

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З
ГЕНЕРАТОРАМИ ТИПУ ВГС 525/84-32 ТА ДОСЛІДЖЕННЯМ
ВИМИКАЧІВ СЕРІЇ ВГБ-35»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,
Бурлака Р. Е.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Лесько В. О.
(прізвище та ініціали)

«10» листопада 2025 р.

Опонент: к.т.н. доц каф. ЕССЕМ
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)
Бабенко О. В.
(прізвище та ініціали)

«11» листопада 2025 р.

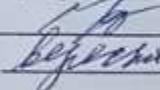
Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

«11» листопада 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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

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

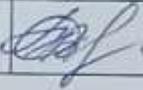

«24» вересня 2025 р.

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

Бурлака Ростислав Едуардович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина гідроелектростанції з генераторами типу ВГС 525/84-32 та дослідженням вимикачів серії ВГБ-35».
Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09 .2025р № 313
2. Строк подання студентом роботи «09» 12 2025 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 – легка промисловість; максимальне навантаження району 6 МВт; напруга мережі району 35 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 50 МВт; номінальна потужність системи 18300 МВА; номінальний опір системи 0,3 в.о.; номінальна напруга системи 110 кВ.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Розрахунок електричних навантажень станції. 2 Електротехнічна частина. 3 Елегазові вимикачі. 4 Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5 Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Вступ. 3. Головна схема електричних з'єднань. 4. Схема власних потреб ГЕС. 5. Елегазові вимикачі. 6. Техніко-економічні показники станції. 7. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

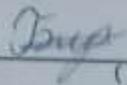
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання «24» 09 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	03.09.2025	07.09.2025	вик
2	Вступ. Огляд літературних джерел	08.09.2025	20.09.2025	вик
3	Електротехнічна частина	06.10.2025	23.10.2025	вик
4	Елегазові вимикачі	24.10.2025	09.11.2025	вик
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	10.11.2025	16.11.2025	вик
6	Економічна частина	17.11.2025	23.11.2025	вик
7	Оформлення пояснювальної записки	24.11.2025	26.11.2025	вик
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	27.11.2025	28.11.2025	вик
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	29.11.2025	09.12.2025	вик
10	Рецензування МКР	Друга декада грудня		вик

Студент


(підпис)

Ростислав БУРЛАКА

Керівник роботи


(підпис)

Владислав ЛЕСЬКО

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Бурлака Ростислав Едуардович «Електрична частина гідроелектростанцій з генераторами типу ВГС 525/84-32 та дослідженням вимикачів серії ВГБ-35». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 96 с. Бібліогр.: 30. Рис. : 18. Табл. : 35

У магістерській кваліфікаційній роботі проведено комплексне дослідження електричної частини гідроелектростанції потужністю 66 МВт з акцентом на дослідження елегазових вимикачів. Обґрунтовано вибір обладнання (гідрогенератори ВГС 525/84-32, трансформатори, вимикачі), розраховано графіки навантажень, струми короткого замикання та теплові імпульси. заходи охорони праці, блискавкозахист та економічні показники (собівартість 137 коп/кВт·год). Результати сприяють підвищенню надійності ГЕС в умовах енергетичної безпеки України та інтеграції з ВДЕ.

Ключові слова: гідроелектростанція, елегазові вимикачі, автоматика, струми короткого замикання, гідрогенератор, трансформатори, економічна ефективність, блискавкозахист, енергетична безпека.

ABSTRACT

ABSTRACT

UDK 621.311.1

Burlaka Rostyslav Eduardovich "Electrical part of hydroelectric power plants with generators of the type VGS 525/84-32 and the study of switches of the VGB-35 series". Master's qualification work in the specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. - 2025. - 96 p. Bibliography: 30. Fig. : 18. Tab. : 35

The master's qualification work conducted a comprehensive study of the electrical part of a hydroelectric power plant with a capacity of 66 MW with an emphasis on the study of SF6 switches. The choice of equipment (hydrogenerators VGS 525/84-32, transformers, switches) was justified, load schedules, short-circuit currents and thermal pulses were calculated. occupational safety measures, lightning protection and economic indicators (cost 137 kopecks/kWh). The results contribute to increasing the reliability of hydroelectric power plants in the context of Ukraine's energy security and integration with renewable energy sources.

Keywords: hydroelectric power plant, SF6 circuit breakers, automation, short-circuit currents, hydrogenerator, transformers, economic efficiency, lightning protection, energy security.

ЗМІСТ

Вступ.....	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РОБОТИ.....	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	10
2.1 Графіки електричних навантажень.....	10
2.2 Вибір основного обладнання.....	17
2.3 Вибір структурної схеми станції.....	18
2.4 Вибір схеми власних потреб станції.....	24
2.5 Вибір схем ВРУ 35 та 110 кВ.....	25
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
2.7 Розрахунок струмів КЗ в ВРУВП-0,4 кВ.....	44
2.8 Визначення робочих максимальних струмів приєднань та імпульсу квадратичного струму.....	48
2.9 Вибір комутаційних апаратів.....	51
2.10 Вибір струмоведучих частин.....	52
2.11 Вибір кабелів.....	58
2.12 Вибір вимірювальних трансформатор.....	58
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.....	61
2.14 Вибір акумуляторної батареї.....	62
3 ЕЛЕГАЗОВЕ КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ	65
3.1 Фізико-хімічні властивості елегазу.....	65
3.2 Основні принципи побудови дугогасильної камери.....	66
3.3 Конструкція елегазових вимикачів.....	67
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	78
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації електропривода.....	78
4.2 Розрахунок грозозахисту ВРП-110 кВ.....	79

4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.....	81
5 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	85
5.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої станції.....	85
5.2 Визначення собівартості електроенергії на станції.....	86
5.2.1 Визначення величини амортизації відрахування.....	87
5.2.2 Визначення річного фонду заробітної плат.....	88
5.2.3 Інші затрати.....	89
5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	90
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	91
ВИСНОВКИ.....	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	95
Додатки.....	98
Додаток А протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	
Додаток Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР	
Додаток В Ілюстративна частина	

Вступ

Актуальність теми: Гідроенергетичний сектор України зазнав значних втрат унаслідок збройної агресії: ракетні удари та руйнування багатьох ГЕС призвели до вибуття з енергосистеми близько 2,6 ГВт генерувальних потужностей. За таких умов модернізація існуючих гідроелектростанцій і розвиток нових гідроенергетичних об'єктів стають критично важливими для зміцнення енергетичної стійкості держави. Нині частка ГЕС в установленій потужності об'єднаної енергетичної системи України становить близько 8%, проте технічні та природні ресурси дозволяють підвищити її до 25% у перспективі.

Отже, полягає необхідність комплексного дослідження електричної частини ГЕС з урахуванням реальних режимів роботи генераторів та комутаційного обладнання, аналізу його технічних характеристик, умов експлуатації, впливу навантажень, старіння ізоляції та інтенсивності комутаційних процесів. Особливої уваги потребує оцінка можливостей підвищення надійності комутаційних апаратів, впровадження сучасних методів діагностики, а також оптимізація режимів роботи гідроагрегатів відповідно до вимог ENTSO-E та сучасних стандартів експлуатації високовольтного обладнання.

Мета і задачі дослідження є підвищення ефективності функціонування енергосистеми України шляхом проєктування електричної частини гідроелектростанції, а також підвищення ефективності та надійності роботи комутаційного обладнання.

Відповідно до вказаної мети в роботі поставлені такі основні задачі:

- проєктування структурної схеми гідроелектричної станції; розроблення схеми електропостачання споживачів власних потреб ГЕС;
- аналіз методів проєктування електричної частини гідроелектростанцій;

– вибір комутаційного обладнання, ошиновки, установки постійного струму, вимірювальних трансформаторів, та проєктування заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ;

– проаналізувати різні типи елегазових вимикачів ;

– визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції.

Об'єкт дослідження – електрична частина гідроелектростанції потужністю та елегазові вимикачі 35 кВ.

Предмет дослідження – методи та засоби проєктування електричної частини ГЕС, елегазові вимикачі 35 кВ.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проєктування 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 ПРОЕКТУ

Ефективність функціонування гідроелектростанцій є одним із ключових чинників забезпечення стабільності об'єднаної енергетичної системи України, особливо в умовах підвищених вимог до надійності та гнучкості енергопостачання. Унаслідок воєнних дій, руйнування частини генерувальних потужностей та зростання ролі відновлюваних джерел енергії актуальним стає підвищення технічного рівня та модернізація обладнання ГЕС. Зокрема, важливе значення має аналіз технічного стану та режимів роботи електричної частини станції, включно з гідрогенераторами та високовольтними вимикачами, що безпосередньо впливають на надійність та економічність виробництва електроенергії.

Гідрогенератори типу ВГС-525/84-32 є серед основних агрегатів, що експлуатуються на багатьох українських ГЕС, забезпечуючи значну частину регулюючих і пікових потужностей. Від їх технічного стану залежить рівень втрат, якість електричної енергії, можливість роботи в автоматичних режимах і здатність станції виконувати командування диспетчерського керування. Водночас значна частина цього обладнання має тривалий термін експлуатації, що потребує періодичної оцінки технічного ресурсу, діагностування та оптимізації режимів роботи.

Високовольтні вимикачі серії ВГБ-35, що виконують комутацію генераторних і лінійних струмів, є критично важливими елементами електричної частини ГЕС. Вони визначають швидкодію та селективність захисних функцій, час ліквідації аварійних процесів і ступінь пошкодженості обладнання при коротких замиканнях. Несправність або зниження комутаційної здатності таких вимикачів спричиняє значні економічні ризики, включно з аварійним простоєм агрегатів, пошкодженням генераторів та дорогого силового устаткування.

З техніко-економічної точки зору доцільність проведення даної роботи визначається такими факторами:

1. Підвищення надійності роботи ГЕС. Діагностування та аналіз стану генераторів і вимикачів дозволяють зменшити ймовірність аварій, скоротити тривалість непланових простоїв та мінімізувати витрати на відновлення обладнання.

2. Зменшення експлуатаційних витрат. Вчасне виявлення дефектів у вимикачах ВГБ-35 та оптимізація режимів гідрогенераторів дають змогу знизити витрати на технічне обслуговування та запобігти передчасному виходу з ладу окремих вузлів.

3. Підвищення ефективності виробництва електроенергії. Оптимізація електричних режимів та зменшення додаткових технічних втрат сприяють підвищенню ККД гідроагрегатів, поліпшенню якості генерованої електроенергії та ефективнішому використанню водно-енергетичного потенціалу.

4. Зниження ризику капітальних відмов. На основі аналізу комутаційних характеристик вимикачів та електромеханічних параметрів генераторів можна обґрунтувати потребу у модернізації, заміні або реконструкції обладнання, що дозволяє уникнути значних фінансових втрат.

5. Підвищення рівня автоматизації та відповідності сучасним стандартам. Використання сучасних методів діагностики та моделювання забезпечує коректну роботу систем релейного захисту та автоматики, адаптацію станції до вимог ENTSO-E та нових стандартів експлуатації.

Таким чином, проведення технічного аналізу електричної частини ГЕС, оцінка роботи гідрогенераторів ВГС-525/84-32 та вимикачів ВГБ-35 має не лише наукову, але й вагомую практичну та економічну цінність. Реалізація результатів дослідження сприятиме підвищенню надійності роботи станції, зменшенню експлуатаційних витрат та загальному зміцненню 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 [4, 5]:

- в мережах району та системи: $\Delta P_{1*} = 0,01;$
 $\Delta P_{2*} = 0,06;$

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:

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

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, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

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

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

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

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

За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження $P_{р.вид.t}$, $P_{с.вид.t}$, $P_{вир.t}$ (рисунок 2.1) і річний графік за тривалістю навантаження $P_{вир.p}$. (таблиця 2.2).

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

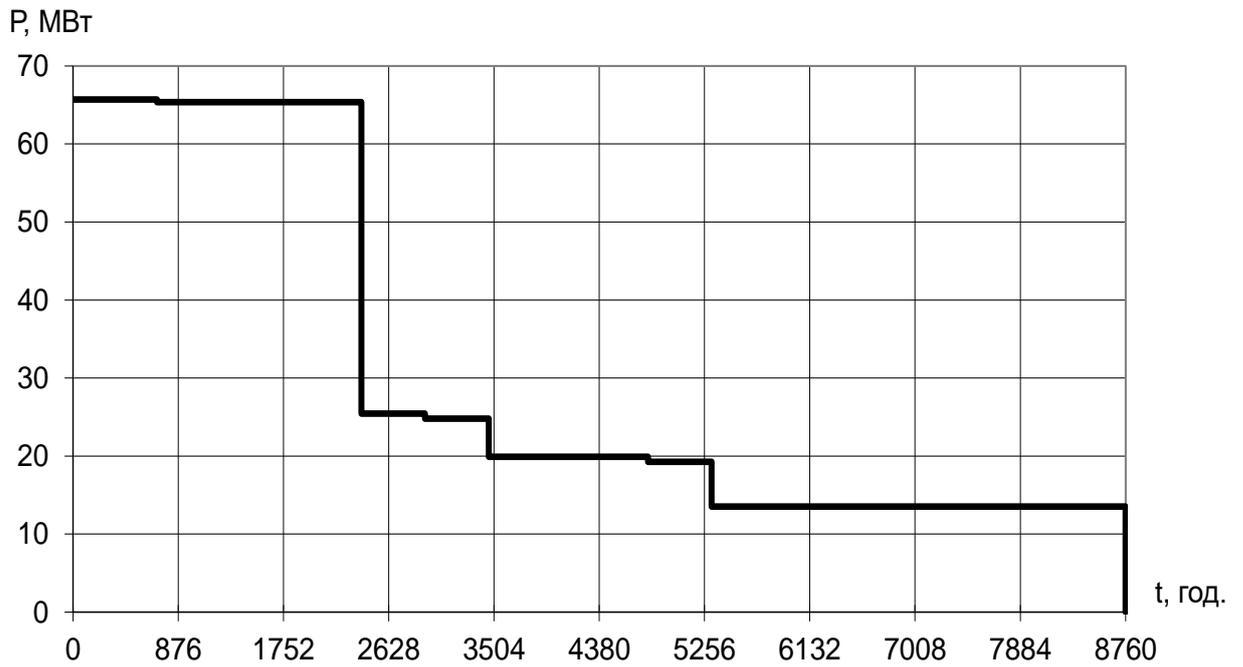
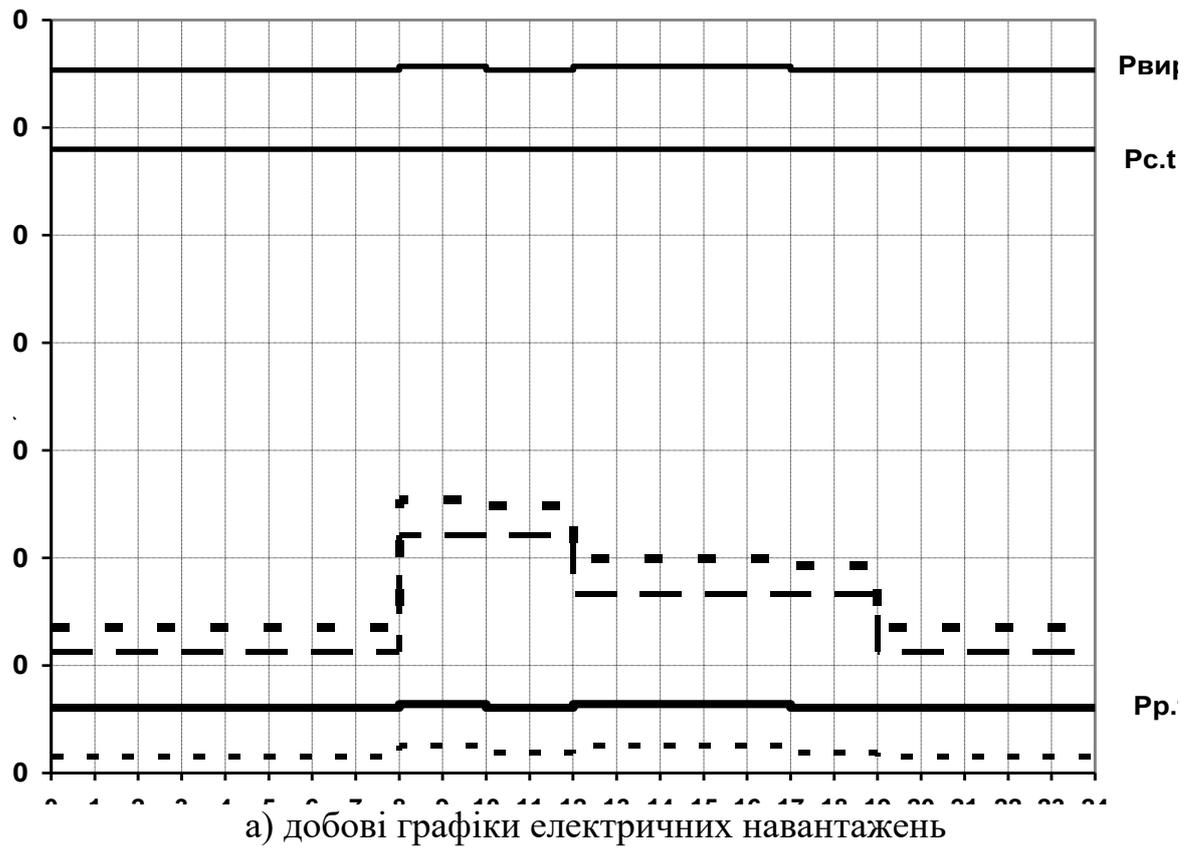
Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-8	8-10	10-12	12-17	17-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	95	100	95	100	95	95
	Маловод	25	40	30	40	30	25
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	5,7	6	5,7	6	5,7	5,7
	Маловод	1,5	2,4	1,8	2,4	1,8	1,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	Маловод	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,32	0,36	0,32	0,36	0,32	0,32
	Маловод	0,02	0,06	0,03	0,06	0,03	0,02
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	6,08	6,42	6,08	6,42	6,08	6,08
	Маловод	1,58	2,52	1,89	2,52	1,89	1,58
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	100	100	100	100	100	100
	Маловод	20	40	40	30	30	20
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	50	50	50	50	50	50
	Маловод	10	20	20	15	15	10
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	1	1	1	1	1	1
	Маловод	1	1	1	1	1	1
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
	Маловод	0,28	1,12	1,12	0,63	0,63	0,28
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Повновод	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00
	Маловод	11,28	22,12	22,12	16,63	16,63	11,28
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	64,08	64,42	64,08	64,42	64,08	64,08
	Маловод	12,86	24,64	24,01	19,15	18,52	12,86
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
	Маловод	0,67	0,80	0,80	0,74	0,73	0,67
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	65,35	65,69	65,35	65,69	65,35	65,35
	Маловод	13,53	25,44	24,81	19,89	19,25	13,53

Примітки:

а) тривалість багатоводного сезону – 100 діб;

б) тривалість маловодного сезону – 265 діб.



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	65,69	65,35	25,44	24,81	19,89	19,25	13,53
t, год	700	1700	530	530	1325	530	3445
t _Σ , год	700	2400	2930	3460	4785	5315	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	65,69
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вирт_i} \cdot t_i$	266878,1
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{вст}$	66
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$	30,47
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$	0,46
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_6 = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$	0,46
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$	4062,7
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$	4043,6
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,005
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПi} \cdot t_i$	6036,5
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	260841,64
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	2463,2

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 525/84-32 відповідно до завдання. Основні параметри даного типу генератора беремо з [6]. Основні характеристики генератора приведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні характеристики генератора

Тип гідрогенератора	ВГС 525/84-32
$S_{Г.ном}$, МВА	13,75
$P_{Г.ном}$, МВт	11
$U_{Г.ном}$, кВ	10,5
$I_{Г.ном}$, кА	–
$\cos \varphi_{ном}$	0,8
η , %	96
$n_{ном}$, об/хв	187,5
Опори в.о.:	
x''_{d*}	0,23
x'_{d*}	0,35
x_{d*}	0,98
БКЗ	1,05
$I_{фном}$, А	880
$U_{фном}$, В	120
K_f	1,8
Система збудження	електромашинна
турбіна	П-Л

2.3 Вибір 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.

$$n_{лен110} = \frac{58}{50} + 1 = 2,16 \approx 3 \text{ (шт.)};$$

$$n_{лен35} = \frac{6,42}{15} + 1 = 1,43 \approx 2 \text{ (шт.)}.$$

Розглянемо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [3, 4, 8]:

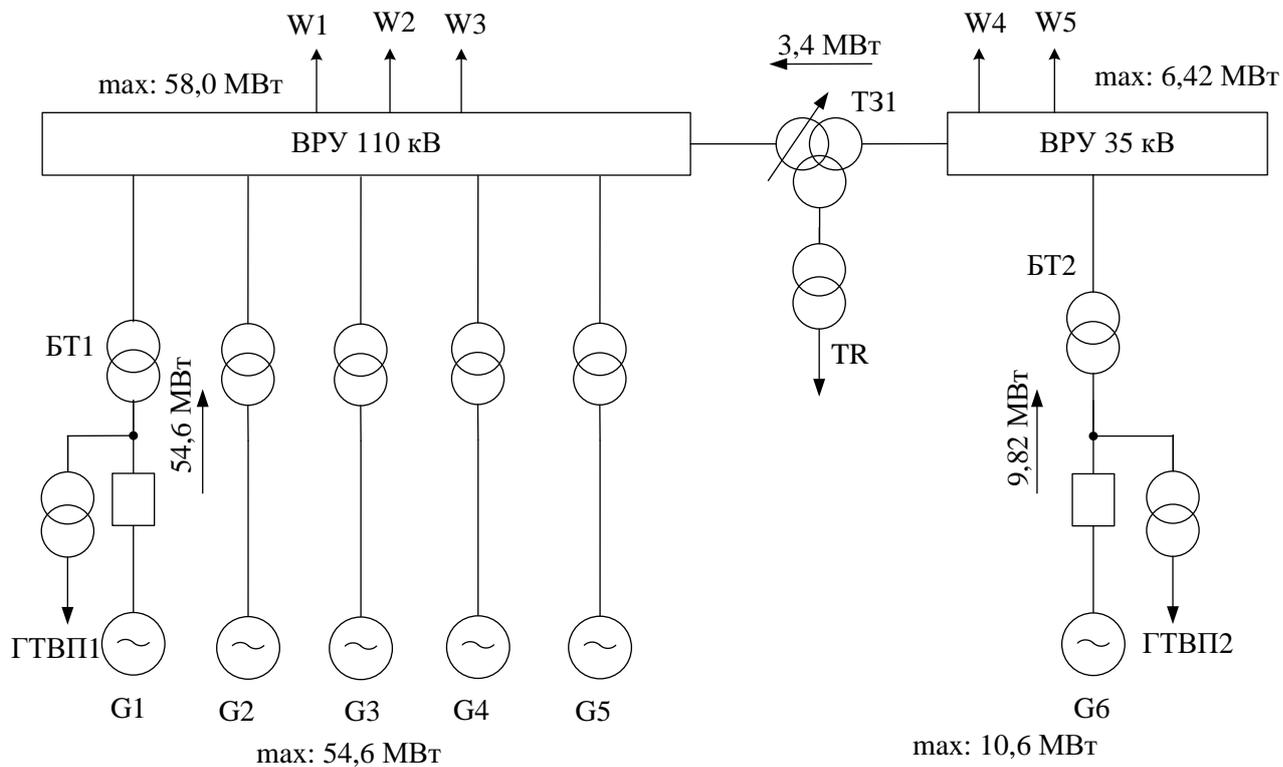
$$S_{ГТВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (2.8)$$

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

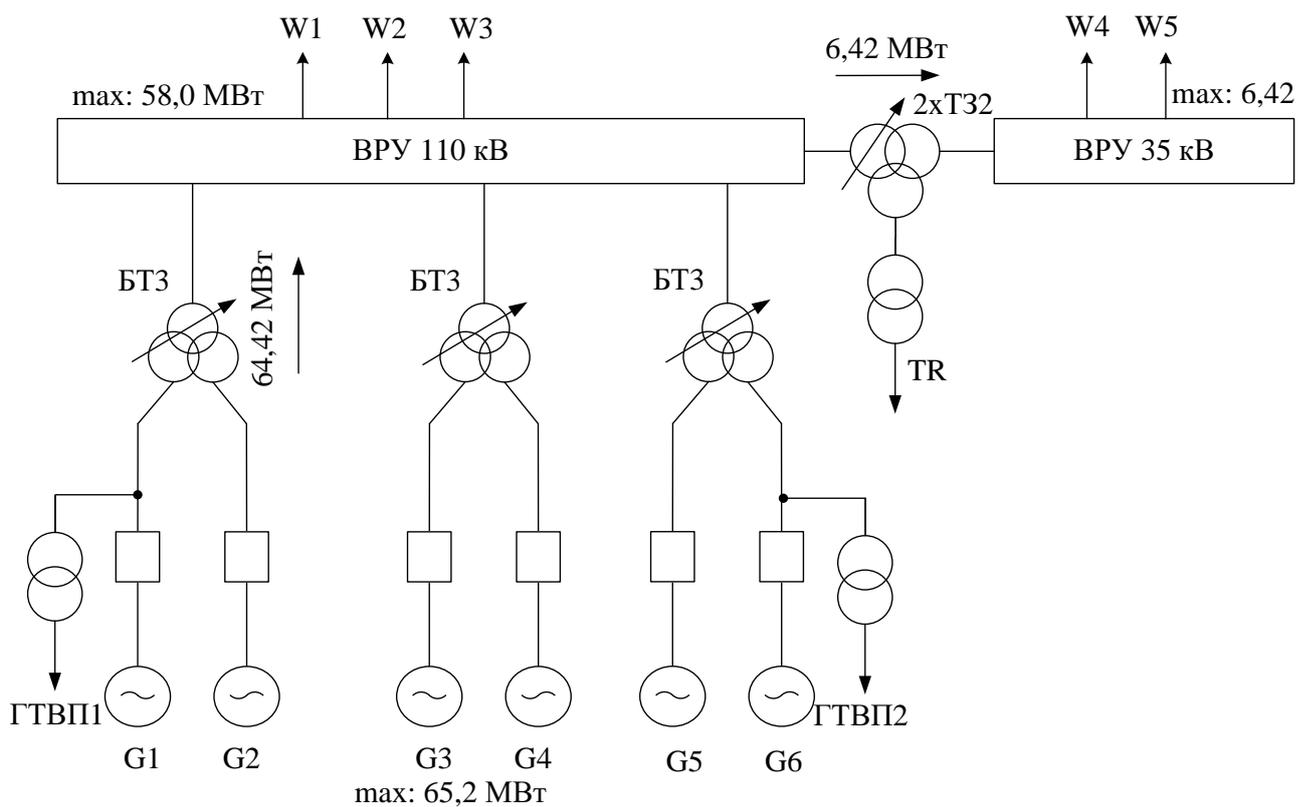
K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

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



а)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 11 = 0,462 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [3]:

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

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,462 = 0,73 \text{ МВА;}$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{БТ1,2.розр} = 13,75 \text{ МВА;}$$

$$S_{БТ3.розр} = 13,75 \cdot 2 = 27,5 \text{ МВА.}$$

Вибір трансформатора зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{ТЗ\max} = S_{Г.вст} - S_{В.П\max} - S_{р.\max}, \quad (2.10)$$

$$S_{ТЗ\max 1} = 13,5 - 0,462 - 6,42/0,8 = 5,01 \text{ (МВА);}$$

$$S_{ТЗ\max 2} = 0 - 6,42/0,8 = 8,03 \text{ (МВА);}$$

б) мінімальний режим:

$$S_{ТЗ\min} = S_{Г.вст} - S_{В.П\max} - S_{р.\min}, \quad (2.11)$$

$$S_{ТЗ\min 1} = 13,5 - 0,462 - 1,58/0,8 = 11,06 \text{ (МВА);}$$

$$S_{ТЗ\min 2} = 0 - 1,58/0,8 = 1,98 \text{ (МВА);}$$

в) аварійний режим:

$$S_{ТЗ\ авар} = S_{Г.вст-1} - S_{ВП\max} - S_{р.\max}, \quad (2.12)$$

$$S_{T3\text{ авва}1} = 0 - 6,42 / 0,8 = -8,03 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T3\text{ авва}2} = -8,03 \text{ (МВА)}.$$

При установленні двох ТЗ розрахункова потужність складає:

$$S'_{\max} = \frac{S_{\max}}{1,4}; S'_{\min} = \frac{S_{\min}}{1,4}; S'_{ав} = \frac{S_{ав}}{2}. \quad (2.19)$$

$$S'_{\max 2} = \frac{8,03}{1,4} = 5,74 \text{ (МВА)}, S'_{\min 2} = \frac{1,98}{1,4} = 1,4 \text{ (МВА)}, S'_{ав2} = \frac{8,03}{2} = 4,02 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{к}}$ %	ΔP_{x} кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	I_{x} , %	n, шт
БТ1	ТД-16000/110	16	121/10,5	10,5	18	85	0,7	5/0
БТ2	ТД-16000/35	16	38,5/10,5	7,5	17	85	0,7	1/0
БТ3	ТРДНС-40000/110	40	$\frac{115}{10,5-10,5}$	10,5	34	170	0,55	0/3
ГТВП	ТСЗ-630/10	0,63	10,5/0,4	5,5	2,0	7,3	1,5	2/2
TR	ТСЗ-1000/10	1,0	10/0,4	5,5	3,0	11,2	1,5	1/1
ТЗ1	ТДТН-1600/110	16	115/38,5/11	BC-10,5 BH-17,5 CH-6,5	21	100	0,8	1/0
ТЗ2	ТМТН-6300/110	6,3	115/38,5/11	BC-10,5 BH-17,0 CH-6,0	12,5	52	1,1	0/2

Приведені затрати [4, 5, 7]:

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

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;

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.14)$$

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

$B = 6,4$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{т.ном.}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.15)$$

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

ΔP_{xx} , ΔP_k – втрати хх та КЗ трансформаторів, кВт;

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

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

Таблиця 2.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	5/0	470	2350	–
БТ-2	1/0	292	292	–
БТ-3	0/3	1032	–	3096
ТЗ 1	1/0	648	648	–
ТЗ 2	0/2	496	–	992
Вимикачі:				
- 110 кВ	10/9	640	6400	5760
- 35 кВ	4/4	132	528	528
- генераторні	2/6	76	152	456
Сума			10370	10832

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	ω_{ti} , 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год
БТ1	0,014	9,82	120
БТ2	0,012	9,82	90
БТ3	0,02	21,22	150
ТЗ1	0,018	3,4	140
ТЗ2	0,018	6,42	140

Очікуваний збиток:

$$M(3)_I = 4,8 \cdot (0,014 \cdot 5 \cdot 9,82 \cdot 120 + 0,012 \cdot 1 \cdot 9,82 \cdot 90 + \\ + 0,018 \cdot 1 \cdot 3,4 \cdot 140) = 487,98 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_{II} = 4,8 \cdot (0,02 \cdot 3 \cdot 21,22 \cdot 150 + 0,018 \cdot 2 \cdot 6,42 \cdot 140) = 1072,02 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{TЗ1};$$

$$\Delta W_I = (5 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 85 \cdot \left(\frac{68,25}{16}\right)^2 \cdot 2463,2) + (1 \cdot 17 \cdot 8760 + \\ + 1 \cdot 85 \cdot \left(\frac{12,28}{16}\right)^2 \cdot 2463,2) + (1 \cdot 21 \cdot 8760 + 1 \cdot 100 \cdot \left(\frac{4,25}{16}\right)^2 \cdot 2463,2) = \\ = 2023919,41 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT3} + \Delta W_{TЗ2};$$

$$\Delta W_{II} = (3 \cdot 34 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 170 \cdot \left(\frac{80,53}{40}\right)^2 \cdot 2463,2) + (2 \cdot 12,5 \cdot 8760 + \\ + \frac{1}{2} \cdot 52 \cdot \left(\frac{8,03}{6,3}\right)^2 \cdot 2463,2) = 782313,08 \text{ (кВт·год)}.$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 10370 + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 2023919,41 = 1104,31 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 10832 + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 1782313,08 = 1132,28 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 10370 + 1104,31 + 487,98 = 2836,7 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 10832 + 1132,28 + 1072,02 = 3504,13 \text{ (тис.грн).}$$

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	10370	10832
Щорічні експлуатаційні витрати	1104,31	1132,28
Очікуваний збиток	487,98	1072,02
Приведені затрати	2836,69	3504,13

$\Delta Z = 21,1\%$, отже, приймаємо I-й варіант структурної схеми станції.

2.4 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 підключено до трансформатора зв'язку. Для підвищення надійності системи електропостачання власних потреб 0,4 кВ на її шинах встановлюється пристрій АВР.

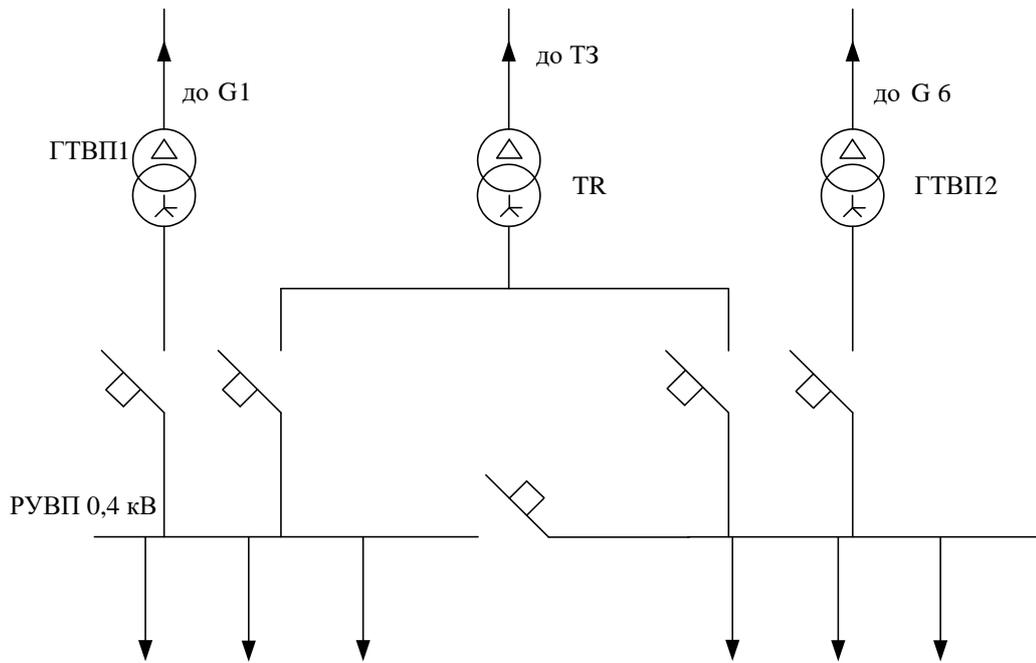


Рисунок 2.3 – Схема власних потреб станції

2.5 Вибір схем ВРУ 35 та 110 кВ

Для ВРУ – 35 кВ приймаємо схему чотирикутника (див. рисунок 2.4).

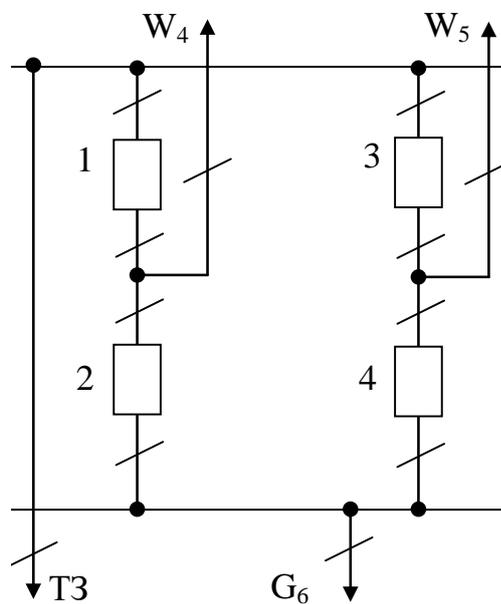
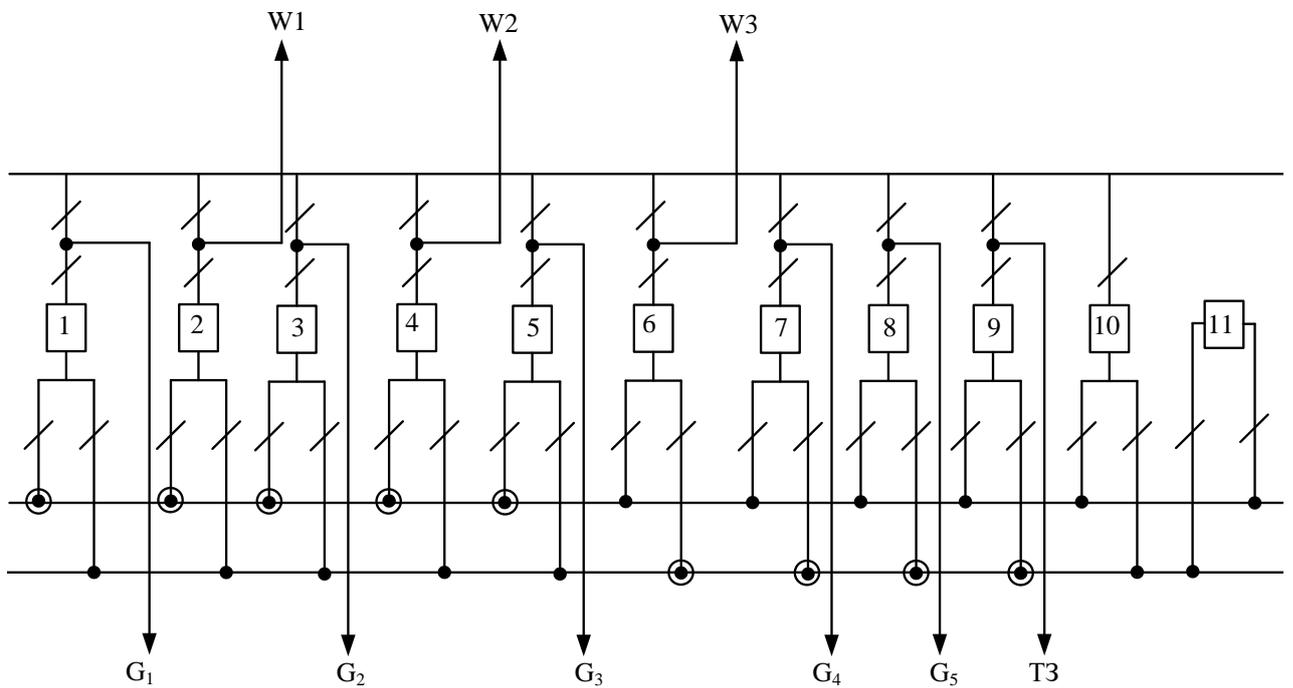


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-35 кВ

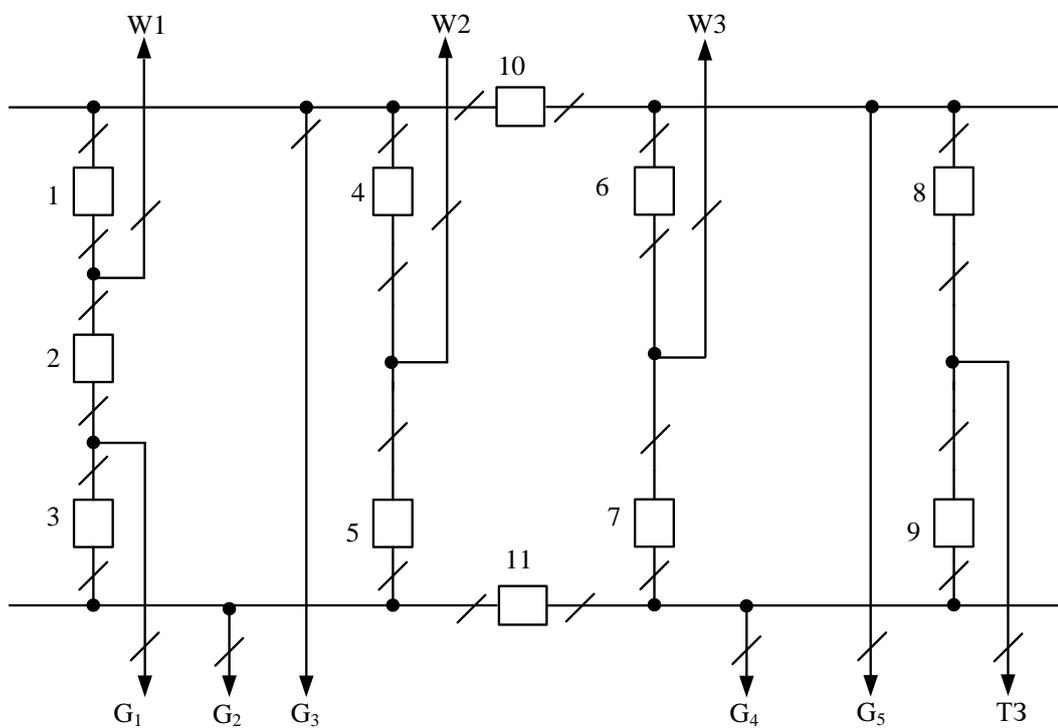
Для ВРУ – 110 кВ намічаємо два варіанти:

а) дві робочі системи збірних шин з обхідною;

б) схема шестикутника (див. рисунок 2.5).



а) схема „дві робочі та обхідна система збірних шин”



б) схема шестикутника

Рисунок 2.5 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [4]:

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

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

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.17)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт. ;
 C_k – вартість комірки, тис. грн;

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.18)$$

де $a = 9,4 \%$.

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

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

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 110 кВ

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

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

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	11	11
Вартість комірки, тис.грн	C_k	640	640
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0060	0,0060
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,0073	0,0073
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,0022831	0,0022831
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9748858	0,9748858
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{\text{вим}} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{\text{ВП}} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{\Pi})$	37,5	37,5
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0058493	0,0058493
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0070777	0,0070777
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000137	0,0000137
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000166	0,0000166

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [4]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.19)$$

де $y_0 = 4,8$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачаємо потужність, МВт;

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

Розрахунок $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [7].

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

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,0022831$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_1 Г	0,006	2W,3G – T_0	–	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$						
Q_2 Л	0,0073	2W,3G – T_0	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$	–	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$					
Q_3 Г	0,006	2W,3G – T_0	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	–	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$				
Q_4 Л	0,0073	2W,3G – T_0	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$	–	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 W – $T_{ВП}$			
Q_5 Г	0,006	2W,3G – T_0	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	–	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$	2W,3G – T_0 G – $T_{ВП}$

Продовження таблиці 2.11

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,0022831$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	
Q_6 Л	0,0073	W,2G, T3 - T ₀	W,2G,T3 - T ₀ W - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ W - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ W - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ W - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ W - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ W - T _{ВП}	-	W,2G,T3 - T ₀ W - T _{ВП}			
Q_7 Г	0,006	W,2G, T3 - T ₀	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	-	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}
Q_8 Г	0,006	W,2G, T3 - T ₀	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	-	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}
Q_9 Г	0,006	W,2G, T3 - T ₀	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	-	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}
Q_{10} Л	0,0073	-	2W,3G - T ₀ G - T _{ВП}	2W,3G - T ₀ W - T _{ВП}	2W,3G - T ₀ G - T _{ВП}	2W,3G - T ₀ W - T _{ВП}	2W,3G - T ₀ G - T _{ВП}	2W,3G - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ W - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ G - T _{ВП}	W,2G,T3 - T ₀ T3 - T _{ВП}	-

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

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,0022831$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	
Q_1 Л	0,0073	$W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, 2G - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, 2G) - T_0$
Q_2 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{вп}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Г	0,006	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$ $D(W, G) - T_{вп}$	$2G - T_0$ $G - T_{вп}$	-	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G + D(2W, G) - T_0$
Q_4 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G + D(W, G) - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, 2G) - T_0$
Q_5 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, G) - T_0$	$W, 2G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, 2G) - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$	$W, G, T_3 - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(G, T_3) - T_0$	

Продовження таблиці 2.12

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,0022831$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	
Q_7 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	-	$W, G, T3 - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(G, T3) - T_0$	$W, G - T_0$
Q_8 Г	0,006	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$W, G, T3 - T_0$	-	$G, T3 - T_0$ $T3 - T_{\text{вп}}$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 + D(W, G) - T_0$
Q_9 Г	0,006	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$W, G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$ $T3 - T_{\text{вп}}$	-	$G, T3 + D(W, G) - T_0$	$G, T3 - T_0$
Q_{10} Г	0,006	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G + D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G, T3 - T_0$	-	$2G + D(W, G, T3) - T_0$ $A - T_{\text{вп}}$
Q_{11} Г	0,006	$2G - T_0$	$2G + D(W, G) - T_0$	$3G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G, T3 - T_0$	$2G - T_0$	$2G + D(W, G, T3) - T_0$ $A - T_{\text{вп}}$	-

Примітка – $A = D(2W, 3G) + D(W, 2G, T3)$.

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
2W,3G	31,8	1	3	2	27	23
		37,5	–	–	–	–
W,2G,T3	25	1	3	1	27	13
		37,5	–	–	–	–
G	9,8	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	45	5
T3	3	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	9	1
ІІ варіант						
3G	31,8	1	–	–	1	–
		37,5	–	–	–	–
2G,T3 W, G + D(G,T3)	25	1	–	–	2	2
		37,5	–	–	–	–
2G W, 2G 2G + D(2W,G) 2G + D(W,G) 2G + D(W,G, T3)	20,8	1	3	–	26	2
		37,5	–	–	–	–
W,G, T3 G, T3 + D(W,G)	14	1	2	–	20	–
		37,5	–	–	–	–
T3	3	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	2	–
W, G + D(W,2G) W, G + D(W,G)	9,8	1	–	6	–	54
		37,5	–	–	1	1

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

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned}
 M(3)_I &= 4,8 \cdot [0,0058493(3 \cdot 1 \cdot 31,8 + 3 \cdot 1 \cdot 25) + 0,0070777(2 \cdot 1 \cdot 31,8 + 1 \cdot 1 \cdot 25) + \\
 &+ 0,0000137 \cdot (27 \cdot 1 \cdot 31,8 + 27 \cdot 1 \cdot 25 + 45 \cdot 37,5 \cdot 9,8 + 9 \cdot 37,5 \cdot 3) + \\
 &+ 0,0000166 \cdot (23 \cdot 1 \cdot 31,8 + 13 \cdot 1 \cdot 25 + 5 \cdot 37,5 \cdot 9,8 + 1 \cdot 37,5 \cdot 3)] = 9,288 \text{ (тис грн)}.
 \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

n – число приєднань схеми, шт.;

ω_i – параметр потоку раптових відмов, 1/рік.

$$M(З)_Д = 4,8 \cdot [0,05 \cdot 2 \cdot 58 \cdot (0,0073 \cdot 4 + 0,006 \cdot 7)] = 1,978 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(З)_{\Sigma} = 9,288 + 1,978 = 11,266 \text{ (тис грн).}$$

$$M(З)_{II} = 4,8 \cdot [0,0058493(3 \cdot 1 \cdot 20,8 + 2 \cdot 1 \cdot 14) + 0,0070777(6 \cdot 1 \cdot 9,8) + \\ + 0,0000137 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 31,8 + 2 \cdot 1 \cdot 25 + 26 \cdot 1 \cdot 20,8 + 20 \cdot 1 \cdot 14 + 2 \cdot 37,5 \cdot 3 + 1 \cdot 37,5 \cdot 9,8) + \\ + 0,0000166 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 25 + 2 \cdot 1 \cdot 20,8 + 54 \cdot 1 \cdot 9,8 + 1 \cdot 37,5 \cdot 9,8)] = 4,713 \text{ (тис грн).}$$

Результати розрахунку витрат для двох варіантів схем наведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Розрахункові витрати

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	7040,000	7040,000
Щорічні витрати	661,760	661,760
Очікуваний збиток	11,286	4,713
Приведені затрати	1729,046	1722,473

$\Delta Z = 0,4 \% < 5\%$, отже, приймаємо для ВРУ-110 кВ типову схему – схему «дві робочі системи збірних шин з обхідною» (I варіант).

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів: $S_{\bar{o}} = 1000$ МВА; $U_{\bar{o}} = U_{ср.ном.}$

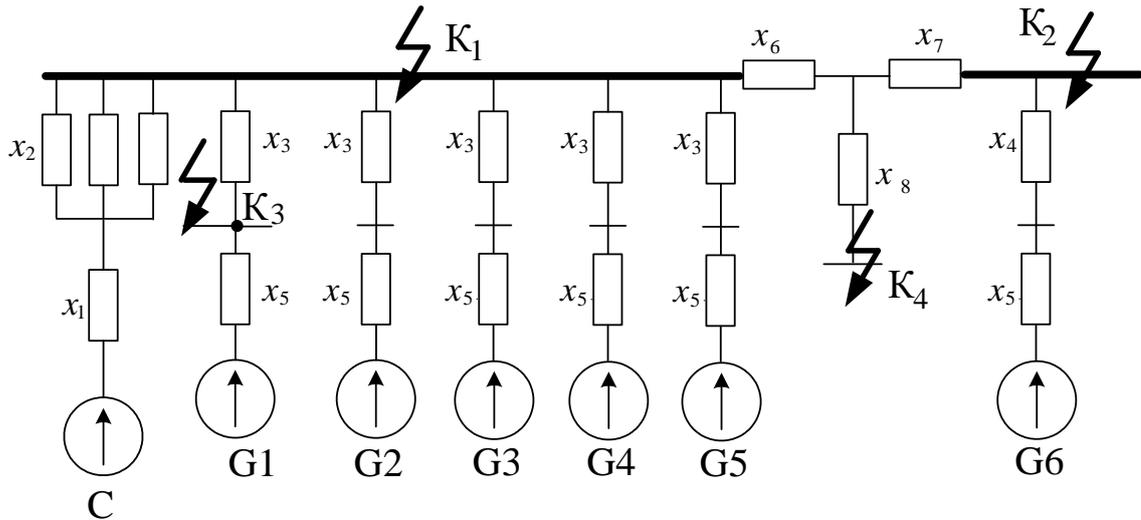


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_1 = x_c = x_{c.ном*} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{C.ном}} \quad (2.20)$$

$$x_1 = 0,3 \cdot \frac{1000}{18300} = 0,016;$$

ЛЕП:

$$x_2 = x_w = x_{шт} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср.ном}^2} \quad (2.21)$$

$$x_2 = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,8;$$

Трансформатор:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T.НОМ}}; \quad (2.22)$$

$$x_3 = x_{BT1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56;$$

$$x_4 = x_{BT2} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,69;$$

Генератор:

$$x_G = x_d'' \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ G}}; \quad (2.23)$$

$$x_5 = 0,23 \cdot \frac{1000}{13,75} = 16,73.$$

Трансформатор зв'язку:

$$\left. \begin{aligned} u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{K \text{ в-н}\%} + u_{K \text{ в-с}\%} - u_{K \text{ с-н}\%}); \\ u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{K \text{ в-с}\%} + u_{K \text{ с-н}\%} - u_{K \text{ в-н}\%}); \\ u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{K \text{ в-н}\%} + u_{K \text{ с-н}\%} - u_{K \text{ в-с}\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 = 0\%;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%.$$

$$x_6 = x_{*BH T3} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,72;$$

$$x_7 = x_{*CH T3} = 0;$$

$$x_8 = x_{*HH T3} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,22.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

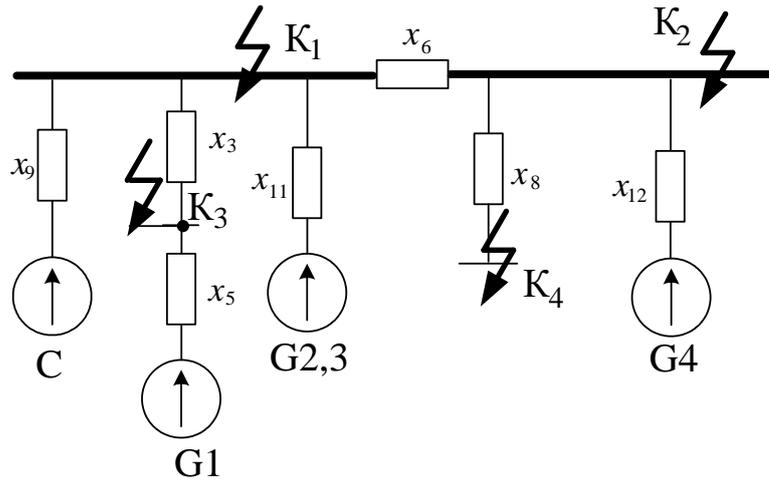


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_9 = x_1 + \frac{x_2}{3};$$

$$x_9 = 0,016 + \frac{0,8}{3} = 0,283;$$

$$x_{10} = x_3 + x_5;$$

$$x_{10} = 6,56 + 16,73 = 23,29;$$

$$x_{11} = \frac{x_{10}}{4};$$

$$x_{11} = \frac{23,29}{4} = 5,823;$$

$$x_{12} = x_4 + x_5;$$

$$x_{12} = 4,69 + 16,73 = 21,42.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [4, 5]:

$$I_{П,Оi} = \frac{E_*'' \cdot I_{\delta i}}{x_{рез*i}} \quad (2.25)$$

де $E''_{*Г} = 1,13$, $E''_{*С} = 1$;

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (2.26)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 3} = I_{\delta 4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}.$$

Складові струми КЗ [4]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{періодична: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{аперіодична: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (2.27)$$

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:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.28)$$

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

Спрощення схем для точок КЗ наведено на рисунках 2.8 – 2.11.

Розрахунок точки K_1

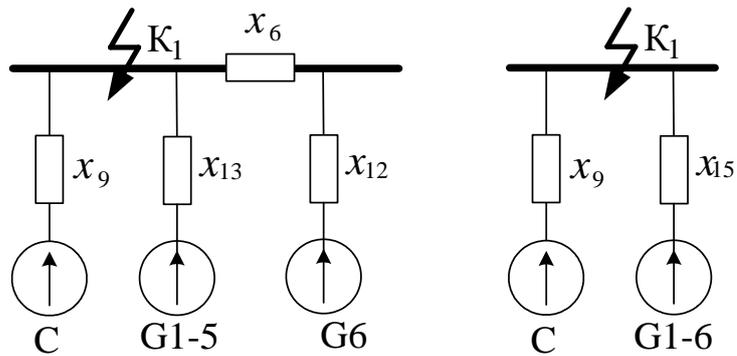


Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки K_1

$$x_{13} = x_{10} / 5;$$

$$x_{13} = 23,29 / 5 = 4,66;$$

$$x_{14} = x_6 + x_{12};$$

$$x_{14} = 6,72 + 21,42 = 28,14;$$

$$x_{15} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}};$$

$$x_{15} = \frac{4,66 \cdot 28,14}{4,66 + 28,14} = 4,0;$$

$$I_{П,0C} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,283} = 17,739 \text{ кА};$$

$$I_{П,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,02}{4,0} = 1,418 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_2

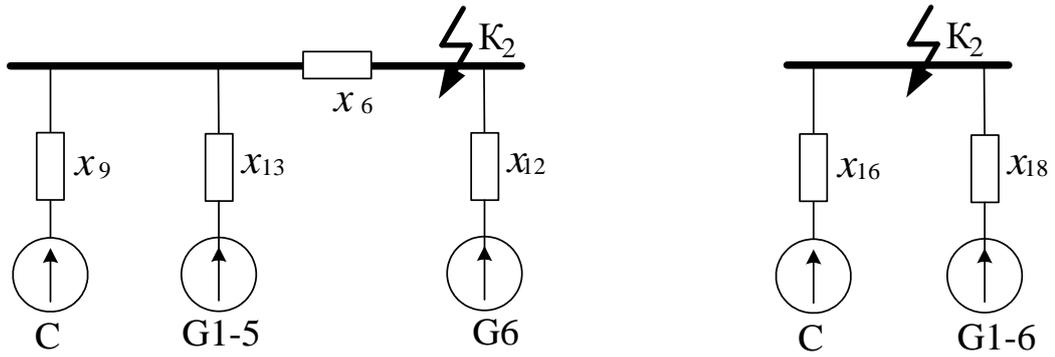


Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки K_2

Розподіляємо x_8 між x_{11} та x_{15} [4, 5].

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_6 \cdot (x_9 + x_{13}); \\ x_{16} &= x_9 + (x\Delta / x_{13}); \\ x_{17} &= x_{13} + (x\Delta / x_9); \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

$$x\Delta = 6,72 \cdot (0,283 + 4,66) = 33,22;$$

$$x_{16} = 0,283 + (33,22 / 4,66) = 7,41;$$

$$x_{17} = 4,66 + (33,22 / 0,283) = 122,05;$$

$$x_{18} = \frac{x_{17} \cdot x_{12}}{x_{17} + x_{12}};$$

$$x_{18} = \frac{122,05 \cdot 21,42}{122,05 + 21,42} = 18,222;$$

$$I_{\Pi,0C} = \frac{1 \cdot 15,6}{7,41} = 2,105 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 15,6}{18,222} = 0,967 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_3

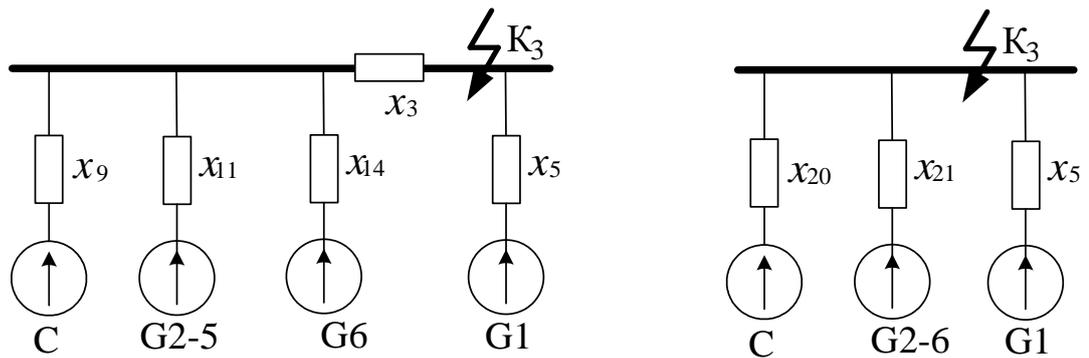


Рисунок 2.10 – Спрощення схеми для точки K_3

$$x_{19} = \frac{x_{11} \cdot x_{14}}{x_{11} + x_{14}};$$

$$x_{19} = \frac{5,823 \cdot 28,14}{5,823 + 28,14} = 4,825;$$

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_3 \cdot (x_9 + x_{19}); \\ x_{20} &= x_9 + (x_{\Delta} / x_{19}); \\ x_{21} &= x_{19} + (x_{\Delta} / x_9); \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$x_{\Delta} = 6,56 \cdot (0,283 + 4,825) = 33,51;$$

$$x_{20} = 0,283 + (33,51 / 4,825) = 7,23;$$

$$x_{21} = 4,825 + (33,51 / 0,283) = 123,23;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 54,99}{7,23} = 7,606 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G2-6} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{123,23} = 0,504 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G1} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{16,73} = 3,714 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_4

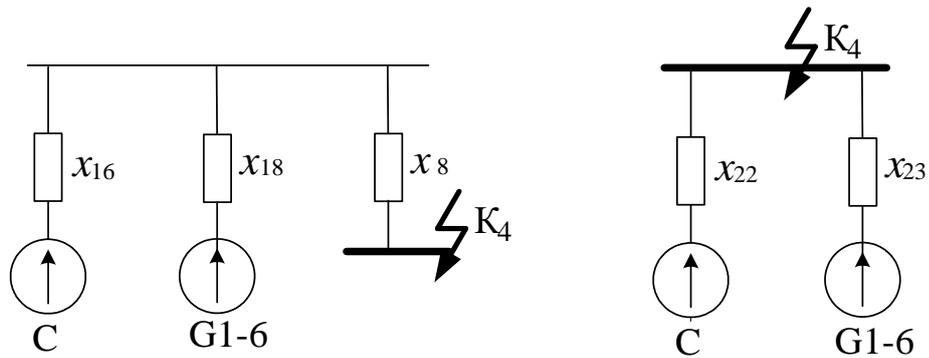


Рисунок 2.11 – Спрощення схеми для точки K_4

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_8 \cdot (x_{16} + x_{18}); \\ x_{22} &= x_{16} + (x_{\Delta} / x_{18}); \\ x_{23} &= x_{18} + (x_{\Delta} / x_{16}); \end{aligned} \right\}$$

$$x_{\Delta} = 4,22 \cdot (7,41 + 18,222) = 108,17 ;$$

$$x_{22} = 7,41 + (108,17 / 18,222) = 13,346 ;$$

$$x_{23} = 18,222 + (108,17 / 7,41) = 32,82 ;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 54,99}{13,346} = 4,12 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{32,82} = 1,893 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{B.B.}, \text{с}$
ВРУ 110 кВ	ВГБУ-110У1	0,035
ВРУ 35 кВ	ВР35НС	0,035
Коло генератора	МГГ-10	0,12
НН ТЗ	комірка КРУ типу КУ 10Ц (ВР1)	0,035

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n.\tau}$
К ₁ шини 110 кВ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	Г1-6		0,2	1,86	0,8	0,99
К ₂ шини 35 кВ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	Г1-6		0,2	1,86	0,8	1
К ₃ генератор Г1	С-ма	0,13	0,02	1,608	0,002	1
	Г2-6		0,2	1,86	0,522	1
	Г1		0,2	1,86	0,522	0,9
К ₄ НН ТЗ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	Г1-6		0,2	1,86	0,8	1

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{n.\tau}$ для генераторних віток [4]:

$$I'_{ном} = \frac{S_{Г.ном\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{срном}}; \quad (2.31)$$

К₁ Г₁₋₆

$$I'_{ном} = 6 \cdot 13,75 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,414 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,418 / 0,414 = 3,4. \quad \gamma_{n.\tau} = 0,92.$$

К₂ Г₁₋₆

$$I'_{ном} = 6 \cdot 13,75 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 1,287 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 0,967 / 1,287 = 0,75 < 1. \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

К₃ а) Г₁

$$I'_{ном} = 13,75 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 0,756 \text{ кА}; \quad \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 3,714 / 0,756 = 4,9. \quad \gamma_{n.\tau} = 0,76.$$

б) G_{2-6}

$$I'_{ном} = 5 \cdot 0,756 = 3,78 \text{ кА};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 0,504 / 3,78 = 0,13 < 1. \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

K_4 G_{1-6}

$$I'_{ном} = 6 \cdot 13,75 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 4,536 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,893 / 4,536 = 0,4 < 1. \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

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
K_1 шини 110 кВ	Система	17,739	40,332	2,644	17,739	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	1,418	3,730	1,601	1,305	
	Сума	19,157	44,062	4,245	19,043	
K_2 шини 35 кВ	Система	2,105	4,787	0,314	2,105	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	0,967	2,544	1,092	0,967	
	Сума	3,073	7,331	1,406	3,073	
K_3 генератор Г1	Система	7,606	17,293	0,016	7,606	Ком.апарат.
	Генератори 2-6	0,504	1,326	0,372	0,504	
	Сума (без Г1)	8,110	18,620	0,388	8,110	
	Генератор 1	3,714	9,769	2,742	2,823	Шини
	Повна сума	11,824	28,388	3,130	10,933	
K_4 НН ТЗ	Система	4,120	9,368	0,614	4,120	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	1,893	4,980	2,138	1,893	
	Сума	6,014	14,348	2,752	6,014	

2.7 Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ

Визначимо величину струму КЗ при живленні РУВП-0,4 кВ від ГТВП та ТР. Заступна схема електроустановки 0,4 кВ наведена на рисунку 2.12.

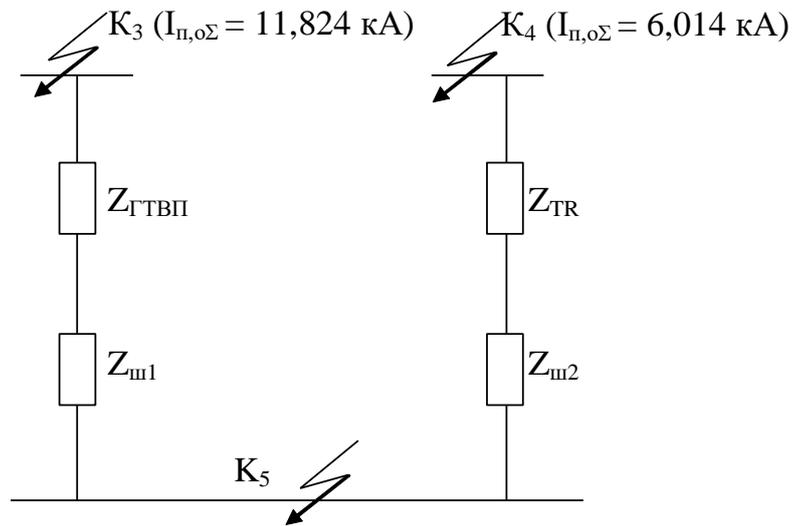


Рисунок 2.12 – Заступна схема електроустановки 0,4 кВ

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

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

$$I_{\max ТР} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ А}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А}; q = 2(90 \cdot 8) = 1440 \text{ мм}^2; r_{num} = 0,031 \text{ мОм/м};$$

$$X_{num} = 0,017 \text{ мОм/м}; l = 12 \text{ м}.$$

$$r_{ш1} = 0,031 \cdot 12 = 0,372 \text{ мОм};$$

$$X_{ш1} = 0,017 \cdot 12 = 0,204 \text{ мОм};$$

$$r_{ш2} = 0,031 \cdot 15 = 0,465 \text{ мОм};$$

$$X_{ш2} = 0,017 \cdot 15 = 0,255 \text{ мОм}.$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{П.О_{\Sigma}}}; \quad (2.32)$$

$$X_{C.BH1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,824} = 0,513 \text{ Ом};$$

$$X_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,014} = 1,01 \text{ Ом}.$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.33)$$

$$X_{c1} = 0,513 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,744 \text{ мОм};$$

$$X_{c2} = 1,01 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,466 \text{ мОм}.$$

Параметри трансформаторів [7]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}}; \quad (2.34)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (2.35)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}. \quad (2.36)$$

Опори ГТВП:

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

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

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

Опори TR:

$$Z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1000} = 8,8 \text{ мОм};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{11,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,792 \text{ мОм};$$

$$X_{TR} = \sqrt{8,8^2 - 1,792^2} = 8,981 \text{ мОм}.$$

Сумарні опори кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП:

$$X_{\Sigma 1} = X_{c1} + X_{ГТВП} + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ГТВП} + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,744 + 13,656 + 0,204 = 14,604 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 1} = 2,943 + 0,372 = 3,315 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{14,604^2 + 3,315^2} = 14,98 \text{ мОм};$$

б) при живленні від TR:

$$X_{\Sigma 2} = 1,466 + 8,981 + 0,255 = 10,7 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,792 + 0,465 = 2,257 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{10,7^2 + 2,257^2} = 10,94 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [7]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.37)$$

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,98} = 15,417 \text{ кА};$$

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,94} = 21,11 \text{ кА}.$$

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}; \quad (2.38)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 21,11 = 44,78 \text{ кА}.$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.39)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 1,443 = 3,304 \text{ кА};$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot I_{т.ном}; \quad (2.40)$$

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot 1,443 = 4,646 \text{ кА}.$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 21,11 + 3,304 = 24,414 \text{ кА};$$

$$i_{y.\Sigma} = 44,78 + 4,646 = 49,426 \text{ кА}.$$

2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [4]:

$$I_{max_w} = \frac{P_{зр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.41)$$

$$I_{max_{BT}} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.42)$$

$$I_{max_{TЗ}} = 1,5 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.43)$$

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

$$I_{max_{BT}} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 76 \text{ А};$$

$$I_{max_{TЗ}} = 1,5 \cdot \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 126 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму [4]:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.44)$$

$$B_k = 19,157^2 (0,2 + 0,20) = 146,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-35 кВ

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

$$I_{maxBT} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 239 \text{ A};$$

$$I_{maxT3} = 1,5 \cdot \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 396 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 3,073^2 (0,2 + 0,2) = 3,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор G₁:

$$I_{maxG} = \frac{S_{\kappa,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.45)$$

$$I_{max\Gamma T B \Pi} = \frac{S_{\Gamma T B \Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.46)$$

$$I_{maxG} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 796 \text{ A};$$

$$I_{max\Gamma T B \Pi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 35 \text{ A}.$$

Импульс квадратичного струму

$$B_{\kappa} = B_{Kn} + B_{Ka} = (B_{nc} + B_{n2} + B_{n2c}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*n2} \cdot I_{n,o,z}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{n,o,z}) \cdot t_{вим} + \\ + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{n,o,z}^2 \cdot T_{a,z} + 4 \cdot I_c \cdot I_{n,o,z} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,z})), \quad (2.47)$$

де $t_{вим} = 0,3 \text{ с}$; $B_{*n2} = 0,7$; $T^* = 0,82$; $T_{a,z} = 0,2 \text{ с}$; $I_{n,o,z} = 3,714 \text{ кА}$;

$$I_c = 8,11 \text{ кА}; \quad T_{a,c} = 0,2 \text{ с}.$$

$$B_{\kappa} = (8,11^2 + 0,7 \cdot 3,714^2 + 2 \cdot 8,11 \cdot 3,714 \cdot 0,82) \cdot 0,3 + (8,11^2 \cdot 0,2 + 3,714^2 \cdot 0,2 + \\ + (4 \cdot 8,11 \cdot 3,714) / (1/0,2 + 1/0,2)) = 65,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-10 кВ.

$$I_{\max} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ А.}$$

$$B_{\kappa} = 6,014^2 \cdot (0,2 + 0,2) = 14,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\max} = 1443,4 \text{ А.}$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{П.О.С}}^{(3)^2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а.ср}}) + 1,5 \cdot I_{\text{П.О.Д}}^{(3)^2} \cdot T_{\text{а.ср}} + 4 \cdot I_{\text{П.О.Д}}^{(3)} \cdot I_{\text{П.О.С}}^{(3)} \cdot T_{\text{а.ср}}, \quad (2.48)$$

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

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{св}} + t_{\text{а}},$$

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

$t_{\text{а}}$ – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу ЭОВВ серії “Електрон” :

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

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

$$ГКС = 40 \text{ кА} > i_{\text{y}} = 31 \text{ кА};$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_{\kappa} = 21,11^2(0,31+0,03)+1,5 \cdot 3,304^2 \cdot 0,03+4 \cdot 21,11 \cdot 3,304 \cdot 0,03 = 160,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2.9 Вибір комутаційних апаратів

Вибір комутаційної апаратури наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір вимикачів і роз'єднувачів

<i>ВРУ-110 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБУ-110 У1	РНДЗ.1-110/1000 У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 328$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,т} = 19,043$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	-
$i_{а,т} = 4,245$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,6$ кА	-
$I_{п,о} = 19,157$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	-
$i_y = 44,062$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$B_k = 146,8$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА ² ·с
<i>ВРУ-35 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-35	РНДЗ.1-35/1000 У1
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{max} = 396$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,т} = 3,073$ кА	$I_{вим.ном} = 12,5$ кА	-
$i_{а,т} = 1,046$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 19,7$ кА	-
$I_{п,о} = 3,073$ кА	$I_{дин} = 12,5$ кА	-
$i_y = 7,331$ кА	$i_{дин} = 35$ кА	$i_{дин} = 63$ кА
$B_k = 3,8$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500$ кА ² ·с
<i>Генератор G1</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГГ-10-2000-45У3	РВРЗ-1-10/4000У3
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 796$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 4000$ А
$I_{п,т} = 8,11$ кА	$I_{вим.ном} = 45$ кА	-
$i_{а,т} = 2,742$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 = 0$ кА	-
$\sqrt{2} I_{п,т} + i_{а,т} = 14,2$ кА	$\sqrt{2} I_{вим.ном} (1 + \beta_n) = \sqrt{2} \cdot 45 =$ $= 63,64$ кА	-
$I_{п,о} = 8,11$ кА	$I_{дин} = 45$ кА	-
$i_y = 18,62$ кА	$I_{дин} = 120$ кА	180
$B_k = 65,4$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 4 = 81000$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 71^2 \cdot 4 = 20164$ кА ² ·с
<i>РУВП-10 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2	комірка КРУ КУ10Ц
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 55$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 630$ А
$I_{п,т} = 4,12$ кА	$I_{вим.ном} = 20$ кА	-
$i_{а,т} = 2,138$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,87$ кА;	-
$I_{п,о} = 4,12$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	-
$i_y = 9,368$ кА	$I_{дин} = 52$ кА	51
$B_k = 14,5$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	-

2.10 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 328 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 19,157 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 44,062 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 120/19 [6]:

$$d = 15,2 \text{ мм};$$

$$I_{дон} = 390 \text{ А};$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

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

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

Перевірка на коронування [4]

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.49)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

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

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (2.50)$$

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

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

- умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (2.51)$$

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

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора

Економічний переріз [4]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.52)$$

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

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

$$I_{норм} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 72,2 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{72,2}{1,3} = 55,5 \text{ мм}^2.$$

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

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

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

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

Умова виконується.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{84}{1,3} = 64,6 \text{ мм}^2.$$

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

ВРУ-35 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 396 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 3,073 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 7,331 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 150/19: $d = 16,8 \text{ мм}$; $I_{\text{дон}} = 450 \text{ А}$.

б) відгалуження до блочного трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 226,8 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{226,8}{1,3} = 174,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 185/24: $d = 18,9$ мм; $I_{дон} = 520$ А.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{норм} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,9 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{263,9}{1,3} = 203 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 205/27.

Коло генератора.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-1600-51.

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

$$I_{max} = 796 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 28,388 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-10 кВ.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-1600-51.

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

$$I_{max} = 55 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 14,348 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73 [4]:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А}; > I_{max} = 1443,4 \text{ А};$$

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

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}; \quad (2.53)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{160,4 \cdot 10^6}}{90} = 140,7 \text{ мм}^2 < q = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

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

Момент інерції та опору [4]:

$$I = h \cdot \frac{b^3}{6}; \quad (2.54)$$

$$W = h \cdot \frac{b^2}{3}; \quad (2.55)$$

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

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

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.56)$$

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

$$l \leq 0,45 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 0,45$ м.

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.57)$$

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{49,426^2 \cdot 0,45^2}{0,2 \cdot 1,92} = 22,3 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа}..$$

Умова виконується.

2.11 Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу АО3-315М-2У3: $P_{\text{д.ном}} = 200 \text{ кВт}$;

$$U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ В};$$

$$\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9;$$

$$\nu_0 = 30^\circ$$

$$T_{\text{max}} = 2600 \text{ год.}$$

Економічний переріз кабеля [4, 5]:

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

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

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

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

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{160,4 \cdot 10^6}}{160} = 79,1 \text{ мм}^2.$$

Остаточно приймаємо переріз кабеля 120 мм².

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-110 кВ (таблиці 2.18, 2.19).

Таблиця 2.18 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-110

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$
$I_{\text{max}} = 328 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$
$i_y = 44,062 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА};$
$B_k = 146,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,5 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}.$

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

2) 0,2/10Р;

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

4) $l_{\text{розр}} = 75 \text{ м}.$

- Загальний опір приладів [4]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}}/I^2, \quad (2.58)$$

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

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	И674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \quad (2.59)$$

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

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (2.60)$$

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

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

Вторинне навантаження

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

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-110-83У1 [6]:

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

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

$$U_{2доод} = 100 \text{ В};$$

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

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.20.

Вторинне навантаження:

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

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

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cosφ	Sinφ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	И676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							21	29

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
1	2	3
ВРУ-110 кВ	ТВ-110 0,5/10P/10P/10P	НКФ-110-83У1
ВРУ-35 кВ	ТФЗМ-35-У1 0,5/10P	ЗНОМ-35-72У1
Генератор	ТШЛ-10 0,5/10P	НОЛ.08-10УТ2 ЗНОЛ.06-10У3
Трансформатор БТ1:		
- сторона ВН	ТВТ110-I-600/1 0,5/10P	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10P	-
Трансформатор БТ2:		
- сторона ВН	ТВТ35-I-1000/5 0,5/10P	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10P	-
Трансформатор зв'язку:		
- сторона ВН	ТВТ 110-I-1000/1 0,5/10P/10P/10P	-
- сторона СН	ТВТ35-I-1000/5 0,5/10P	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10P	ЗНОЛ.06-10У3
Головний ТВП:		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10P	-
- сторона НН	ТК-40 0,5	НОС-0,5У3
Резервний трансформатор власних потреб:		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10P	-
- сторона НН	ТК-40 0,5	НОС-0,5У3

2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники [6]:

- 1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН блочних трансформаторів та трансформатора зв'язку РВМГ -110 МУ1
- 2) Нейтраль блочних трансформаторів 110 кВ РВС-35 У1
- 3) ЛЕП-35 кВ, сторона СН трансформатора зв'язку та сторона ВН блочного трансформатора РВС-35 У1
- 4) сторона НН трансформатора зв'язку РВРД-10У1
- 5) сторона НН блочних трансформаторів РВРД-10У1

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

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.

Вихідні дані для розрахунку (таблиця 2.22):

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{ш} = 230$ В;
- номінальна напруга: $U_n = 220$ В;
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{пз} = 2,15$ 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: $n = 130$.

Таблиця 2.22 – Навантаження акумуляторної батареї

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

Типовий номер АБ [4, 5]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.61)$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{391}{25} = 16,4. \quad (2.62)$$

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

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{nom}}{46}; \quad (2.63)$$

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

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

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{nom}}{N}; \quad (2.64)$$

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

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 93 % згідно [5], що більше допустимого значення 80%:

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.65)$$

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

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,05 N; \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод} \end{aligned} \right\}, \quad (2.66)$$

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

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою

$$\left. \begin{array}{l} I_{ЗП} = 5 \cdot N + I_{noc}; \\ U_{ЗП} = n \cdot U_3 \end{array} \right\}, \quad (2.67)$$

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

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

Вибираємо ЗП типу ТППС-800

3 ЕЛЕГАЗОВЕ КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ

3.1 Фізико-хімічні властивості елегазу

Елегаз – це безбарвний, що не має запаху газ, щільність якого при нормальних умовах у п'ять разів вище щільності повітря. Електрична міцність цього газу у 2 – 3 рази вище міцності повітря. При тиску 0,2 МПа електрична міцність елегазу дорівнює міцності електротехнічного масла. В елегазі при атмосферному тиску можна погасити електричну дугу зі струмом у 100 раз більшим, ніж у повітрі при тих же умовах.

Критичний стан елегаза, при якому він є одночасно й рідиною й газом, настає при температурі 45,55 °С. Тиск насичених парів елегаза при цій критичній температурі, називається критичним тиском, це буде $P_{аб}=38,193$ кг/см². Об'єм, що займає одна грам-молекула елегаза, і щільність при критичних температурі й тиску відповідно рівні 201 см³ і 0,725 г/см³.

Досить цікаві результати виходять при порівнянні ваги 1 м³ трансформаторного масла й газоподібного елегаза при такому тиску, при якому забезпечується електрична міцність елегаза, рівна міцності масла. Так, при відстані 12,7 мм між електродами елегаз досягає міцності масла при $P_{аб} = 3,6$ кг/см², а при відстані 38,1 мм - при $P_{аб} = 1,91$ кг/см². При цих тисках вага одного кубічного метра елегаза відповідно дорівнює 23 і 11,7 кг. Вага ж одного кубометра нормально очищеного масла приблизно дорівнює 890 кг. Таким чином, елегазонаповнені апарати багато легше масло наповнених.

Елегаз, як і будь-який інший газ, значно гірше передає звукові коливання, чим масло. Тому трансформатори з елегазом як ізоляція будуть мати кращі показники за рівнем шумів. [2].

Правда, у процесі гасіння електричної дуги у вимикачах при зменшенні струму суміш атомів фтору й сірки миттєво рекомбінує, утворюючи вихідний продукт - елегаз. Ця здатність самовідновлення є дуже важливою хімічною властивістю елегаза, що визначає дуже високу стабільність його електричних характеристик.

Термін служби твердої ізоляції в елегазі, що піддавалась впливу дуги, виявився значно нижче, ніж у повітрі. Однак застосування поглиначів (зокрема, активованого глинозему) істотно поліпшує умови роботи твердої ізоляції.

3.2 Основні принципи побудови дугогасильних камер

Елегазові вимикачі в цей час випускаються рядом закордонних фірм: «Вестингауз Електрик Корпорейшн» і «Дженерал Електрик» (США), «Асек Шарлеруа» (Бельгія), «Делль» і «Мерлен Жерен» (Франція), «Сіменс» (Німеччина), «Магріні» (Італія), «Митцубісі» (Японія) і іншими й перебувають в експлуатації вже в багатьох мережах.

У всіх конструкціях елегазових вимикачів передбачена гарна герметизація й робота по замкненому циклу, що забезпечує надійність апаратів в експлуатації й практичну їх безшумність. Досвід закордонної експлуатації елегазових апаратів показує, що при відповідній герметизації необхідність доповнення їх елегазом виникає не раніше, ніж через 3-5 років.

В елегазових комутаційних апаратах використовуються наступні способи гасіння дуги: гасіння дуги при простому розведенні контактів; гасіння дуги в потоці, що виникає при тепловому розширенні елегазу під дією допоміжної дуги; гасіння дуги при дутті з-під поршня; гасіння дуги при дутті з резервуара високого тиску; принципово можливе гасіння дуги в рідкому елегазі .

Спосіб гасіння дуги при простому розведенні контактів не ефективні. Він може бути застосований для гасіння лише малопотужної дуги, що виникає, наприклад, при відключенні ненавантажених ліній електропередачі або холостого трансформатора або ж конденсаторної батареї порівняно невеликої потужності. При досить великій швидкості розведення контактів, рівної 6 м/сек, і $p_{аб} = 1 \text{ кг/см}^2$ вдавалося відключати ємнісні струми 150 А при усталеній напрузі 20 кВ; при тиску ж $p_{аб} = 5 \text{ кг/см}^2$ усталена напруга становила 55 кВ.

Гасіння дуги при дугті з-під поршня застосовано в автопневматичних вимикачах. Апарати, у яких гасіння дуги відбувається у потоці повітря, створеному поршнем, механічно пов'язаним з рухливим контактом, відомі здавна. У цих апаратах повітря стискується поршнем при переміщенні його в циліндрі за рахунок сили пружності попередньо заведеної пружини, що відключає.

Автопневматичний принцип гасіння дуги, що не потребує дорогої компресорної установки, резервуара зі стисненим повітрям і системи його очищення, значно спрощує й здешевлює конструкцію апарата. Однак внаслідок того, що під поршнем вдається одержати порівняно невеликі тиски $p_{из} = 2-6 \text{ кг/см}^2$, а також через невисоку дугогасильну здатність повітря, область застосування автопневматичних вимикачів обмежується конструкціями на напруги 6-20 кВ і на невеликі потужності відключення. По суті - це вимикачі навантаження.

3.3 Конструкція елегазових вимикачів

Вимикач для малогабаритних комплектних розподільних пристроїв фірми "Делль" на напругу 23 кВ, номінальний струм 400 А й потужність відключення 250 МВА дозволяє скоротити ширину комірки до 350 мм. Він складається з герметичного циліндричного бака, заповненого елегазом при $P_{из} = 3,5 \text{ кг/см}^2$, усередині якого змонтовані всі три полюси, розташовані трикутником. Гасіння дуги здійснюється автопневматичним пристроєм з металевим соплом. Апарат дозволяє здійснювати цикли швидкодіючого повторного включення, оскільки, відновлення елегазу після припинення дії дуги відбувається практично миттєво. Вимикач обладнаний пружинним приводом. Тривалість горіння дуги не перевищує 0,015 сек.

Вимикач для малогабаритних комплектних розподільних пристроїв фірми «Вестингауз» призначений для установки в мережах з напругою 23-34,5кВ.

Апарат збудований у такий спосіб. На сталевій рамі з катками встановлені

три циліндричних баки з вводами й механізм керування. Усередині баків змонтовані дугогасильні камери з дугтям з-під поршня, будова яких показана на рисунку

Керування роботою поршня в цьому апараті комбіноване й виконується від попередньо заведеної пружини й від електромагніт-ної сили, що виникає при протіканні струму, що відключає, по котушках 4, 10 і 7. Котушки 4 і 10 жорстко зв'язані з рухливою системою (струмоведучою трубою 5, поршнем, рухливим струмопроводом 6 і сполучними стержнями 9 і 12), а котушка 7 – з нерухомої (циліндром, нерухомими головними контактами 5 і ковзними контактами 11).

У включеному положенні струм з лівого вводу 1 через контакти 3 надходить у рухливий трубчастий струмопровід 5 і далі через контакти 8 у правий ввід. На початку процесу відключення переміщення рухливої системи здійснюється під дією попередньо заведених пружин приводного механізму. При цьому розмикаються контакти 3 і 8, і на них виникає дуга. Під дією потоку елегазу через кільцевий зазор між поршнем і трубою 5 дуга з контактів 3 здувається на дугогасильні контакти 2 і струм із цього моменту протікає по котушках, між якими виникають сили притягання (між котушками 4 і 7) і відштовхування (між котушками 7 і 10).

При максимальному вимикаючому струмі, результуюча сила взаємодії між котушками становить 90% загальної діючої на поршень сили. У цьому випадку швидкість переміщення поршня становить 9 м/сек. При знеструмленому ланцюзі рух рухливої системи, здійснюється тільки силою пружин, відбувається зі швидкістю лише 2 м/сек. Необхідно відзначити, що оскільки контакти 2 у включеному положенні апарата не замкнуті, то струм по котушках протікає тільки в процесі відключення.

Механізм керування вимикачем містить окремі вмикаючі і відключаючі пружини. Включаючи пружини заводяться за допомогою невеликого двигуна. Відключаючи пружини заводяться від вмикаючих при замиканні апарата.

Резервуари з дугогасильними камерами заповнені елегазом при тиску 5,25

кг/см². При цьому тиску елегаз не скраплюється до температури 31° С. Резервуари за допомогою трубок пов'язані з розподільником, що включає впускний клапан, манометр і реле тиску, що подає сигнал про зниження тиску й команду на відключення, якщо це зниження досягне рівня, небезпечного з погляду вимикаючої здатності.

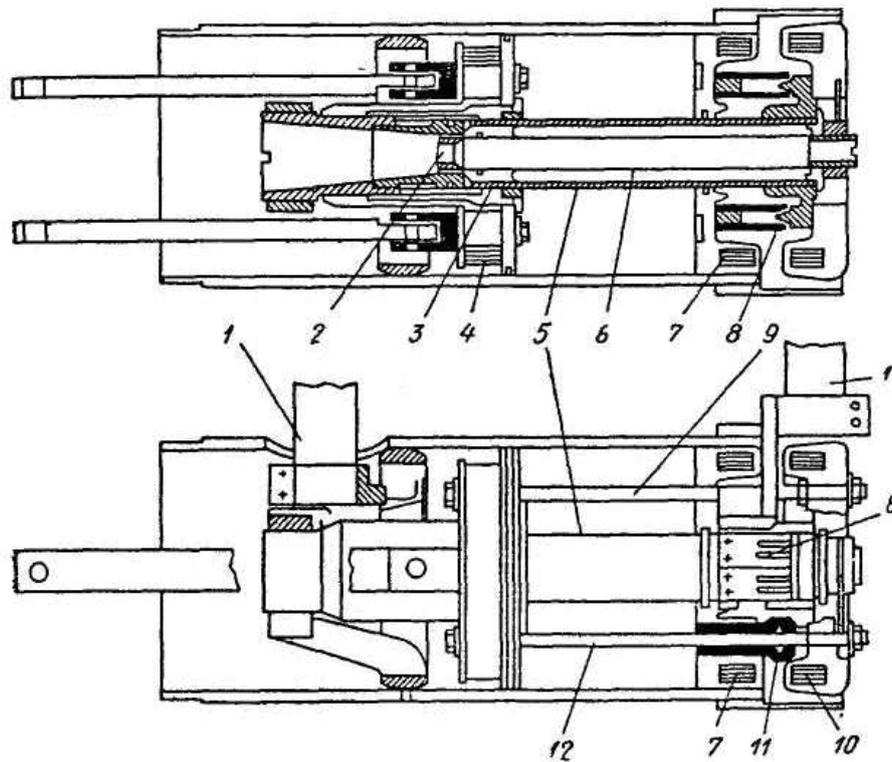


Рисунок 3.1 – Дугогасильна камера

Вимикач піддавався трифазним і однофазним випробуванням на вимикаючу здатність. Після великої серії трифазних випробувань перевірявся стан контактів і ізоляції. Було відзначено, що активна частина контактного матеріалу після завершення дуже широкої серії трифазних випробувань виплавилася лише на 1/3. Погіршення внутрішньої ізоляції після випробувань на вимикаючу здатність, не відбулося. Установлено, що дугогасильна здатність апарата не погіршується при зниженні тиску до 2,8 кг/см², при тиску ж 2,45 кг/см² час горіння дуги зросло на півперіоду. У жодному з 400 дослідів

відключення чисто ємнісного навантаження потужністю 19750-39500 кВА не спостерігалось повторних запалювань, пробоїв або більших перенапруг. Довговічність контактів при цих випробуваннях була оцінена кількістю проведених операцій (більше 800). Установлена дуже незначна різниця в рівні шуму при відключенні граничного струму й при розмиканні знеструмленого ланцюга. Практично єдине джерело звуку - механізм керування.

Розглянемо елегазовий вимикач серії ВГБ-35. Вимикачі елегазові бакові зовнішньої установки серії ВГБ-35 призначені для комутації електричних ланцюгів при нормальних і аварійних режимах, а також для роботи в стандартних циклах при АПВ в мережах трифазного змінного струму частотою 50 і 60 Гц з номінальною напругою 35 кВ.

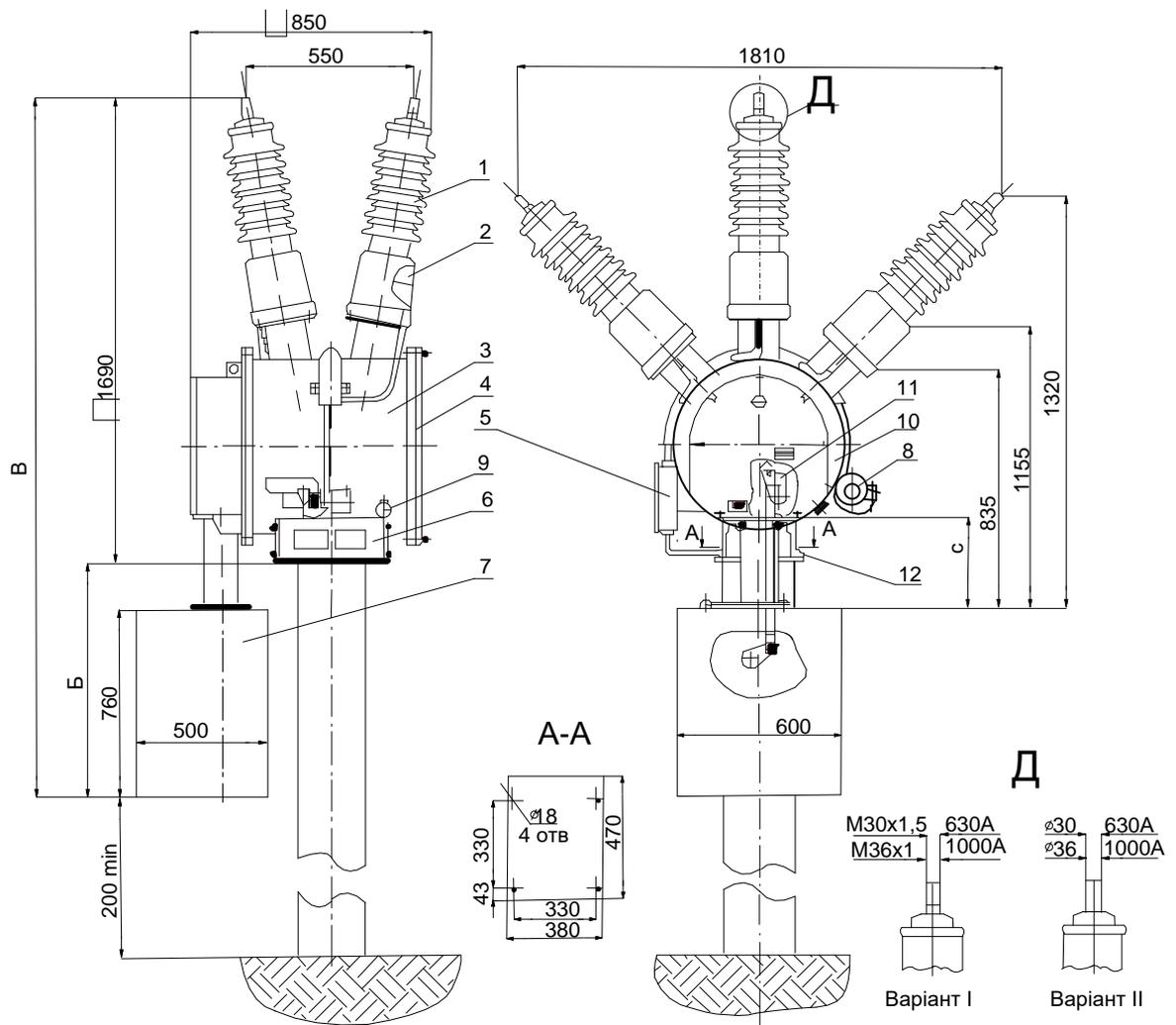
Вимикачі можуть працювати в широкому діапазоні кліматичних умов: від районів Крайньої Півночі (нижнє робоче значення температури навколишнього середовища - мінус 60°C) до районів з тропічним кліматом (верхнє робоче значення температури - плюс 55°C).

Основними перевагами цього вимикача є:

- повна заводська готовність, що забезпечує простий і швидкий монтаж, вимикач поставляється повністю відрегульованим, заповненим елегазом до робочого тиску;

- відсутність динамічних навантажень на фундамент при роботі (установка на одній опорі з полегшеним фундаментом);

- прості і надійні дугогасильні пристрої, що містять мінімально можливу кількість рухомих елементів і обертання електричної дуги, що працюють на принципі, в магнітному полі, що створюється струмом, що протікає через гасильний пристрій. Цей спосіб гасіння гарантує відсутність перенапружень навіть при відключенні малих індуктивних струмів і відключення без повторних пробоїв струмів місткостей до 630 А;



1 – введення; 2 – трансформатор струму; 3 – бак; 4 – фланець; 5 – клемна коробка; 6 – пристрій підігріву; 7 – шафа з приводом; 8 – сигналізатор щільності; 9 – клапан автономної герметизації; 10 – кришка; 11 – механізм; 12 – болт заземлення.

Рисунок 3.2 – Загальний вигляд і габаритно установчі розміри вимикача ВГБ-35

- великі механічні і комутаційні ресурси, що забезпечують за нормальних умов експлуатації роботу без ремонту протягом всього терміну служби вимикача;
- наявність єдиного на вимикач динамічного ущільнення з "рідинним затвором" і високотехнологічного алюмінієвого зварного бака гарантує знижений рівень природних витоків елегазу;

- висока надійність: навіть при падінні надмірного тиску елегазу до нуля вимикач витримує тривалу дію напруги 52 кВ і відключає струми навантаження до 630 А;
- використання чистого елегазу у виконанні ХЛ1 (до мінус 60°C);
- 12 вбудованих трансформаторів струму, що дозволяють в більшості випадків відмовитися від застосування виносних трансформаторів струму зовнішньої установки;
- вибухо- і пожежобезпечність.

До складу вимикача входять привід, шість високовольтних введень з вбудованими трансформаторами струму і один газощільний алюмінієвий зварний бак, в середині якого розміщені дугогасильні пристрої 3-х фаз.

Дугогасильні пристрої, що містять нерухомий і рухомий контакти, а також котушки магнітного дуття, використовують для гасіння спосіб обертання електричної дуги в магнітному полі створюваному струмом, такому, що протікає через котушки. Рухомі контакти, розташовані під кутом 120°, жорстко закріплені на кінцях трьохпроменевої ізоляційної траверси, встановленою безпосередньо на центральному поворотному валу бака вимикача. Простота дугогасильних пристроїв, що мають мінімальна можлива кількість рухомих елементів, є основою їх надійної роботи.

Пристрій, що підігріває, розміщений під днищем бака, забезпечує можливість роботи вимикача, заповненого чистим елегазом, в умовах низьких температур (аж до мінус 60°C).

Єдине на вимикач динамічне ущільнення розміщене на центральному поворотному валу. Вал, встановлений на підшипниках кочення, ущільнюється системою з чотирьох манжет і «рідинного затвора». Багаторічна практика успішного застосування такого способу герметизації газу гарантує надійність тривалої роботи динамічного ущільнення в

будь-якому діапазоні температур навколишнього повітря.

Вимикач забезпечений європейським сигналізатором електроконтакту щільності елегаза з пристроєм температурної компенсації, що приводить свідчення тиску до температури плюс 20°C. Сигналізатор забезпечує візуальний контроль за рівнем щільності елегаза і має дві уставки: попереджувальний сигнал про необхідність поповнення елегаза і сигнал на блокування (заборона операції або примусового відключення із заборонаю на включення).

Уставки спрацьовують на замикання при зниженні щільності елегазу (падінні тиску).

З'єднання сигналізатора щільності з газовою порожниною забезпечується через клапан автономної герметизації, який дозволяє, при необхідності, знімати сигналізатор для перевірки або заміни без розгерметизації порожнини бака вимикача.

Для заповнення бака елегазом і його спорожнення також є клапан автономної герметизації.

Високовольтні введення вимикача мають комбіновану ізоляцію. Основою введення служить епоксидна втулка із залитим центральним струмоведучим мідним стрижнем.

Фланці епоксидних втулок введень встановлюються у відповідні патрубки бака, герметизуючи цей роз'єм, таким чином, об'єм, що знаходиться під тиском елегазу, обмежується тільки внутрішнім простором бака. Струмоведучі стрижні введень сполучені з нерухомими контактами дугогасильних пристроїв.

На розташованій поза баком вимикача стороні втулки введення розміщені блок вбудованих трансформаторів струму, закритий захисним кожухом, і фарфоровий ізолятор. Порожнина між литою епоксидною втулкою і фарфоровим ізолятором загерметизована і, в уникненні освіти в ній конденсату, заповнена спеціальною густою ізоляційною рідиною (виниполом).

Можливість доступу до клемних рядів блоків вбудованих трансформаторів струму дозволяє, при необхідності, проводити зміну коефіцієнта трансформації простим перемиканням відпаювань без розбирання вимикача.

Вимикач комплектується електромагнітним приводом, виконаним в одному з трьох виконань:

- ПЕМ-1 (позначення вимикача ВГБЕ-35) - привід з живленням електромагнітів від джерела постійного струму;
- ПЕМ-2 (позначення вимикача ВГБЕ-35) - привід з живленням електромагніту відключення і контактора від джерела постійного струму, а електромагніту включення від джерела змінного струму (зокрема залежного) через вбудований в привід випрямляч;
- ПЕМ-3 (позначення вимикача ВГБЕП-35) - привід з живленням електромагнітів і контактора від джерела змінного струму (зокрема залежного) через вбудовані в привід випрямлячі. Цей привід укомплектований блоком розщиплювачів (реле прямої дії): два струмових розщиплювачі на 5 А (або 3 А) і один розщиплювач незалежного живлення на 220 В (або 110 В) змінного або постійного струму. По додатковому замовленню привід може комплектуватися пружинною приставкою, що дозволяє виконувати оперативне включення вимикача за відсутності живлення вторинних ланцюгів. Такий набір функцій забезпечує в приводі ПЕМ-3 поєднання якостей, властивих як електромагнітним приводам (простота і надійність), так і пружинним приводам (автономність).

На час транспортування бак з високовольтними введеннями і привід відділяються один від одного і упаковуються в один транспортний ящик. Оскільки об'єм, що знаходиться під тиском елегазу, обмежений простором високоміцного алюмінієвого бака, вимикач відвантажується Замовникові заповненим до рівня робочого тиску елегазу, що гранично скорочує підготовку його до роботи на місці монтажу. При монтажі потрібно встановити вимикач на підстанційну типову опору, підвісити привід до вимикача і тягою, що знаходиться в приводі, з'єднати їх.

Таблиця 3.1 – Основні технічні характеристики вимикача з приводом

Найменування параметра	Значення
Номинальна напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40.5
Номинальний струм, А	630 або 1000
Номинальний струм відключення, кА	12.5
Номинальний відносний зміст аперіодичної складової %	32
Наскрізний струм КЗ, кА:	
найбільший пік	35
трьохсекундний струм термічної стійкості	12.5
Струм місткості одиночної конденсаторної батареї, що відключається, А, не більш	630
Власний час відключення, с	0,04 ± 0,005
Повний час відключення, с	0,065
Мінімальна безструмова пауза при АПВ, с	0.3
Власний час включення, с, не більш	0,1+ ^{0.03}
Тиск заповнення елегазом, приведене до температури 20°C, Мпа _{абс.} (кгс/см ²)	0.55 (5.5)
Тиск попередньої сигналізації про витік елегазу, приведене до температури 20°C, Мпа _{абс.} (кгс/см ²)	0.43 (4.3)
Витік за рік %, не більш	0.5
Випробувальна напруга промислової частоти, значення, що діє, кВ:	
внутрішній і зовнішній ізоляції однохвилинне	95
зовнішній ізоляції при плавному підйомі:	105
під дощем	85
Випробувальна напруга грозових імпульсів, кВ:	
повний імпульс	190
зрізаний імпульс	230
Довжина шляху витіку введень (категорія забруднення II* по ГОСТ 9920), см	105
Маса вимикача, кг	650
Маса елегазу, кг	4

Вимикач має наступні показники надійності і довговічності:

- ресурс по механічній стійкості до капітального ремонту- 5000 циклів «включення -довільна пауза-відключення» (В-TN-O).

Що допускається для кожного полюса вимикача без огляду і ремонту дугогасильних пристроїв, контактів і заміни елегаза число операцій відключення (ресурс по комутаційній стійкості) складає не менш однієї з величин:

- при струмах в діапазоні понад 60 до 100% номінального струму відключення - 33 операції;

- при струмах в діапазоні від 30 до 60% номінального струму відключення - 70 операцій;

- при номінальному струмі навантаження - 2000 операцій (зокрема операцій відключення струмів місткостей до 600 А одиночних конденсаторних батарей).

Допустиме додаткове число операцій включення складає 50% від вказаних числа операцій відключення (при номінальному струмі навантаження - 100%).

Провідні міжнародні виробники пропонують модульні SF₆-рішення з кращою герметичністю, більшою варіативністю Ір та вищим ступенем вбудованої діагностики та телеметрії. Це знижує потребу у частих регламентних ТО і підвищує надійність у довгостроковому періоді. На основі порівняльного аналізу рекомендовано:

- 1) Планово замінювати вимикачі серії ВГБ-35 на сучасні модульні SF₆ / GIS або високопродуктивні бакові вимикачі від провідних міжнародних виробників (ABB, Schneider, GE, Siemens та ін.), особливо на критичних вводах та в місцях з високими струмами короткого замикання. Такий підхід підвищить комутаційну здатність, знизить ризик аварій і зменшить експлуатаційні витрати у довгостроковій перспективі.

2) Серія ВГБ-35 виробляється переважно російськими заводами, тому у контексті постачання, доступності оригінальних запасних частин та геополітичних ризиків існує підстави віддавати перевагу обладнанню з виробництва держав-партнерів або міжнародних брендів. Це особливо актуально для забезпечення надійного ланцюга постачань і сервісу в умовах військових дій з країною агресором.

Таблиця 3.4 - Порівняльна таблиця елегазових вимикачів 24-35 кВ та аналіз серії ВГБ-35

Виробник / модель	Ном. струм (А)	Ном. струм розмикання (кА)	Тип конструкції	Обслуговування / витoki SF ₆	Ключові особливості
ABB — SafeRing / SafePlus	630 (типове)	16–25	Герметичний GIS / компактне КРУ	Мінімальне ТО; герметична система (<0.1%/рік заявлене)	Модульні рішення, заводська герметичність, вбудована діагностика
Schneider Electric — SM6 (36 kV)	630–1250 (залежно від конфіг.)	16 (типове) – опції до 25	Модульне КРУ (SF ₆ /AI)	Низьке ТО; виймні/висувні блоки для сервісу	Гнучка модульна архітектура, вбудовані функції захисту та телеметрії
GE / Vernova (GL серія)	630...1250	12.5–31.5 (залежить від серії)	Бакви та live/dead tank рішення (SF ₆)	Профілактичне ТО; регенерація газу при ремонті	Широкі опції приводів, висока КЗ-стійкість в окремих модифікаціях
Китайські/регіональні виробники (прикл. CG, VoltLine тощо)	630 (типово)	12.5–20	Бакви/компактні SF ₆	Ремонтопридатні; витoki залежать від якості виготовлення	Нижча вартість, локальна сервісна база в регіоні
Серія ВГБ-35	630 (типово)	12.5 (типове)	Бакве елегазове виконання (outdoor)	Витoki ~0.3–0.5%/рік (згідно ТД); регламентне ТО	Проста конструкція; добра сумісність з місцевими схемами; не доступність запчастин

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації електропривода

Для живлення власних потреб ГЕС використовується мережа 380/220 В. Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;
- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;
- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється.

Всі обертові частини механізму повинні мати добре закріплену огорожу. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

4.2 Розрахунок грозозахисту ВРП-110 кВ

План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ подано на рисунку 4.1.

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

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

- ширина зони захисту:

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

де

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

h – висота блискавковідводу, м;

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

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

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

ихідні дані :

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

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

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

Таблиця 4.1 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L,м	h ₀ ,м	b _x ,м	r _x ,м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	18	22,4	18,5	10,125
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	30	21,4	15,4	10,125
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	35	20,8	13,7	10,125

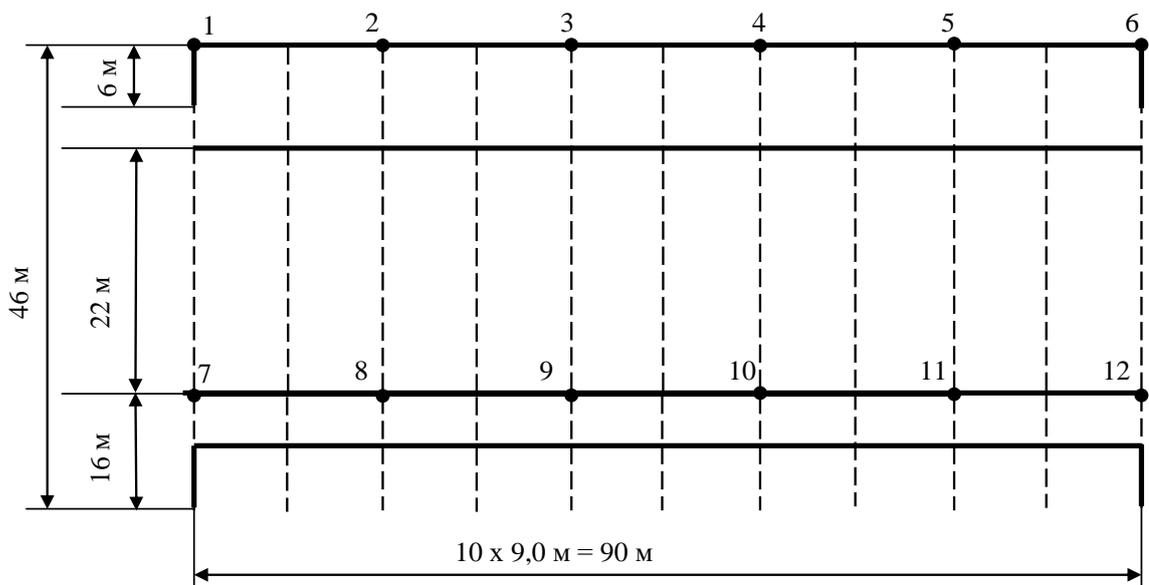
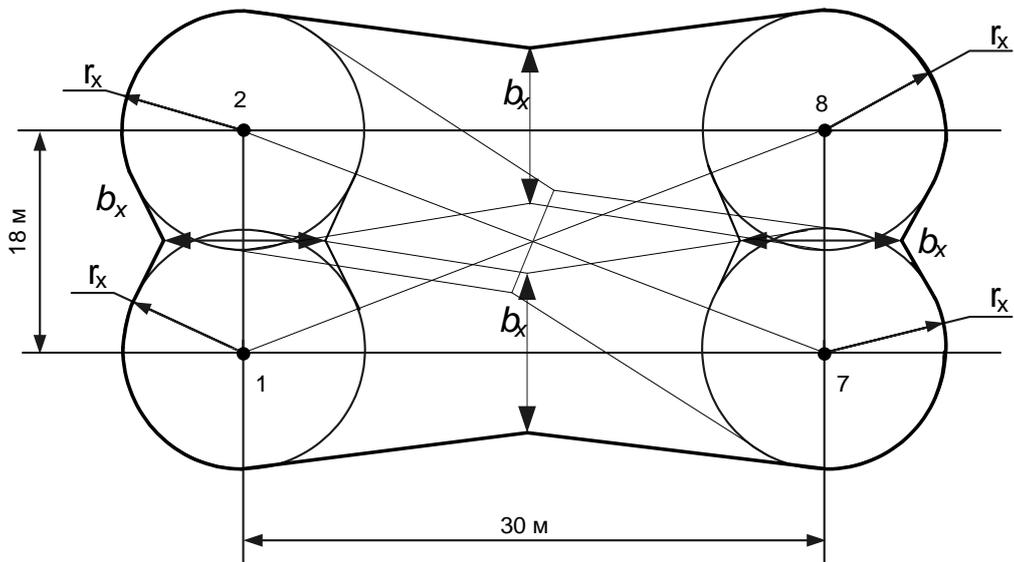
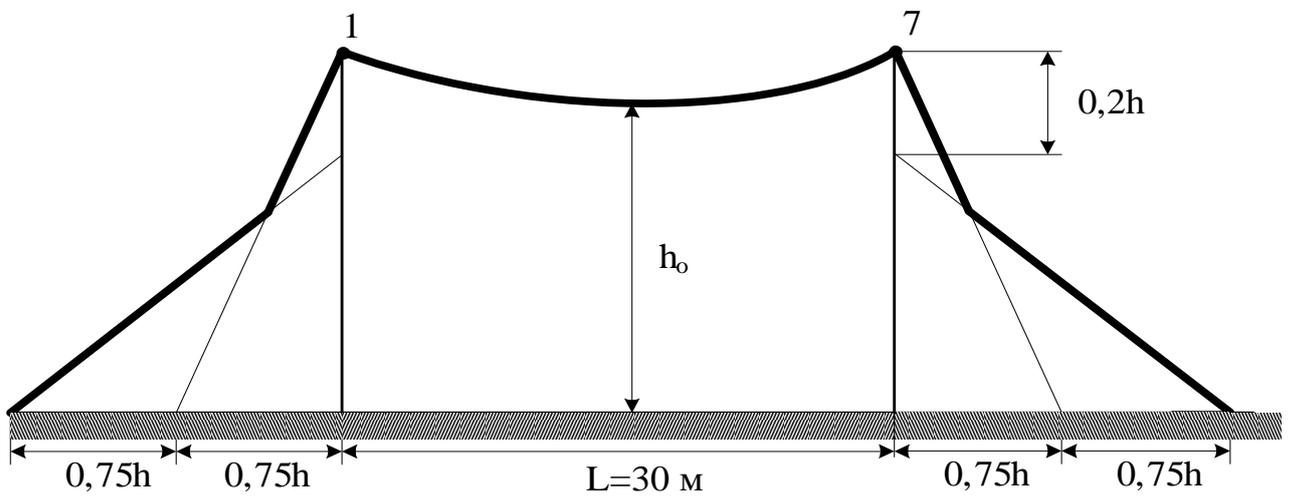


Рисунок 4.1 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ



а)



б)

Рисунок 4.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 110 кВ
зверху (а) та збоку (б)

4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (52 \times 92) = 4784 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 700 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

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

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 4.4).

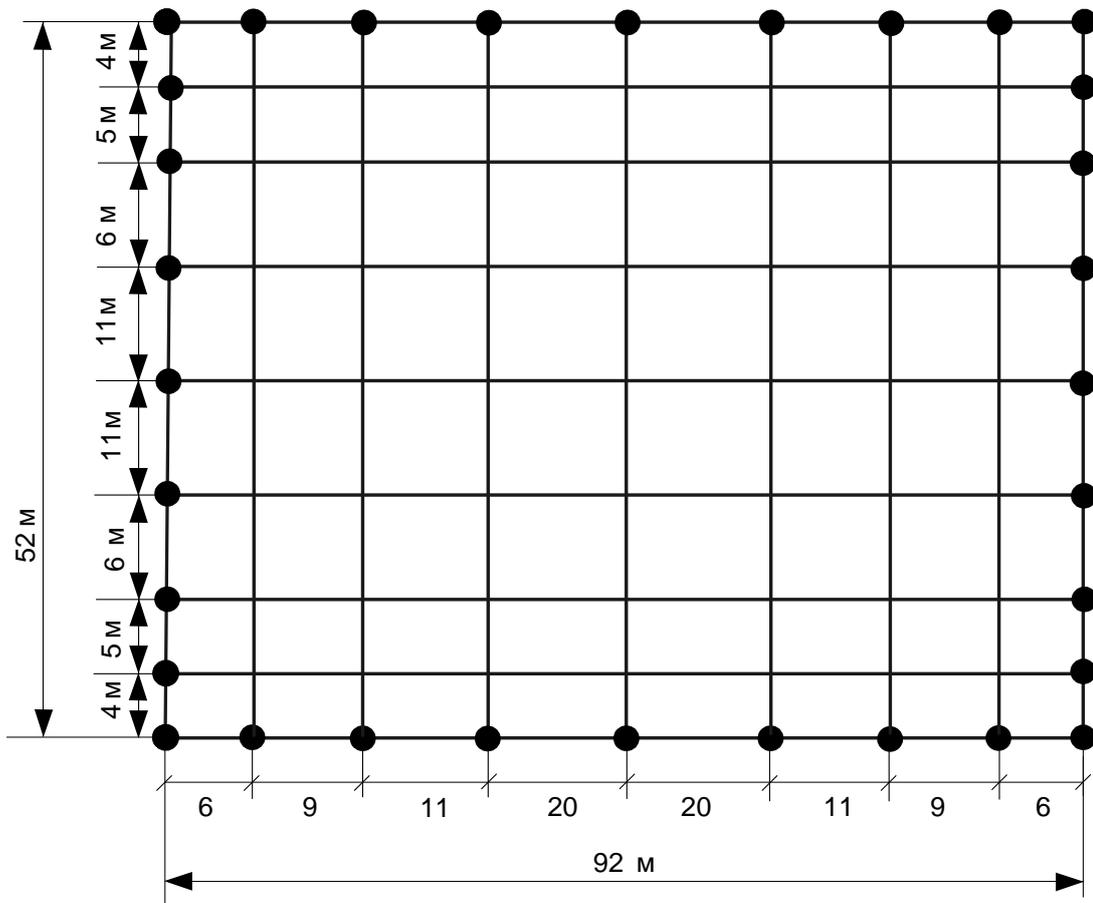


Рисунок 4.4 – План заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p/n_g = 2 \cdot (52+92)/32 = 9,0 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\begin{aligned}\rho_1/\rho_2 &= 700/140 = 5; \\ a/l_g &= 9,0/4,5 = 2; \\ \sqrt{S} &= \sqrt{4784} = 69,2 \text{ (м)}.\end{aligned}$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{uz} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B},$$

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

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

L_2, L_6 – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1,$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5;$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,7}{69,2} = 0,075 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,075 = 0,321;$$

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

$$L_2 + L_6 = (52 \cdot 9 + 92 \cdot 9) + 32 \cdot 4,5 = 1440 \text{ м.}$$

З [5] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,48$.

$$\rho_{екв} = 1,48 \cdot 140 = 207,2 \text{ Ом·м.}$$

$$R_{uz} = 0,321 \cdot 207,2 / 69,2 + 207,2 / 1440 = 1,105 \text{ Ом} > R_{3.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

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

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

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

$$R'_3 = \frac{1,105 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,105 \cdot 1,1 + 1,105 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,38 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проекрованої станції

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл. 5.1.1 При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл. 5.1.1 Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до ЕС порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних ЕС.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку рекомендується виконувати в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

В магістерській кваліфікаційній роботі будемо користуватись даними з методички [14], враховуючи ріст інфляції, знецінення державної валюти та інших економічних факторів приймаємо вартісні дані методички у грн. як еквівалент валюти Євро на наш час один до одного.

Таблиця 5.1.1. Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	Тип	В % від другого розділу	В тому числі по видах витрат, тис. євро			
			будівельно-монтажні роботи	обладнання	інші витрати	загальна вартість, тис. євро
1. Підготовка території будівництва	ГЕС	4,0	1086	44	1042	2172
2. Об'єкти основного виробничого призначення	ГЕС	820	39371	14662	272	54305
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	ГЕС	2,0	869	217	-	1086
4. Об'єкти енергетичного господарства	ГЕС	1,0	489	54	-	543
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	ГЕС	5,0	2579	136	-	2715
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	ГЕС	1,0	516	27	-	543
7. Благоустрій території	ГЕС	1,0	543	-	-	543
8. Тимчасові будівлі та споруди	ГЕС	15,0	6517	815	815	8146
9. Інші роботи та витрати	ГЕС	10,0	-	-	5430	5430
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	ГЕС	0,5	-	-	272	272
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	ГЕС	0,1	-	-	54	54
12. Проектні та пошукові роботи	ГЕС	10,0	-	-	5430	5430
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	ГЕС	9,0	-	-	4887	4887
Всього по розділу А – промислове будівництво	-	-	51970	15955	18203	86127
В т.ч. поворотні суми	-	5,0	2599	-	-	2599
Всього	-	-	49371	15955	18203	83528

При розширенні ЕС капітальні вкладення по наближеній методиці для ГЕС визначають як вартість нового будівництва з поправочним коефіцієнтом 0,8.

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{\text{ншт}} = \frac{K_{\Sigma}^{EC}}{N_{\text{вст}}}; \quad (5.1)$$

$$K_{\text{ншт}} = \frac{83528000}{66 \cdot 10^3} = 1261 \left(\frac{\text{євро}}{\text{кВт}} \right),$$

де K_{Σ}^{EC} - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, євро; $N_{\text{вст}}$ - встановлена потужність ЕС, кВт.

5.2 Визначення собівартості електроенергії на станції

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовому та магістерській кваліфікаційній роботі рекомендується використовувати методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

5.2.1 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об’ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на чотири групи: 1 – будівлі, споруди і передавальні пристрої; 2 - транспорт, запасні частини до нього, меблі, офісне обладнання; 3 – інші ОФ, які не входять у 1-шу, 2-гу та 4-ту групу; 4 – ЕОМ, інші машини для автоматичного оброблення інформації, засоби зчитування або друку інформації, комп’ютерні програми та засоби, вартість яких перевищує вартість малоцінних товарів. У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 2%, 2 група - 10%, 3 група - 6%, 4 група – 15%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вищеприведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл 5.1.1) по слідуючих формулах:

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

$$ОФ_2 = \sum K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (K_{БРМ} - K_{БРМ5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш.}; \quad (5.4)$$

$$ОФ_4 = \sum K_{інш.}; \quad (5.5)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (49370 - 2579) = 28262,18;$$

$$ОФ_2 = 15954,6;$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (49370 - 2579) + (15954 - 135) + 5430 = 39965,72;$$

$$ОФ_4 = 18202.$$

де $K_{БРМ}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БРМ5}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.2.1; $\sum K_5$ – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ – вартість обладнання ЕС; $K_{обл5.}$ – вартість обладнання ЕС по п'ятому розділу табл.2.1; $K_{інш.}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС; $\sum K_{інш.}$ – інші витрати на побудову ЕС по всім розділам табл. 5.1.1.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань рекомендується виконати у табличній формі (табл. 5.2.1).

Таблиця 5.2.1. Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ, тис. євро	Норма амортизації, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис. євро
Ф1	28075	2	561,497
Ф2	15955	10	1595,47
Ф3	39966	15	5994,91
Ф4	18203	6	1092,17
Всього:	102199		9244,05

5.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів вибирається для ГЕС по табл.3[1]. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$\begin{aligned}
 Ч &= \sum K_{шт.і} \cdot N_{вст.і}, \\
 Ч &= 0,54 \cdot 66 = 36
 \end{aligned}
 \tag{5.6}$$

де $K_{шт.і}$ – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.і}$ – сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Таблиця 5.2.2. Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ГЕС різного типу.

Категорія працівників	Тип електростанції	
	ГЕС	Кількість чоловік
Робітники	84,2 %	28
ІТР	12 %	5
Службовці	3 %	2
МОП	0,8 %	1

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

$$\begin{aligned}
 S_{ЗП} &= \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \\
 S_{ЗП \text{ робітники}} &= 12 \cdot 200 \cdot 28 = 67200 \text{ (євро)}, \\
 S_{ЗП \text{ ІТР}} &= 12 \cdot 230 \cdot 5 = 13800 \text{ (євро)}, \\
 S_{ЗП \text{ службовці}} &= 12 \cdot 300 \cdot 2 = 7200 \text{ (євро)},
 \end{aligned}
 \tag{5.7}$$

$$S_{ЗП\ МОП} = 12 \cdot 130 \cdot 1 = 1560 \text{ (євро)}.$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії; n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Таблиця 7.2.4. Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, євро
Робітники	28	67200
ІТР	5	13800
Службовці	2	7200
МОП	1	1560

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5 по формулі:

$$I_{ЗП} = (1,57(S_{ЗП\ роб.} + S_{ЗП\ МОП}) + 1,80(S_{ЗП\ ІТР} + S_{ЗП\ сл.})) \times K_k \times K_B, \quad (5.8)$$

$$I_{ЗП} = (1,57(67200 + 15600) + 1,80(13800 + 7200)) \times 0,7 \times 1,375 = 137700 \text{ (євро)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату; k_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7); $k_B = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

5.2.3 Інші затрати

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

$$I_{in} = \frac{(I_a + I_{zn})I}{100}; \quad (5.9)$$

$$I_{in} = \frac{(9244053 + 137700) \cdot 46}{100} = 4315646,62 \text{ (євро)}.$$

де I_n – відсоток інших витрат, що визначається по графіку з методички [1].

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В роботі 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 дорівнюють:

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

$$I = 9244053 + 137700 + 4315646,62 = 13344003 \text{ (євро)}.$$

Собівартість вироблення електроенергії на ГЕС:

$$C = \frac{I}{E_{відп}}, \quad (5.11)$$

$$C = \frac{13344003 \cdot 100 \cdot 10,5}{26084164 \cdot 10^3} = 1,37 \text{ (грн/кВт.год)}$$

Таблиця 5.2.5. Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, євро	Собівартість енергії	
		грн/кВт год	%
Амортизація	9244053	0,92	67,487
Заробітна плата	137700	0,014	1,006
Інші витрати	4315646,62	0,42	31,507
Разом	13344003	1,374	100

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними

показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.3.1.

Таблиця 5.3.1. Основні техніко-економічні показники ЕС.

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	66
Річний виробіток електроенергії	МВт год	260841,64
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,03
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,85
Кошторисна вартість промислового будівництва	євро	83528000
Питомі капітальні вкладення	євро/кВт	1261
Собівартість відпущеної енергії	грн./кВт.год	1,374

ВИСНОВКИ

В даному магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано ГЕС, встановлена потужність якої 66 МВт.

В електротехнічній частині розраховано графіки навантаження електростанції, а також обчислено основні показники роботи станції.

На станції було обрано для встановлення основне обладнання. Було обрано структурну схему ГЕС на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 110 кВ через три повітряних лінії. Далі обрана схема власних потреб ЕС. Проведено розрахунок струмів короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Здійснено вибір струмоведучих частин, контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї. Розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ 110 кВ.

В техніко-економічній частині проекту визначена сума капіталовкладень у будівництво станції, собівартість вироблення електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, заробітної плати та інших витрат.

Таким чином, спроектована ГЕС відповідає нормам надійності і якості постачання електроенергії з новітнім обладнанням. Станція безпечна в експлуатації з дотриманням всіх норм охорони праці і безпеки персоналу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
5. 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.
6. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
7. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П., Довгань В. П. Електричні машини. Дніпропетровськ, 2003. 329 с.
8. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
9. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Київ, Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
10. Electrical energy storage, White paper, International Electrotechnical Commission, Geneve 2011, <www.iec.ch>
11. IEEE Std 1547.2-2008, IEEE Application Guide for IEEE Std 1547,

IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,2009

12. Erbach, G. (2019). Energy storage and sector coupling. EPRSj European Parliamentary Research Service.

13. China Energy Storage Alliance (CNESA). CNESA Global Energy Storage Market Analysis—2019.Q4 (Summary). 2020. Available online: <http://en.cnesa.org/latest-news/2020/5/28/cnesa-global-energy-storagemarket-analysis-2020q1-summary> (accessed on 15 October 2020).

14. Eurostat, 2021.

15. Schill, W.-P., & Zerrahn, A. (2018). Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 83, 156–171. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.205>.

16. EASE-EERA recommendations for a Energy Storage Technology Development Roadmap.

17. Augustine, Chad, and Nate Blair. Energy Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5700-78694. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf>.

18. Henok Ayele Behabtu, Maarten Messagie, Thierry Coosemans, Maitane Berecibar, Kinde Anlay Fante, Abraham Alem Kebede and Joeri Van Mierlo A Review of Energy Storage Technologies Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration, *Sustainability* **2020**, 12, 10511

19. U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information Available electronically at OSTI.gov <http://www.osti.gov>

20. Sandia National Laboratories: Exceptional Service in the National Interest. Sandia National Laboratories. URL: <https://www.sandia.gov/> (date of access: 02.03.2023).

21. EASE-EERA recommendations for a Energy Storage Technology Development Roadmap.

22. US Department of energy: Global Energy Storage Database, 2016

23. Sabihuddin, S.; Kiprakis, A.E.; Mueller, M. A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies* 2015, 8, 172–216.

24. Luo, X.; Wang, J.; Dooner, M.; Clarke, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Appl. Energy* 2015, 137, 511–536.

25. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах: навч. посіб. / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

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

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

28. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

29. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

30. 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 ГЕС з генераторами типу ВГС 525/84-32 та дослідженням вимикачів серії ВГБ-35»

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)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Лесько В. О.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	85,48 %
Загальна схожість	14,52 %

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

Автор Бурлака Р. Є.
(підпис)

Бурлака Р. Є.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку Вишневецький С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

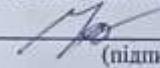
Експерт Лесько В. О.
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

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.)

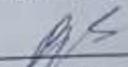

(підпис)
«21» 09 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

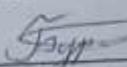
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Електрична частина гідроелектростанції з генераторами типу ВГС 525/84-32 та дослідженням вимикачів серії ВГБ-35»
08-21.МКР.001.00.004 ТЗ

Керівник проекту: к.т.н., доцент каф. ЕСС


(підпис) Владислав Лесько

Виконавець: ст. гр. ЕС-24м


(підпис) Ростислав БУРЛАКА

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що гідроелектростанції потужністю 66 МВт є ключовими елементами відновлюваної енергетики України, забезпечуючи стабільне постачання електроенергії в умовах зростання попиту та інтеграції з ВДЕ. б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи

2. Мета і призначення МКР

а) мета – розробити та дослідити електричну частину гідроелектростанції потужністю 66 МВт з аналізом елегазових вимикачів для забезпечення надійної та ефективної роботи станції.

б) призначення розробки – створення практичних рекомендацій щодо впровадження сучасних елегазових вимикачів, що підвищить надійність ГЕС, зменшить ризики аварій і оптимізує експлуатацію в реальних умовах.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. CHAPTER –7 CONTROL AND PROTECTION OF HYDRO ELECTRIC STATION

4. Технічні вимоги до виконання МКР

– технічне завдання: відстань до енергосистеми 35 км; вид промисловості району – легка промисловість; максимальне навантаження району 6 МВт; напруга мережі району 35 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 50 МВт; номінальна потужність системи 18300 МВА; номінальний опір системи 0,3 в.о.; номінальна напруга системи 110 кВ.

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

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	03.09.2025	07.09.2025	формування технічного завдання
2	Вступ. Огляд літературних джерел	08.09.2025	20.09.2025	розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	06.10.2025	23.10.2025	розділ 2 ПЗ
4	Елегазові вимикачі	24.10.2025	09.11.2025	розділ 3 ПЗ
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	10.11.2025	16.11.2025	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	17.11.2025	23.11.2025	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	24.11.2025	26.11.2025	плакати, презентація
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	27.11.2025	28.11.2025	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	29.11.2025	30.11.2025	Відгук опонента
10	Рецензування МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується розробка методів підвищення надійності роботи елегазового обладнання для ГЕС 66 МВт, обґрунтування вибору обладнання (генератори, трансформатори, вимикачі), розрахункові графіки навантажень.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

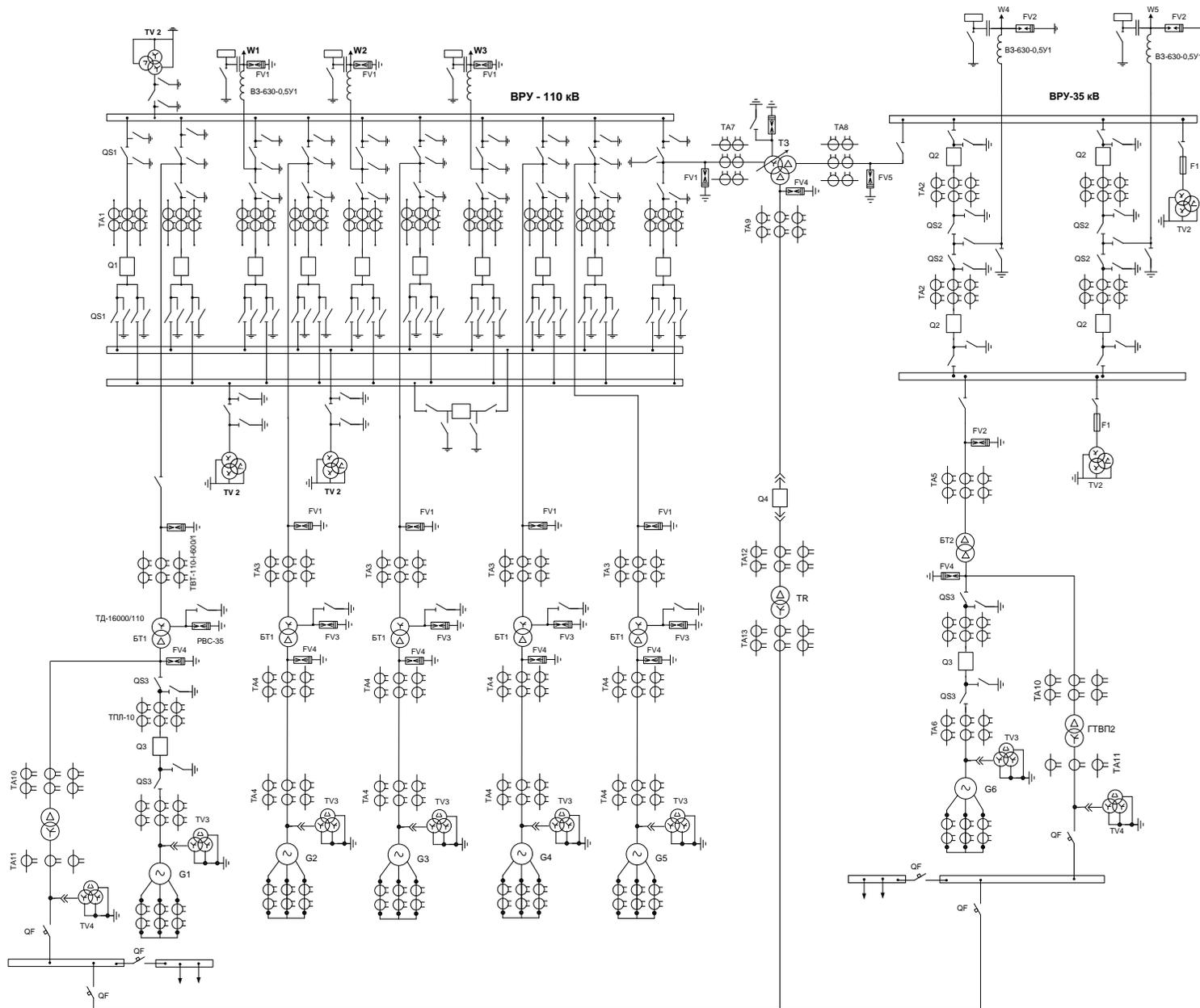
10. Вимоги до оформлення МКР

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

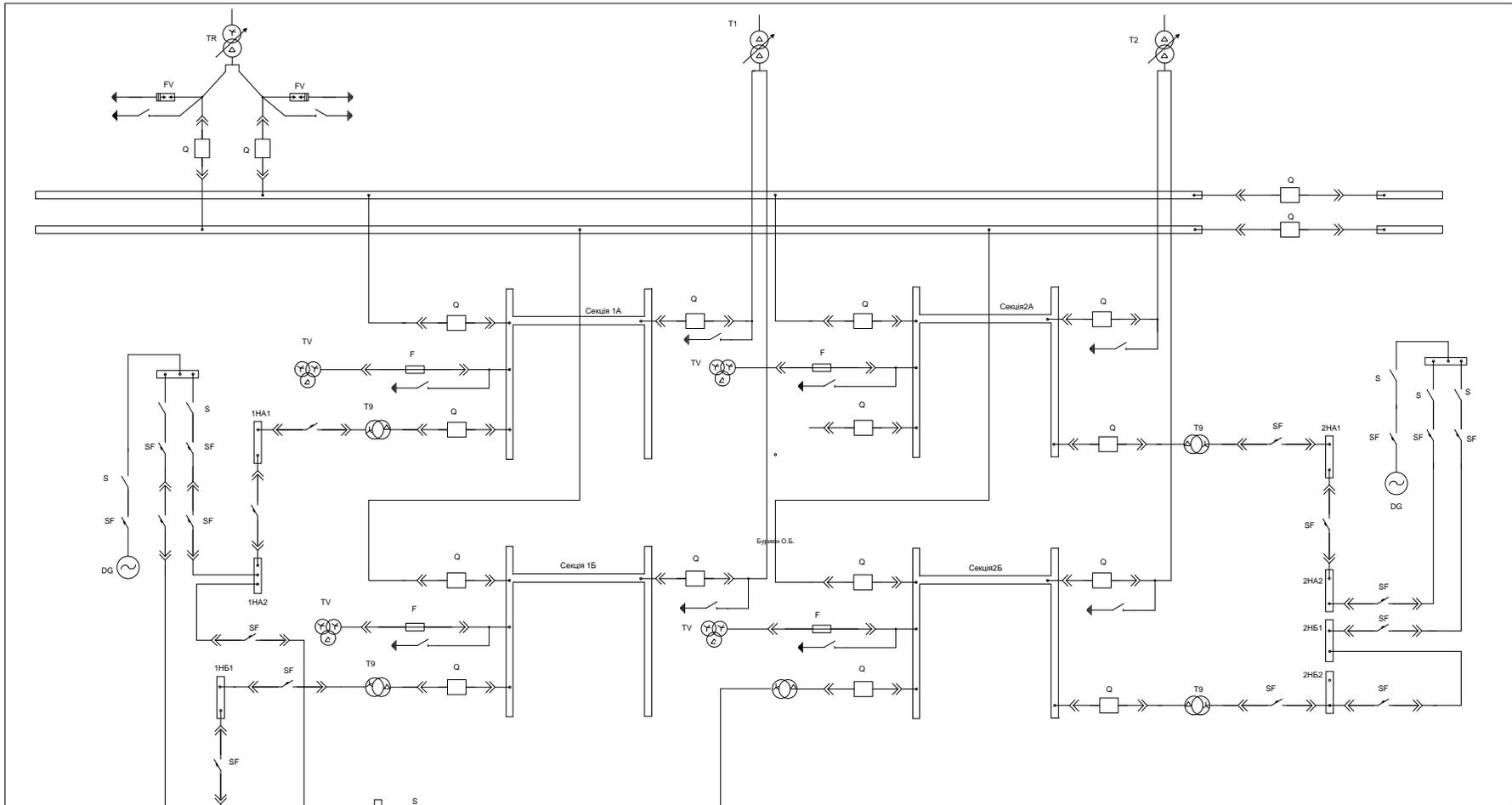
11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Додаток в
Ілюстративна частина

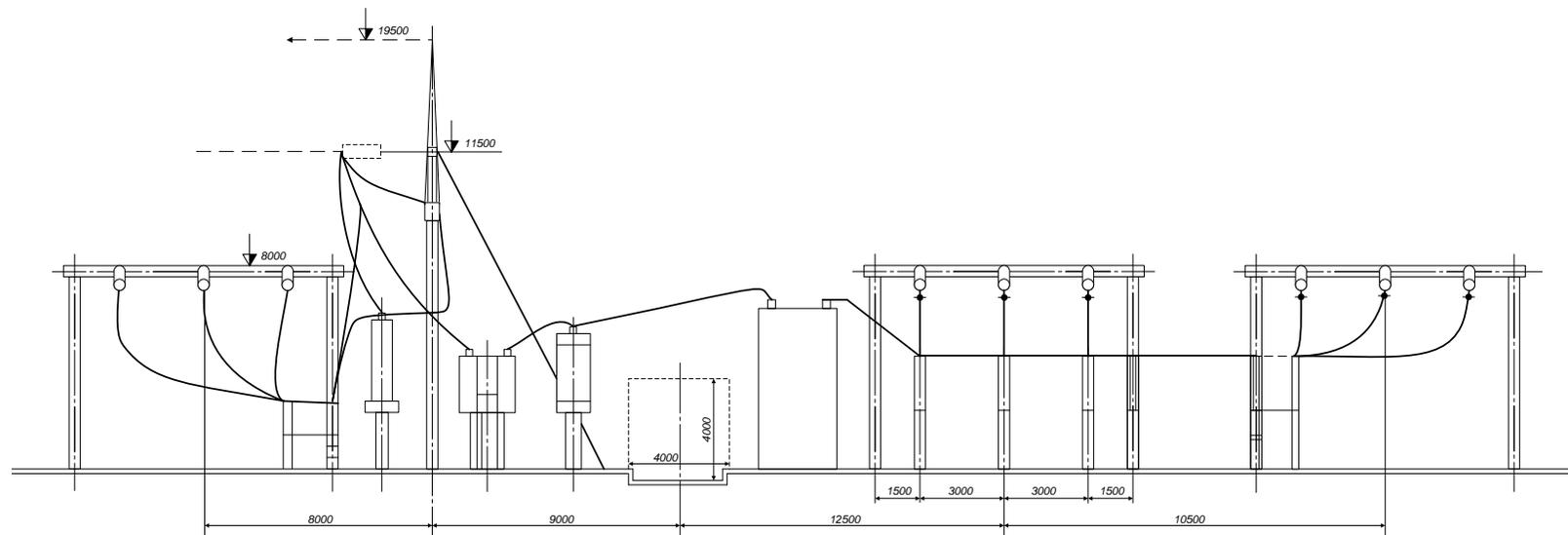
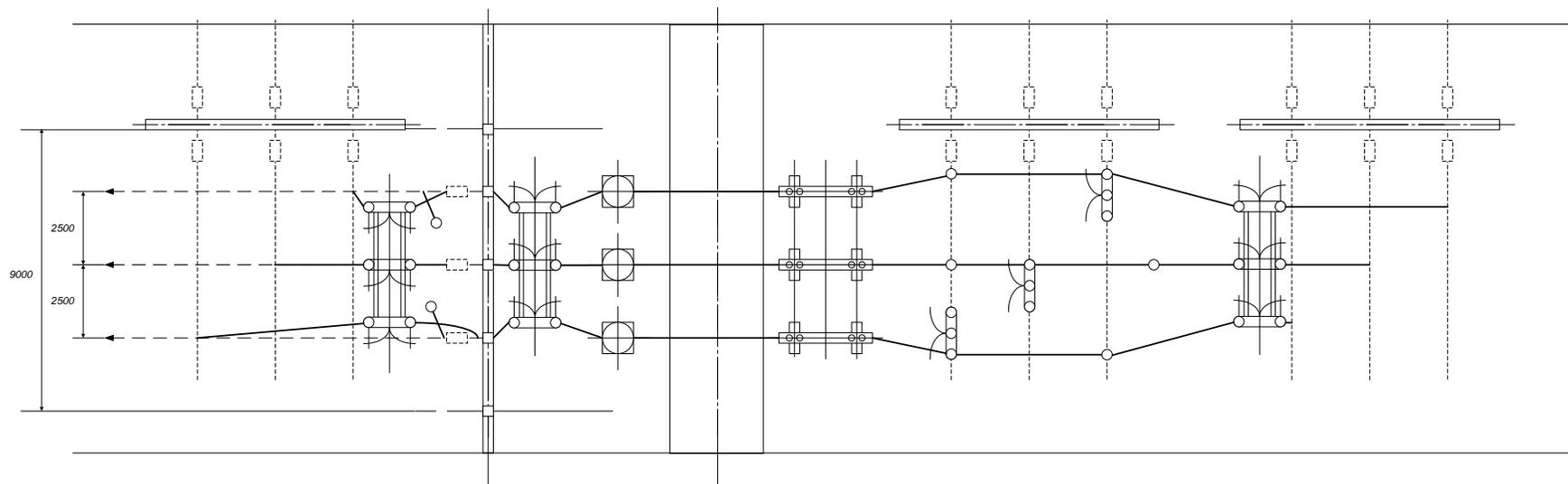


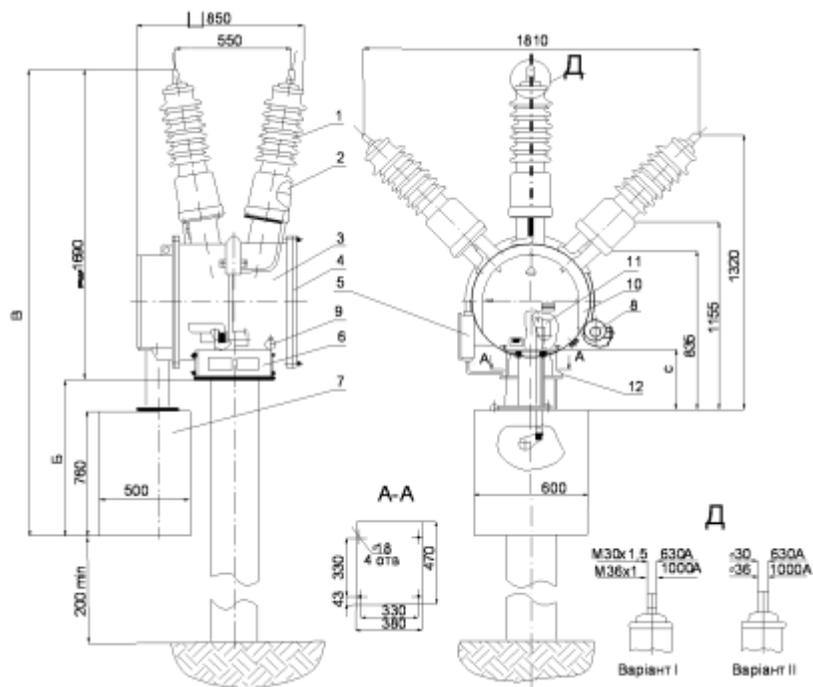
ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
G1-G6	ГЕНЕРАТОР	ВГС 525/84-32
T3	ТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ	ТДТН-16000/110
BT1	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТД-16000/110
BT2	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТД-16000/35
ГТВ1,2	ГОЛОВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТС3-630/10
TR	ПУСКОРЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТС3-1000/10
FV1	РОЗРЯДНИК	РВМГ-110МВ/1
FV2	РОЗРЯДНИК	РВС-35У1
FV3	РОЗРЯДНИК	РВД-10У1
FV4	РОЗРЯДНИК	РВД-10У1
TV1	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НФФ-110-83У1
TV2	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОМ-35-72У1
TV3	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОЛ.06-10У3
TV4	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НОС-0.5У3
TA1	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВ-110
TA2	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТФ3М-35-У1
TA3,7	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-110-1
TA4,6,9	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШЛ-10
TA5,8	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-35-1
TA10,12	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТПЛ-10
TA11	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТК-40
TA13	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТК-40
Q1	ВИМИКАЧ	ВГБУ-110У1
Q2	ВИМИКАЧ	ВР35НС
Q3	ВИМИКАЧ	МГТ-10-2000
Q4	ВИМИКАЧ	ВР2
QF	ВИМИКАЧ АВТОМАТИЧНИЙ	ЭОВВ
QS1	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНДЗ.1-110/1000У1
QS2	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНДЗ.1-35/1000У3
QS3	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РВРЗ-1-10/4000У3
F1	ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПКН-20



ПОЗ.	ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	КІЛ	ПРИМІТКИ
TR		ПУСКОРЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРТОР СН	1	ТРДНС 32000/35
T1-T2		РОБОЧИЙ ТСН	2	ТРДНС-25000/35
T9		РОБОЧИЙ ТСН 6-10 кВ	5	ТМ-250
Q		ВИМИКАЧ	18	ВЗ-6-40/3200У3
FV		РОЗРЯДНИК	2	РВМГ-110МУ1
F		ЗАПОБІЖНИК	4	ПКТ-6
TV		ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	4	ТШЛ-10
DG		ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОР	2	
SF		АВТОМАТ	20	АВМ
S		РУБИЛЬНИК	7	

№	Дист.	№ документа	Підпис	Дата	Лист	Міся	Міся
Розробив					Схема власних потреб 6 і 0,4 кВ		
Перевірив					Лист	Міся	Міся
Конт.							
Технік							
Затвердив							
Розробив							





1 – введення; 2 – трансформатор струму; 3 – бак; 4 – фланець;
 5 – клемна коробка; 6 – пристрій підігріву; 7 – шафа з приводом;
 8 – сигналізатор щільності; 9 – клапан автономної герметизації;
 10 – кришка; 11 – механізм; 12 – болт заземлення.

Найменування параметра	Значення
Номинальна напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	50,5
Номинальний струм, А	630 або 1000
Номинальний струм відключення, кА	12,5
Власний час відключення, с	0,04±0,005
Повний час відключення, с	0,065
Мінімальна безструмова пауза при АПВ, с	0,3
УХЛ1	0,8
Маса вимикача, кг	650
Маса елегазу, кг	4

Таблиця 1- Основні техніко-економічні показники ЕС.

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	66
Річний виробіток електроенергії	МВт год	260841,64
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,03
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,85
Кошторисна вартість промислового будівництва	євро	83528000
Питомі капітальні вкладення	євро/кВт	1261
Собівартість відпущеної енергії	грн./кВт.год	1,374