної будівлі станції



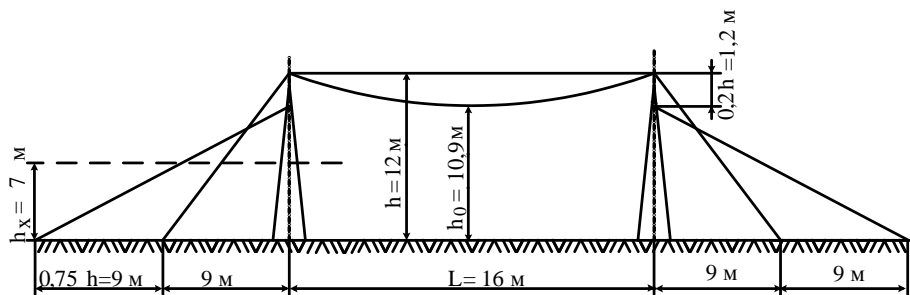
# План та поперечний розріз ВРУ-35 кВ



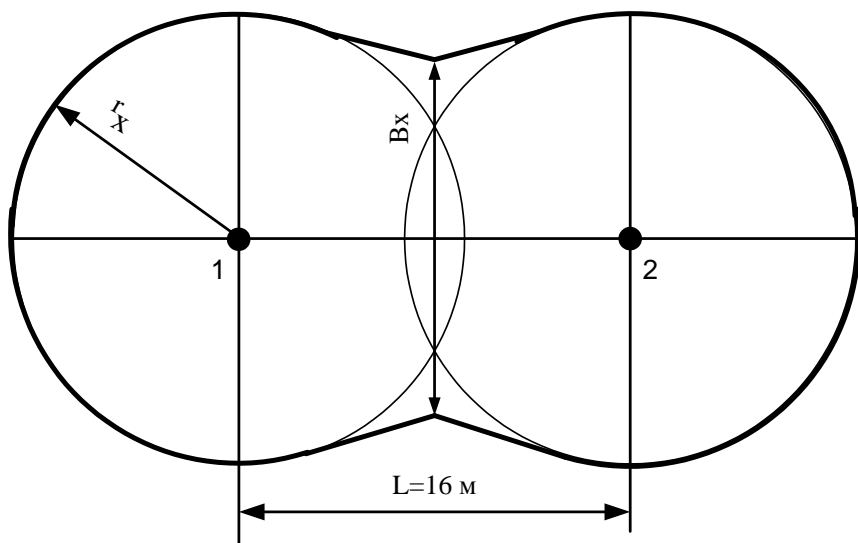
План ВРП 35 кВ

Схема заповнення

## Розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ

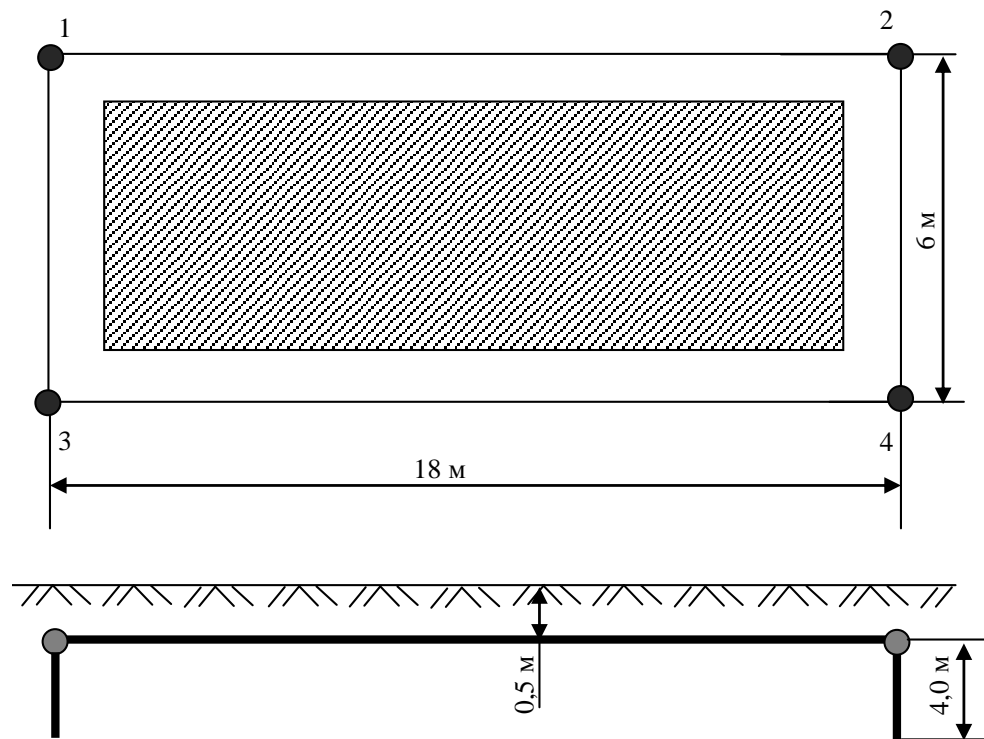


а) – вид збоку;



б) – вид зверху;

Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 35 кВ



План заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ



# Проектування заземлювальних пристроїв

Розрахунок заземлювачів у двошаровій землі

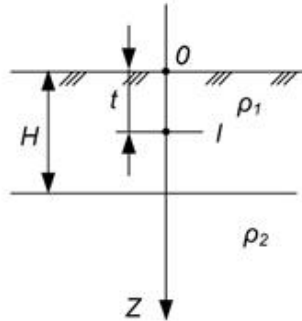


Рисунок 1 – Точкове джерело струму в двошаровій землі; циліндрична система координат



Нуль трансформатора напруги з'єднаний з контуром заземлення

Якщо точковий електрод з струмом  $I$  розташований у верхньому шарі (координати  $z = t, s = 0$ ), потенціал у довільній точці  $A$  з координатами  $z$  і  $s$  розташованої в тому ж шарі, дорівнює:

$$\varphi_{11} = \frac{\rho_1 I}{4\pi} \left\{ \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[ \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn - t)^2}} \right] + \sum_{n=1}^{n=\infty} \left[ \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn - t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn + t)^2}} \right] \right\} \quad (1)$$

де  $k = (\rho_2 - \rho_1) / (\rho_2 + \rho_1)$  – коефіцієнт, що характеризує питомий опір землі, абсолютне значення цього коефіцієнта менше одиниці;  
 $n$  – число доданків, що визначають точність розрахунку.

Якщо точковий електрод розташований в нижньому шарі, а точка  $A$  – у верхньому, то:

$$\varphi_{12} = \frac{\rho_1 I}{4\pi} (1 + k) \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[ \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn - t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} \right] \quad (2)$$

Якщо точковий електрод розташований в верхньому шарі, а точка  $A$  – у нижньому, то:

$$\varphi_{21} = \frac{\rho_2 I}{4\pi} (1 + k) \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[ \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn - t)^2}} \right] \quad (3)$$

І якщо точковий електрод і точка  $A$  розташовані в нижньому шарі, то:

$$\varphi_{22} = \frac{\rho_2 I}{4\pi} \left[ \frac{1}{\sqrt{s^2 + (z - t)^2}} - \frac{k}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn + t)^2}} + (1 + k^2) \sum_{n=0}^{n=\infty} \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} \right] \quad (4)$$

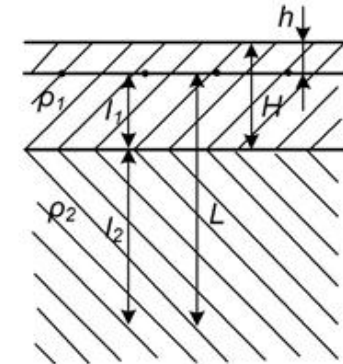


Рисунок 2 – Схема, яка пояснює розміри  $l_1$  та  $l_2$  вертикального провідника в двошаровій землі



Заземлювальний провідник, з'єднаний з контуром заземлення



Захисне заземлення



Заземлювачі та заземлювальні провідники, розташовані в землі (не потрібно фарбувати)

# АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТП ГЕС

## Оптимізація режимів роботи ЕЕС за участі спроектованої ГЕС

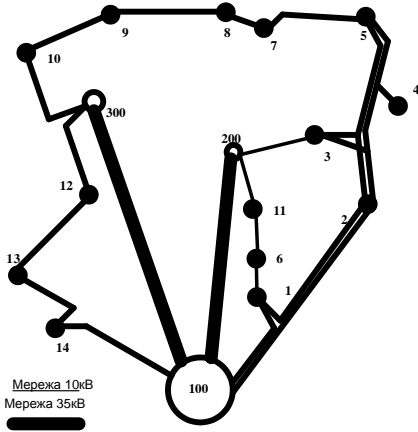


Рисунок 1 – Схема електричної системи

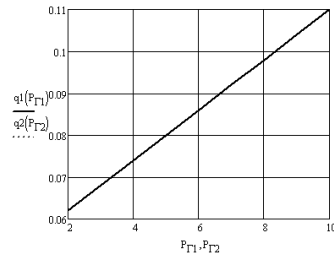


Рисунок 2 – Характеристики відносного приросту для блоків ГЕС

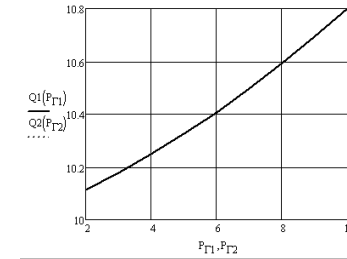


Рисунок 3 – Еквівалентна витратна характеристика ГЕС

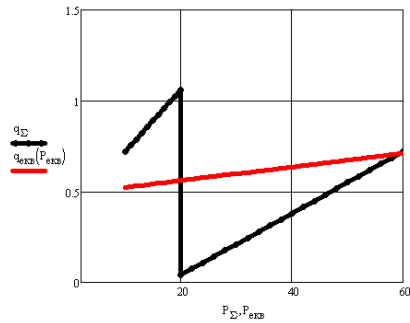


Рисунок 4 – Еквівалентна характеристика відносних приростів і її апроксимована залежність

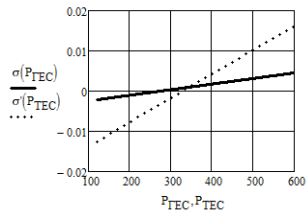


Рисунок 5 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлах встановлення генеруючих потужностей

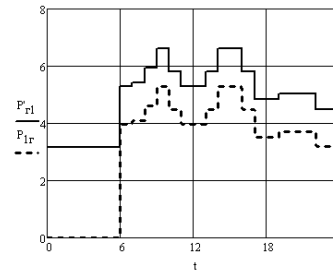


Рисунок 6 – Графіки завантаження агрегатів станції

## Техніко-економічні показники станції

Таблиця 1 – Результати визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис. грн	Собівартість енергії	
		коп/кВт·год	%
Амортизація	420435120	173,38	66,6
Заробітна плата	6130564,44	2,53	0,97
Інші витрати	204751528,53	84,44	32,43
Разом	631317212,97	260,35	100

Таблиця 2 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	60
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	248733,99
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,25
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	2664480
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	44408
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	260,35