

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з агрегатами типу ВГС 700/80-40 з аналізом захисту гідрогенераторів»

Виконав: студентка 2-го курсу, групи ЕС-23мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Корчак Л. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Томашевський Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« 13 » 06 2025 р.

Опонент: к.т.н., доц. доцент каф. ЕССЕМ

Раденко О. В.

(прізвище та ініціали)

« 16 » 06 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 16 » 06 2025 р.

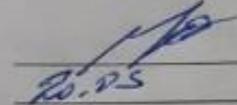
Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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.



20.03.2025 року

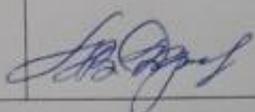
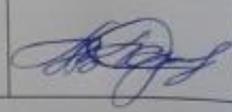
ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Корчак Ларисі Олександрівні _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з агрегатами типу ВГС-700/80-40 з аналізом захисту гідрогенераторів керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Томашевський Ю. В. затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 96
2. Строк подання студентом роботи 10 червня 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 60 км; вид промисловості району – друкарських та оздоблювальних фабрик; максимальна потужність, що віддається в систему 85 МВт; номінальна потужність системи 3800 МВА; номінальний опір системи 0,3 в.о.; номінальна напруга системи 110 кВ; максимальне навантаження місцевого району 5 МВт; номінальна напруга мережі району 10 кВ
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування гес. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист гідрогенератора. 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. Вибір схем ГЕС. 2. Головна схема електричних з'єднань станції. 3. Поперечний розріз головної будівлі станції. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-110 кВ. 5. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ. 6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. 7. Релейний захист і автоматика гідрогенератора ГЕС. 8. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.25	23.03.25	вик.
2	Обґрунтування проектування ГЕС	24.03.25	28.03.25	вик.
3	Електротехнічна частина	29.03.25	15.04.25	вик.
4	Релейний захист гідрогенераторів	16.04.25	25.04.25	вик.
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	26.04.25	05.05.25	вик.
6	Економічна частина	06.05.25	12.05.25	вик.
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.25	22.05.25	вик.
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	23.05.25	01.06.25	вик.
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	02.06.25	04.06.25	вик.
10	Рецензування МКР	05.06.25	10.06.25	вик.
	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи



(підпис)

Л. О. Корчак

Ю.В. Томашевський

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Корчак Лариса Олександрівна «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з агрегатами типу ВГС-700/80-40 з аналізом захисту гідрогенераторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2025. 103 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 32 назв; рис.: 18; табл. 30.

В магістерській кваліфікаційній роботі запроектовано електричну частину гідроелектростанції потужністю 120 МВт з гідроагрегатами типу ВГС-700/80-40. Розроблено обґрунтування проектування електростанції. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень, обрано гідроагрегат. Запропоновано структурну схему станції, схеми відкритих розподільних установок (ВРУ) 110 та 10 кВ, схему живлення власних потреб. Обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею. Виконано розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. Проведено розрахунок релейного захисту гідрогенераторів, які використовують на ГЕС. Розроблено заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок ГЕС.

Ключові слова: гідроелектрична станція, відкрита розподільна установка, релейний захист, власні потреби, заземлювальний пристрій, коротке замикання

ABSTRACT

Korchak Larisa " The electrical part of a 120 MW hydroelectric power plant with units of the BFC 700/80-40 type with analysis of hydrogenerator protection". Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2025. 103 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 32 titles; Fig.: 18; table 30.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 120 MW was developed. The rationale for the design of the power plant has been developed. In the electrical engineering part, electrical load schedules were calculated, and a hydraulic unit was selected. The structure diagram of the station, diagrams of open distribution installation (ODI) 110 and 10 kV, power supply diagram of own needs are proposed. Switching devices, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a storage battery are selected. Calculation of lightning protection and grounding device of ODI-110 kV was performed. The calculation of relay protection of hydrogen generators used at hydroelectric power plants has been carried out. Measures have been developed to ensure reliable and safe operation of hydroelectric power plants.

Keywords: hydroelectric station, open switchgear, relay protection, own needs, grounding device, short circuit

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 120 МВт	9
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	11
2.2 Вибір основного обладнання	15
2.3 Проектування структурної схеми станції.....	16
2.4 Вибір схеми власних потреб станції	22
2.5 Вибір схем ВРУ 10 та 110 кВ.....	23
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	32
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання в РУВП-0,4 кВ	40
2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	44
2.9 Вибір комутаційних апаратів.....	47
2.10 Вибір струмоведучих частин	48
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	54
2.12 Вибір засобів для обмеження перенапруг і високочастотних загороджувачів	57
2.13 Вибір акумуляторної батареї	57
2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ.....	60
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ГІДРОГЕНЕРАТОРА	63
3.1 Види пошкоджень та ненормальних режимів роботи генераторів.....	63
3.2 Вимоги до релейного захисту генераторів	69
3.3 Типи захисних пристроїв синхронних генераторів	72
3.4 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора типу ВГС 700/80-40.....	73
3.4.1 Захист від багаторазових КЗ в обмотці статора та на його виводах	75

3.4.2	Захист від замикань на землю в обмотці статора	77
3.4.3	Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	77
3.4.4	Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ.....	78
3.4.5	Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень.....	78
3.4.6	Захист обмотки статора від симетричних перевантажень.....	79
3.4.7	Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора.....	80
3.4.8	Захист від втрат збудження.....	80
3.4.9	Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора.....	81
3.4.10	Захист кіл ротора.....	81
3.4.11	Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі	82
3.5	Пристрої релейного захисту ГЕС	82
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК		84
4.1	Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням пристроїв релейного захисту ГЕС потужністю 120 МВт	84
4.2	Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування пристроїв релейного захисту ЛЕП ГЕС потужністю 120 МВт.....	86
4.2.1	Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	86
4.2.2	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	87
4.3	Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ	87
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....		91
5.1	Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	91
5.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції	92
5.2.1	Амортизація основних фондів.....	93
5.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати.....	94
5.2.3	Інші витрати.....	96
5.2.4	Визначення собівартості відпущеної електроенергії	97
5.3	Аналіз отриманих результатів.....	97
ВИСНОВКИ		99

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	100
Додаток А. Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	104
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР	105
Додаток В. Ілюстративна частина	109

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;

БТ – блочний трансформатор;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;

ГГ – гідрогенератор;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ГТВП – головний трансформатор власних потреб

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

РЗА – релейний захист і автоматика;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму

ВСТУП

Актуальність теми. З початком повномасштабної війни в Україні енергетична галузь зазнала значних випробувань. Особливо це стосується гідроенергетики, яка відіграє ключову роль у забезпеченні стабільності енергосистеми. Тому важливо проаналізувати основні виклики, з якими стикається гідроенергетика, та загальний стан енергетичної сфери країни.

Гідроелектростанції (ГЕС) в Україні виконують важливу роль балансування енергосистеми, особливо в пікові періоди споживання. Однак війна внесла суттєві корективи в їхню роботу. Зокрема, руйнування Каховської ГЕС у червні 2023 року призвело до масштабних екологічних та економічних наслідків, включаючи затоплення населених пунктів, втрату сільськогосподарських угідь та порушення водопостачання в регіоні.

Крім того, гідроенергетика стикається з проблемами, пов'язаними з рекордним маловоддям, що ускладнює виробництво електроенергії та знижує ефективність роботи ГЕС [1, 2].

Війна завдала значних збитків енергетичній інфраструктурі України. Масовані обстріли призвели до пошкодження та знищення багатьох об'єктів генерації та передачі електроенергії. За даними досліджень, Україна втратила понад 90% вітрової генерації, три чверті теплової та майже половину атомної енергії.

Ці втрати спричинили дефіцит електроенергії, що призвело до відключень та обмежень у постачанні. Крім того, пошкодження інфраструктури ускладнило експорт електроенергії до сусідніх країн, що негативно вплинуло на економіку.

Для відновлення та розвитку енергетичної галузі України необхідно виконати багато пунктів, наприклад [3]:

1. Інвестувати у відновлення пошкоджених об'єктів та модернізацію інфраструктури.

2. Розвивати відновлювані джерела енергії, зокрема малу гідроенергетику, яка має значний потенціал для забезпечення енергетичної незалежності.

3. Забезпечити правову підтримку та сприятливі умови для інвесторів у сфері енергетики .

4. Підвищити стійкість енергосистеми до можливих загроз, включаючи кібербезпеку та захист критичної інфраструктури.

Гідроенергетика та загалом енергетична галузь України переживають складний період через війну. Однак, завдяки стратегічному плануванню, інвестиціям та міжнародній підтримці, країна має можливість відновити та зміцнити свою енергетичну незалежність, забезпечуючи стабільне постачання електроенергії для населення та економіки [4-6].

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

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України за рахунок проектування та будівництва електричної частини гідроелектростанції потужністю 120 МВт та аналіз релейного захисту гідрогенератора.

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

– проаналізувати методи та засоби проектування електричної частини гідроелектростанцій;

– проектування головної схеми електричних з'єднань ГЕС потужністю 120 МВт; проектування системи живлення власних потреб електростанції;

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

- аналіз та розрахунок релейного захисту гідрогенератора ГЕС;
- розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок ГЕС;
- розрахувати техніко-економічних показників ГЕС потужністю 120 МВт.

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

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричної частини ГЕС.

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

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [7], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2025)» (м. Вінниця, 2025) [7].

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 120 МВт

У сучасних умовах енергетична безпека України набуває особливого значення, впливаючи на економічне функціонування та зростання держави. Під час відновлення країни енергетика стане ключовим чинником якості життя громадян. Правильний підхід до відновлення енергетичної галузі сприятиме розвитку енергетичної автономії України та зміцненню енергетичної незалежності Європейського Союзу [8].

Згідно з прогнозами науковців, світова енергетика демонструє тенденцію до зростання частки електроенергії, особливо з екологічно чистих джерел. Це відповідає курсу на декарбонізацію енергетичних систем. Зростає конкуренція між традиційними джерелами енергії та відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), хоча традиційні теплові, атомні електростанції та гідроелектростанції залишаються основою електрогенерації.

Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2035 року, розвиток енергетичної галузі спрямований на адаптацію до нового ринку електроенергії та інтеграцію об'єднаної енергетичної системи України з європейською енергетичною системою [1, 3]. Досягнутий прогрес у цьому напрямку дозволяє підтримувати стабільність енергосистеми та ефективне функціонування ринку електроенергії.

Гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакумуючі електростанції (ГАЕС) забезпечують гнучкість енергосистеми та маневрені потужності, що дозволяє регулювати частоту та покривати змінні добові графіки навантажень. ГЕС відзначаються високим коефіцієнтом корисної дії, можливістю регулювання частоти в системі, відновлюваністю ресурсів та мінімальним впливом на навколишнє середовище. Тому їх реконструкція та розвиток є ключовими для забезпечення стійкості та енергоефективності енергетичної системи України.

Насамперед, гідроелектростанції відзначаються високим коефіцієнтом корисної дії, можливістю регулювання частоти в системі, відновлюваністю

ресурсів та мінімальним впливом на навколишнє середовище. Тому їхня реконструкція та розвиток є ключовим для забезпечення стійкості та енергоефективності енергетичної системи України.

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

Гідроелектростанції мають низку переваг [4, 9, 10], таких як:

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

Проектування та будівництво нових гідроелектростанцій, зокрема потужністю 120 МВт, може стати важливим кроком у забезпеченні енергетичної безпеки України та підвищенні її енергоефективності, сприяючи розвитку стабільної та сталої енергетичної системи відповідно до стратегії до 2035 року.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

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

Під час розрахунку графіків навантажень приймаємо відносну величину постійних та змінних втрат [11]:

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

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

Втрати постійні визначають за виразами:

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

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

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

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

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

Потужність яка видається до шин розподільних установок різних напруг

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

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

Продовження таблиці 2.1

Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	ПВ	0,15	0,24	0,30	0,24	0,30	0,22	0,24	0,19
	МВ	0,13	0,22	0,27	0,22	0,27	0,19	0,22	0,17
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	ПВ	3,70	4,79	5,35	4,79	5,35	4,52	4,79	4,24
	МВ	3,43	4,52	5,07	4,52	5,07	4,24	4,52	3,97
Потужність, що віддається в систему, %	ПВ	95	100	100	100	100	100	100	90
	МВ	20	30	30	30	30	30	30	20
Потужність, що віддається в систему, МВт	ПВ	80,75	85	85	85	85	85	85	76,5
	МВ	17	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	17
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	ПВ	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	МВ	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	ПВ	0-7	7-11	11-14	14-16	16-18	18-19	19-22	22-24
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	МВ	10,74	11,90	11,90	11,90	11,90	11,90	11,90	9,64
	ПВ	0,48	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	0,48
Потужність, що віддається в систему	МВ	93,19	98,60	98,60	98,60	98,60	98,60	98,60	87,84
	ПВ	19,18	28,27	28,27	28,27	28,27	28,27	28,27	19,18
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	МВ	96,89	103,39	103,95	103,39	103,95	103,12	103,39	92,08
	ПВ	22,60	32,79	33,34	32,79	33,34	32,51	32,79	23,14
Витрати на власні потреби, МВт	МВ	1,84	1,91	1,91	1,91	1,91	1,90	1,91	1,79
	ПВ	1,07	1,17	1,18	1,17	1,18	1,17	1,17	1,07
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	МВ	98,73	105,30	105,86	105,30	105,86	105,02	105,30	93,87
	ПВ	23,67	33,96	34,52	33,96	34,52	33,68	33,96	24,22

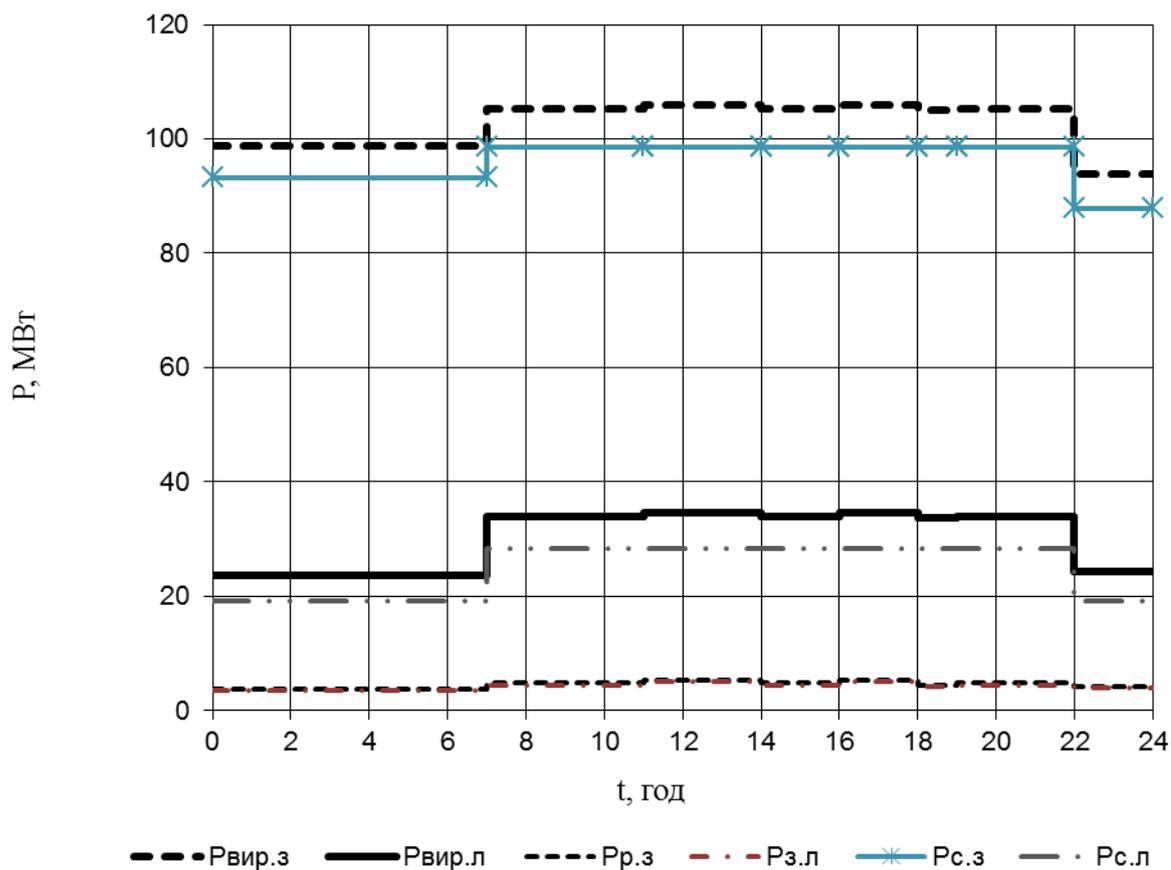
Примітки:

- а) тривалість багатоводного сезону – 90 діб;
- б) тривалість маловодного сезону – 275 діб;
- в) ПВ – повноводний період року, МВ – маловодий.

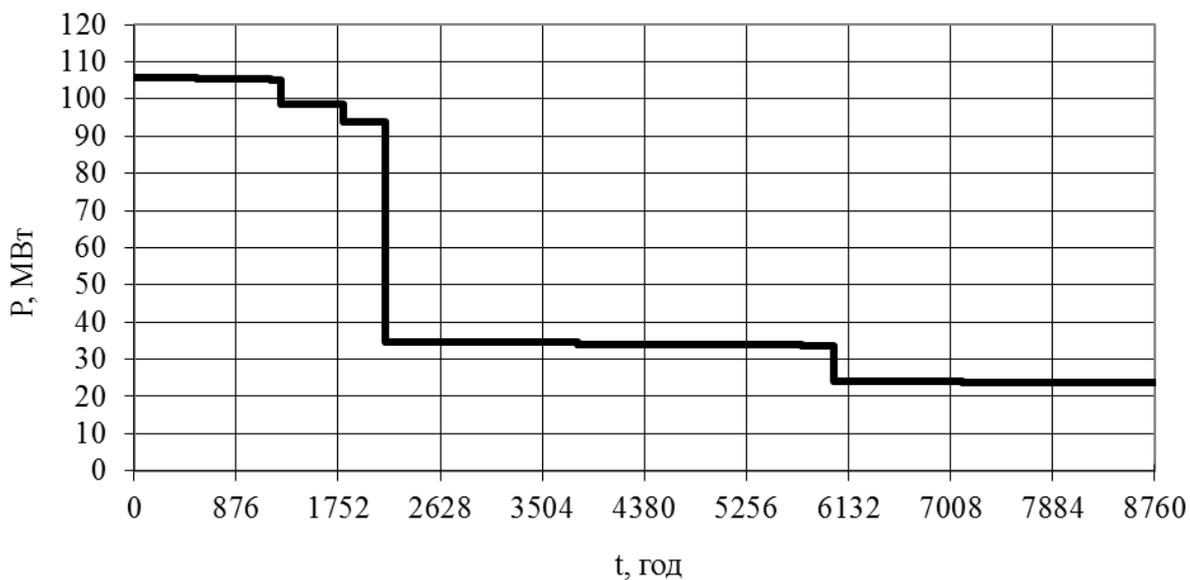
Розрахункові дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	105,86	105,3	105,02	98,73	93,87	34,52	33,96	33,68	24,22	23,67
t, год	1375	2475	275	1925	550	450	810	90	180	630
t _Σ , год	1375	3850	4125	6050	6600	7050	7860	7950	8130	8760



а) добові графіки електричних навантажень



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Добові та річний графіки електричних навантажень ГЕС

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	105,86
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вир t_i} \cdot t_i$	417347,8
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{вст}$	120
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$	47,64
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$	0,45
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_6 = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$	0,40
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$	3942,37
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$	3477,90
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,13
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i$	13202,40
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид. p} = E_p - E_{ВПp}$	404145,42
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	2353

2.2 Вибір основного обладнання

Обираємо основне обладнання (гідроагрегати) однотипним, тому що при цьому забезпечується зручність експлуатації, покращуються умови ремонту. До основного енергетичного обладнання ГЕС відносяться гідрогенератори.

Згідно завдання обираємо гідрогенератор типу ВГС 700/80-40. Основні параметри даного типу генератора беремо з [11]. Основні характеристики генератора наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні характеристики генератора

Тип гідрогенератора	ВГС-700/80-40
$S_{Г.ном}$, МВА	23,5
$P_{Г.ном}$, МВт	20
$U_{Г.ном}$, кВ	10,5
$\cos \varphi_{ном}$	0,85
η , %	96,7
$n_{ном}$, об/хв	150
Опори в.о.:	
x''_{d*}	0,23
x'_{d*}	0,35
x_{d*}	0,97
ВКЗ	1,1
$I_{фном}$, А	930
$U_{фном}$, В	165
K_f	1,8
Система збудження	електромашинна
турбіна	П-Л

2.3 Проектування структурної схеми станції

Визначаємо кількість ліній електропередачі повітряних, що відходять від розподільних установок (РУ) ЕС:

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

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

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

$$n_{лен110} = \frac{98,6}{100} + 1 = 1,9 \approx 2 \text{ (шт.)};$$

$$n_{лен10} = \frac{5,35}{3} + 1 = 2,78 \approx 3 \text{ (лінії)}.$$

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

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

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

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

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

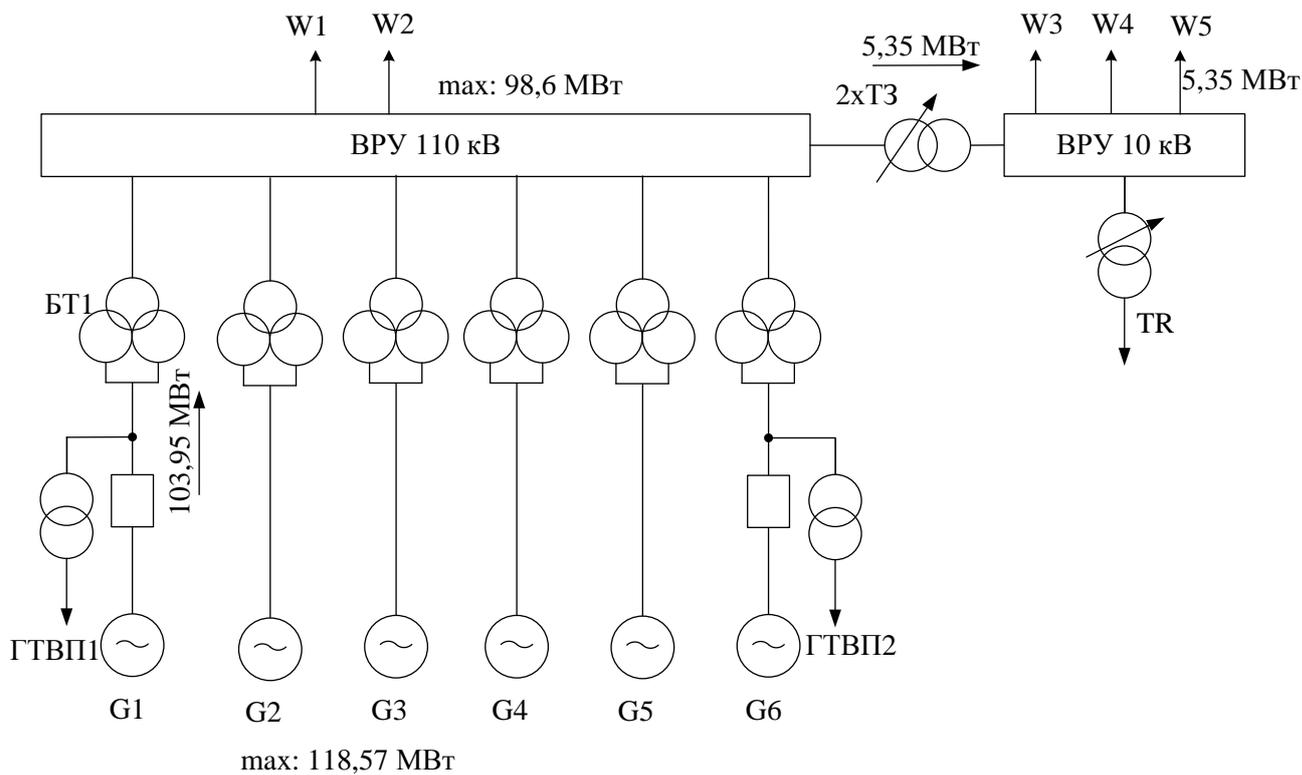
$P_{Г.ном}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 20 = 0,84 \text{ МВА.}$$

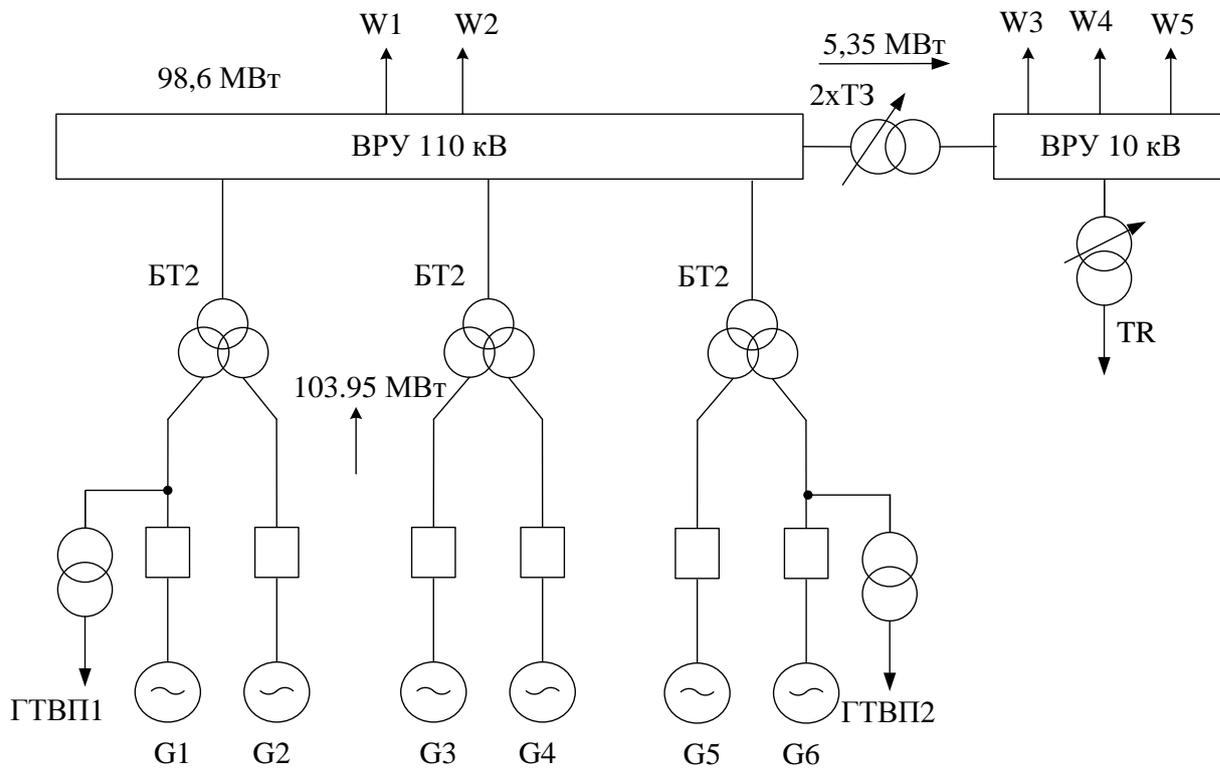
Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [12]:

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

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,84 = 1,327 \text{ МВА.}$$



а)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{BT1.розр} = 23,5 \text{ МВА};$$

$$S_{BT2.розр} = 23,5 \cdot 2 = 47 \text{ МВА}.$$

Вибір трансформатора зв'язку:

$$S_{ТЗ} = 5,35/0,85 = 6,29 \text{ (МВА)}.$$

Параметри та типи обраних трансформаторів наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$, кВ	U_k %	ΔP_x кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт	I_x , %	n, шт
BT1	ТРДН-25000/110	25	$\frac{115}{10,5-10,5}$	10,5	25	120	0,65	6/-
BT2	ТРДН-63000/110	63	$\frac{115}{10,5-10,5}$	10,5	50	245	0,7	-/3
ТЗ	ТМН-6300	6,3	121/11	10,5	10	44	1,2	2/2
ГТВП	ТСЗС-1000/10	1,0	10/0,4	8	3,0	12	2	2/2
TR	ТМН-1600/10	1,6	10/0,4	6,5	2,9	18	1,3	1/1

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

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

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

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

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(Z)$ – очікуваний збиток.

Таблиця 2.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	6/0	16000	96000	0
БТ-2	0/3	22000	0	66000
ТЗ	2/2	7000	14000	14000
Вимикачі:				
- 110 кВ	11/9	3000	33000	27000
- 10 кВ	6/6	600	3600	3600
- генераторні	2/6	250	500	1500
Сума			147100	112100

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

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

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

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

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

де n – число 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 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	ω_{Ti} , 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год
БТ1	0,014	5,38	100
БТ2	0,014	25,35	100
ТЗ	0,012	5,35	90

Очікуваний збиток:

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

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

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

ΔP_i – потужність, яка втрачається, МВт;

T_i – час простою, год.

$$M(З)_I = 24 \cdot (0,014 \cdot 6 \cdot 5,35 \cdot 100 + 0,012 \cdot 2 \cdot 5,35 \cdot 90) = 1355,904 \text{ тис.грн};$$

$$M(З)_{II} = 24 \cdot (0,014 \cdot 3 \cdot 25,35 \cdot 100 + 0,012 \cdot 2 \cdot 5,35 \cdot 90) = 2832,624 \text{ тис.грн}.$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{T3};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= 6 \cdot 25 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 120 \cdot \left(\frac{122,29}{25} \right)^2 \cdot 2353 + \\ &+ 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{6,294}{6,3} \right)^2 \cdot 2353 = 2666907,39 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT2} + \Delta W_{T3};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} &= 3 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 245 \cdot \left(\frac{122,29}{63} \right)^2 \cdot 2353 + \\ &+ 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{6,294}{6,3} \right)^2 \cdot 2353 = 2264915,76 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 147100 + 3,2 \cdot 10^{-4} \cdot 2666907,39 = 14680,81 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 112100 + 3,2 \cdot 10^{-4} \cdot 2264915,76 = 11262,17 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 147100 + 14680,81 + 1355,904 = 33688,71 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 112100 + 11262,17 + 2832,624 = 27546,80 \text{ (тис.грн).}$$

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	147100	112100
Щорічні експлуатаційні витрати	14680,81	11262,17
Очікуваний збиток	1355,904	2832,624
Приведені затрати	33688,71	27546,80

$\Delta Z = 20 \%$, отже, приймаємо другий варіант структурної схеми станції, як економічно вигідніший.

2.4 Вибір схеми власних потреб станції

Споживачі системи власних потреб ГЕС будуть жититися від двох головних трансформаторів (ГТВП), що під'єднуються до генераторів G1 та G6. Усі споживачі власних потреб підключаються до секціонованої шини 0,4 кВ. Резервне живлення здійснюється від резервного трансформатора TR, який підключено до ВРУ-10 кВ. Для підвищення надійності живлення системи власних потреб 0,4 кВ на шинах розподільної установки встановлюється пристрій АВР.

Схема живлення власних потреб ГЕС наведена на рис. 2.3.

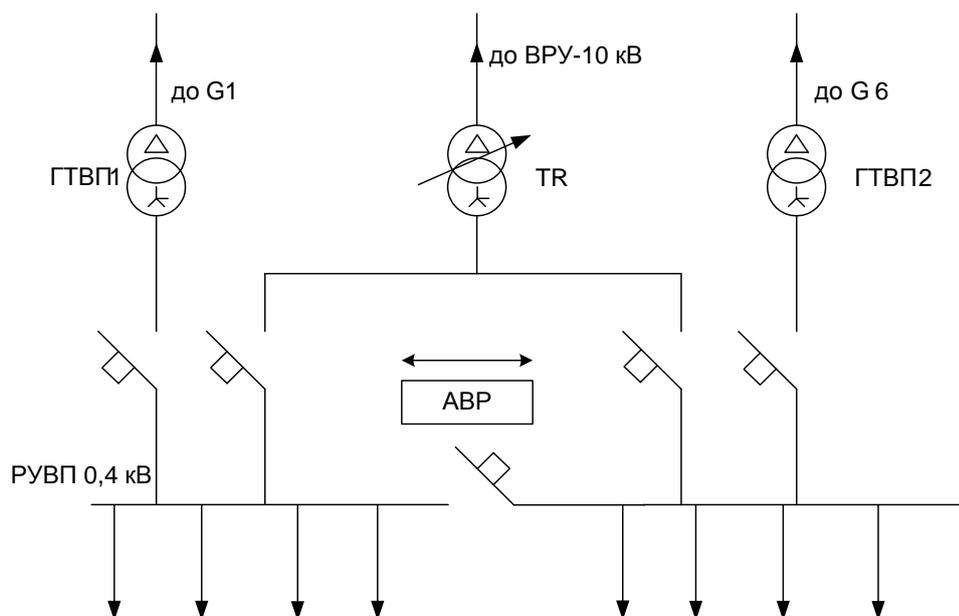


Рисунок 2.3 – Схема живлення системи власних потреб станції

2.5 Вибір схем ВРУ 10 та 110 кВ

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

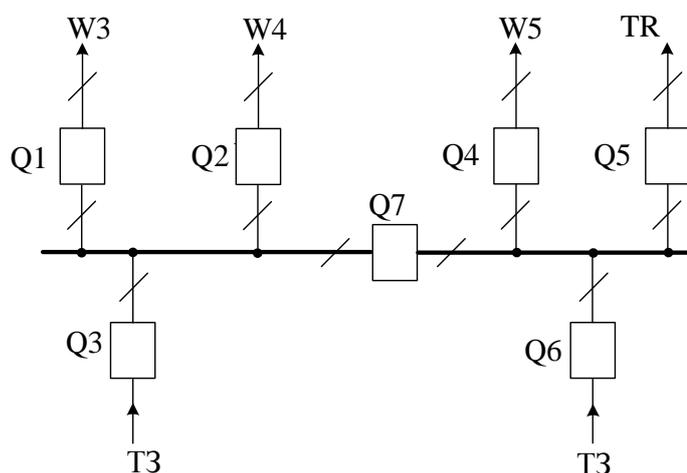
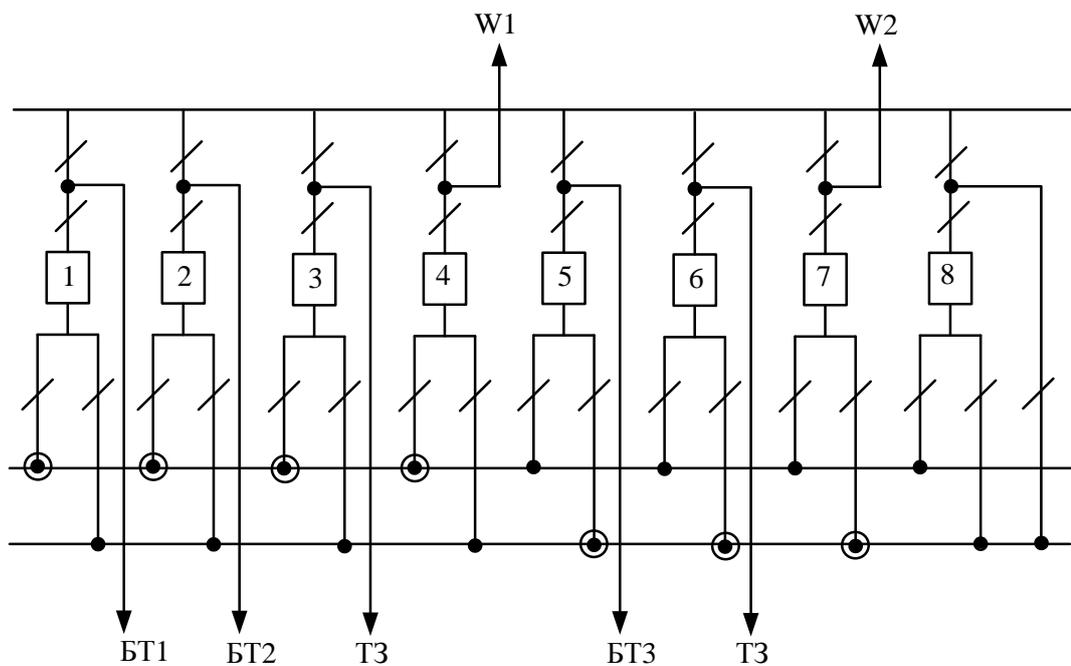


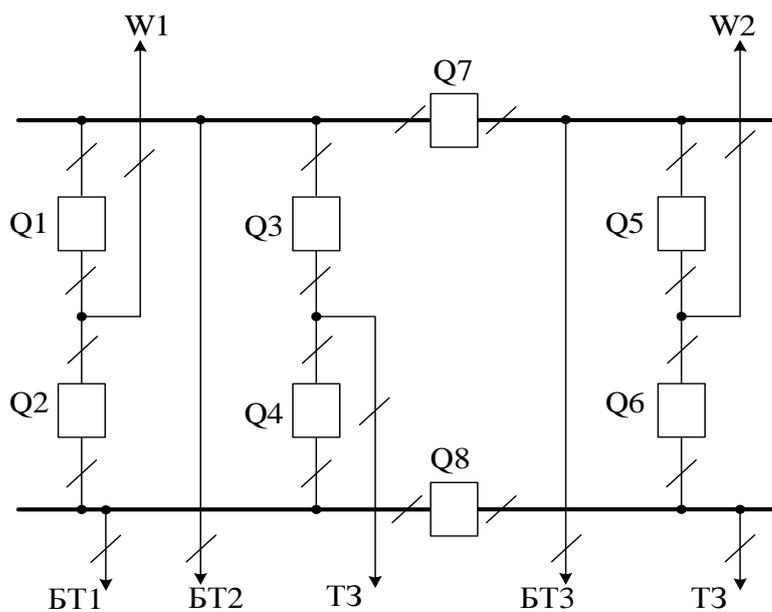
Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-10 кВ – «одна секціонована система збірних шин»

Для ВРУ – 110 кВ намічаємо два варіанти:

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



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



б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок 2.5 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ

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

$$Z = p_n \cdot K + U + M(3), \quad (2.20)$$

де $p_n = 0,15$ – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;
 $M(3)$ – математичний збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

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

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

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

де $a = 9,4 \%$.

Втрати електроенергії в трансформаторах в обох варіантах можна не враховувати, оскільки вони однакові.

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 поточку 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	8	8
Вартість комірки, тис.грн	C_k	3000	3000
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0060	0,0060
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,0082	0,0082
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п} / 8760$	0,0022831	0,0022831
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9817352	0,9817352
Час простою елемента, год:	$T_o = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{п})$	37,5	37,5
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0058904	0,0058904
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0080110	0,0080110
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000137	0,0000137
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000186	0,0000186

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

Відмова елемента	Параметр поточку відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		K ₀	K _p							
			Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
Q ₁ Г	0,006	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}						
Q ₂ Г	0,006	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}					
Q ₃ Г	0,006	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}				
Q ₄ Л	0,0082	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}			
Q ₅ Г	0,006	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	–	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}			
Q ₆ Г	0,006	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	–	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}				
Q ₇ Л	0,0082	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	–	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}					
Q ₈ Л	0,0082	–	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₁ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ БТ ₂ -Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ _{1,2} , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ БТ ₃ -Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ ТЗ-Т _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-Т ₀ W-Т _{ВП}	–

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

Відмова елемента	Параметр потoku відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		K ₀	K _p							
			Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
Q ₁ Л	0,0082	W, BT ₂ -T ₀	-	W, BT ₂ - T ₀	W, BT ₂ -T ₀	W, BT ₂ , T3-T ₀	W, BT _{2,3} -T ₀	W, BT ₂ + D(BT _{1,2} T3)+ D(W, BT ₃)-T ₀	W, BT ₂ -T ₀	W, BT ₂ + D(BT _{1,3})+ D(W, BT ₃ , T3)-T ₀
Q ₂ Л	0,0082	W, BT ₁ -T ₀	W, BT ₁ - T ₀ W-T _{ВП}	-	W, BT _{1,2} , T3-T ₀	W, BT ₁ -T ₀	W, BT ₁ + D(BT _{2,3} , T3)+ D(W, T3)-T ₀	W, BT ₁ , T3- T ₀	W, BT ₁ + D(BT ₂ , T3)+ D(W, BT ₃ , T3)-T ₀	W, BT ₁ -T ₀
Q ₃ Г	0,006	BT ₂ , T3- T ₀	BT ₂ , T3- T ₀	W, BT _{1,2} , T3-T ₀	-	BT ₂ , T3-T ₀ T3-T _{ВП}	BT _{2,3} , T3- T ₀	BT ₂ , T3+ D(W, BT ₁ , T3)+ D(W, BT ₃)-T ₀	BT ₂ , T3-T ₀	BT ₂ , T3+ D(W, BT ₁)+ D(W, BT ₃ , T3)- T ₀
Q ₄ Г	0,006	BT ₁ , T3- T ₀	W, BT ₁ , T3-T ₀	BT ₁ , T3- T ₀	BT ₁ , T3- T ₀ T3-T _{ВП}	-	BT ₁ , T3+ D(W, BT _{2,3})+ D(W, T3)-T ₀	BT ₁ , 2T3-T ₀	BT ₁ , T3+ D(W, BT ₂)+ D(W, BT ₃ , T3)- T ₀	BT ₁ , T3-T ₀

Продовження таблиці 2.12

Відмова елемента	Параметр поточку відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		K ₀	K _p							
			Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
Q ₅ Л	0,0082	W,БТ ₃ -T ₀	W,БТ ₃ - T ₀	W,БТ ₃ - T ₀	W,БТ ₃ -T ₀	W,БТ ₃ -T ₀	–	W,БТ ₃ -T ₀ W-T _{ВП}	W,БТ ₃ -T ₀ БТ ₃ -T _{ВП}	W,БТ ₃ , ТЗ-T ₀ D(W,ТЗ)-T _{ВП}
Q ₆ Л	0,0082	W,ТЗ-T ₀	W,ТЗ- T ₀	W,ТЗ- T ₀	W,ТЗ-T ₀	W,ТЗ-T ₀	W,ТЗ-T ₀ W-T _{ВП}	–	W,БТ ₃ , ТЗ-T ₀ D(W, БТ ₃)- T _{ВП}	W,ТЗ-T ₀ ТЗ-T _{ВП}
Q ₇ Г	0,006	БТ _{2,3} -T ₀	БТ _{2,3} -T ₀	W,БТ _{2,3} - T ₀	БТ _{2,3} -T ₀	БТ _{2,3} ,ТЗ- T ₀	БТ _{2,3} -T ₀ БТ ₃ -T _{ВП}	W,БТ _{2,3} -T ₀ D(W, БТ ₃)- T _{ВП}	–	БТ _{2,3} + D(W, ТЗ)+ D(W БТ ₁ ,ТЗ)-T ₀ D(W, БТ _{1,2} , ТЗ)+ D(W,БТ ₃ ,ТЗ)- T _{ВП}
Q ₈ Г	0,006	БТ ₁ , ТЗ- T ₀	W,БТ ₁ , ТЗ-T ₀	БТ ₁ , ТЗ- T ₀	БТ ₁ ,2ТЗ- T ₀	БТ ₁ , ТЗ-T ₀	W,БТ ₁ , ТЗ- T ₀ D(W,ТЗ)- T _{ВП}	БТ ₁ , ТЗ-T ₀ ТЗ-T _{ВП}	БТ ₁ ,ТЗ+ D(W, БТ ₃)+ D(W,БТ ₂ ,ТЗ)- T ₀ D(W, БТ _{1,2} , ТЗ)+ D(W,БТ ₃ ,ТЗ)- T _{ВП}	–

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						
БТ ₁	24,664	1	2	1	14	10
БТ ₃ W, БТ ₃ , ТЗ		37,5	–	–	14	2
БТ ₂	25,378	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	7	1
W, БТ _{1,2} , ТЗ	64,664	1	3	1	21	11
		37,5	–	–	–	–
ІІ варіант						
W, БТ ₁ +D(БТ _{2,3} , ТЗ)+ D(W, ТЗ)	98,6	1	–	–	–	1
		37,5	–	–	–	–
W, БТ _{2,3} БТ _{2,3} БТ _{2,3} , ТЗ W, БТ _{1,2} , ТЗ БТ _{2,3} + D(W, ТЗ)+ D(W, БТ ₁ , ТЗ)	64,664	1	1	–	10	2
		37,5	–	–	–	–
W, БТ ₂ + D(БТ ₁ , ТЗ)+ D(W, БТ ₃) W, БТ ₂ + D(БТ ₁ , ТЗ)+ D(W, БТ ₃ , ТЗ) W, БТ ₁ + D(БТ ₂ , ТЗ)+ D(W, БТ ₃ , ТЗ)	59,314	1	–	–	–	3
		37,5	–	–	–	–
W, БТ ₂ БТ ₂ , ТЗ W, БТ ₂ , ТЗ БТ ₂ , ТЗ+ D(W, БТ ₁)+ D(W, БТ ₃ , ТЗ) БТ ₂ , ТЗ+ D(W, БТ ₁ , ТЗ)+ D(W, БТ ₃)	25,378	1	1	1	4	3
		37,5	–	–	–	–
БТ ₃ W, БТ ₁ W, БТ ₃ W, БТ ₁ , ТЗ W, БТ ₃ , ТЗ БТ ₁ , ТЗ БТ ₁ , 2ТЗ БТ ₁ , ТЗ+ D(W, БТ ₃)+ D(W, БТ ₂ , ТЗ) БТ ₁ , ТЗ+ D(W, БТ _{2,3})+ D(W, ТЗ) БТ ₁ , ТЗ+ D(W, БТ ₂)+ D(W, БТ ₃ , ТЗ)	24,664	1	2	2	14	14
		37,5	–	–	1	–

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

Визначаємо очікуваний збиток від невідпуску електроенергії:

$$M(З)_I = 24 \cdot [0,0058904(2 \cdot 1 \cdot 24,664 + 3 \cdot 1 \cdot 64,644) + 0,008011(1 \cdot 1 \cdot 24,664 + 1 \cdot 1 \cdot 64,664) + 0,0000137 \cdot (14 \cdot 1 \cdot 24,664 + 14 \cdot 37,5 \cdot 24,664 + 7 \cdot 37,5 \cdot 25,378 + 21 \cdot 1 \cdot 64,664) +$$

$+0,0000186 \cdot (10 \cdot 1 \cdot 24,664 + 2 \cdot 37,5 \cdot 25,378 + 1 \cdot 37,5 \cdot 25,378 + 11 \cdot 1 \cdot 64,664) = 60,276$ (тис грн).

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.

$$M(З)_Д = 24 \cdot [0,05 \cdot 2 \cdot 103,95 \cdot (0,0082 \cdot 3 + 0,006 \cdot 5)] = 13,592 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(З)_{\Sigma} = 60,274 + 13,592 = 73,867 \text{ (тис грн).}$$

$$\begin{aligned} M(З)_{II} = & 24 \cdot [0,0058904(1 \cdot 1 \cdot 64,664 + 1 \cdot 1 \cdot 25,378 + 2 \cdot 1 \cdot 24,664) + \\ & + 0,008011(1 \cdot 1 \cdot 64,664 + 25,378 + 2 \cdot 1 \cdot 24,664) + 0,0000137 \cdot (10 \cdot 1 \cdot 64,664 + \\ & + 4 \cdot 1 \cdot 25,378 + 14 \cdot 1 \cdot 24,664 + 1 \cdot 37,5 \cdot 24,664) + 0,0000186 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 98,6 + 2 \cdot 1 \cdot 64,664 + \\ & + 3 \cdot 1 \cdot 25,378 + 3 \cdot 1 \cdot 59,314 + 14 \cdot 1 \cdot 24,664)] = 47,532 \text{ (тис грн).} \end{aligned}$$

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

Таблиця 2.14 – Розрахункові витрати

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	24000,000	24000,000
Щорічні витрати	2256,000	2256,000
Очікуваний збиток	73,868	47,532
Приведені затрати	5929,868	5903,532

$\Delta Z = 0,4 \% < 5\%$, отже, варіанти рівно економічні, тому потрібно провести додаткові розрахунки за іншими критеріями. Приймаємо для ВРУ-110 кВ типову схему, як зручнішу в експлуатації – схему «дві робочі системи збірних шин з обхідною» (І варіант).

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів: $S_{\bar{o}} = 1000$ МВА; $U_{\bar{o}} = U_{сер.ном.}$ [11, 15].

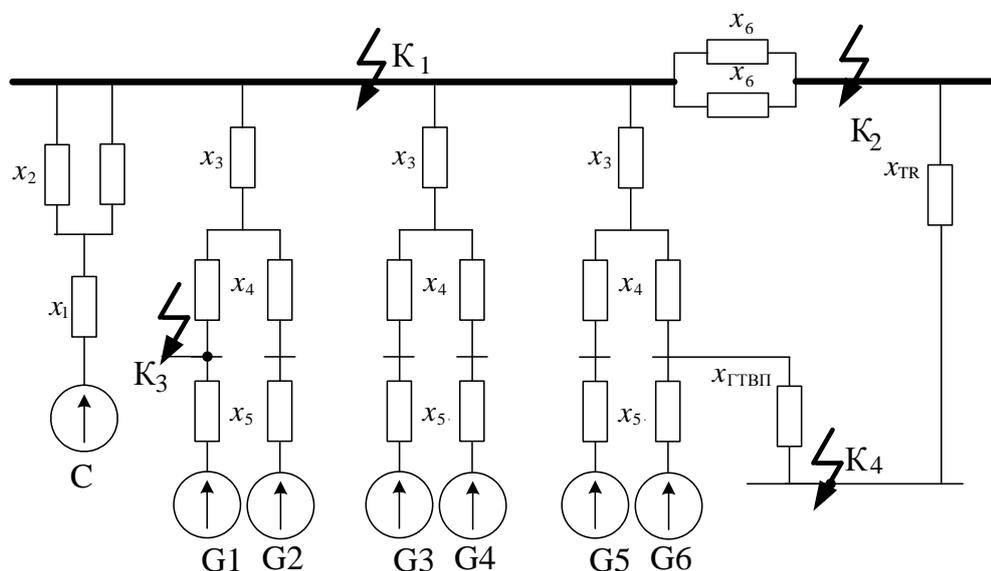


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Розрахуємо опори елементів заступної схеми.

Опір системи:

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

$$x_1 = 0,3 \cdot \frac{1000}{3800} = 0,08;$$

Опори ліній:

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

$$x_2 = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,012;$$

Опір блочних трансформаторів:

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

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

$$x_3 = x_{B.БТ} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,208;$$

$$x_4 = x_{H.БТ} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,92;$$

Опір генератора:

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

$$x_5 = 0,23 \cdot \frac{1000}{23,5} = 9,79;$$

Опір трансформатора зв'язку:

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

$$x_6 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 33,34.$$

Спростимо заступну схему електроустановки (рисунки 2.7).

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

$$x_7 = 1,012/2 + 0,08 = 0,586;$$

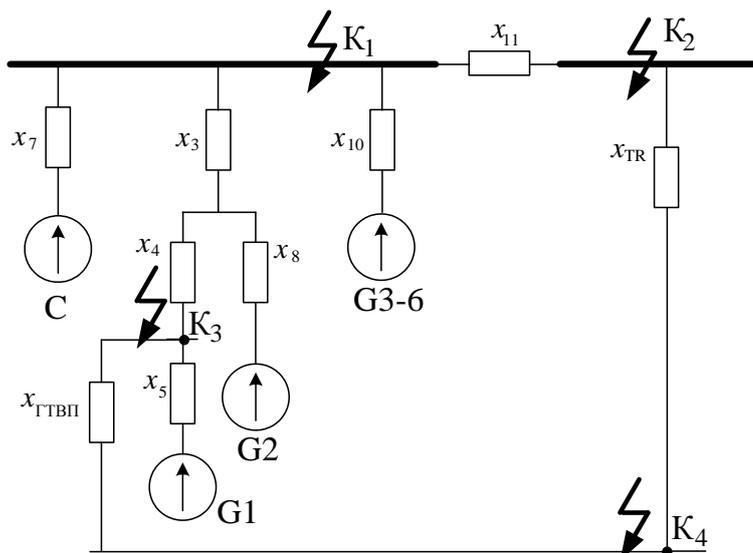


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_8 = x_4 + x_5;$$

$$x_8 = 2,92 + 9,79 = 12,71;$$

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

$$x_9 = 0,208 + \frac{12,71}{2} = 6,563;$$

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

$$x_{10} = \frac{6,563}{2} = 3,282;$$

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

$$x_{11} = \frac{33,34}{2} = 16,67.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [11, 15]:

$$I_{n.0i} = \frac{E'' \cdot I_{\bar{0}i}}{x_{рез*i}}, \quad (2.27)$$

де $E''_Г = 1,13$, $E''_C = 1$;

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

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

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

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

$$I_{\delta 2} = I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}.$$

Далі визначимо складові струмів короткого замикання [11]:

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

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

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

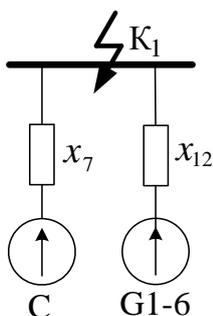
T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

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

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

Розрахунок точки K_J . Спрощення схеми для точки К1 проілюстровано на рисунку 2.8.

Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки K_1

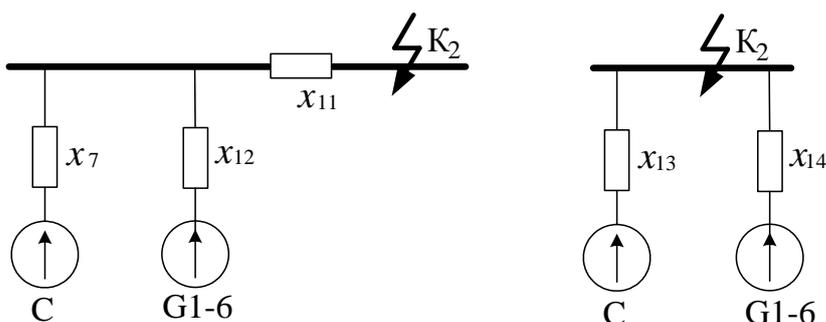
$$x_{12} = x_9 / 3 = 6,563 / 3 = 2,19.$$

$$I_{II,OC} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,586} = 8,567 \text{ кА};$$

$$I_{II,OG\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,02}{2,19} = 2,59 \text{ кА}.$$

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

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

Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки K_2

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

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

$$x_{\Delta} = 16,67 \cdot (0,586 + 2,19) = 46,276 ;$$

$$x_{13} = 0,586 + (46,276 / 2,19) = 21,72 ;$$

$$x_{14} = 2,19 + (46,276 / 0,586) = 81,16 ;$$

$$I_{\Pi,OC} = \frac{1 \cdot 54,99}{21,72} = 2,532 \text{ кА} ;$$

$$I_{\Pi,OG\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{81,16} = 0,766 \text{ кА} .$$

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

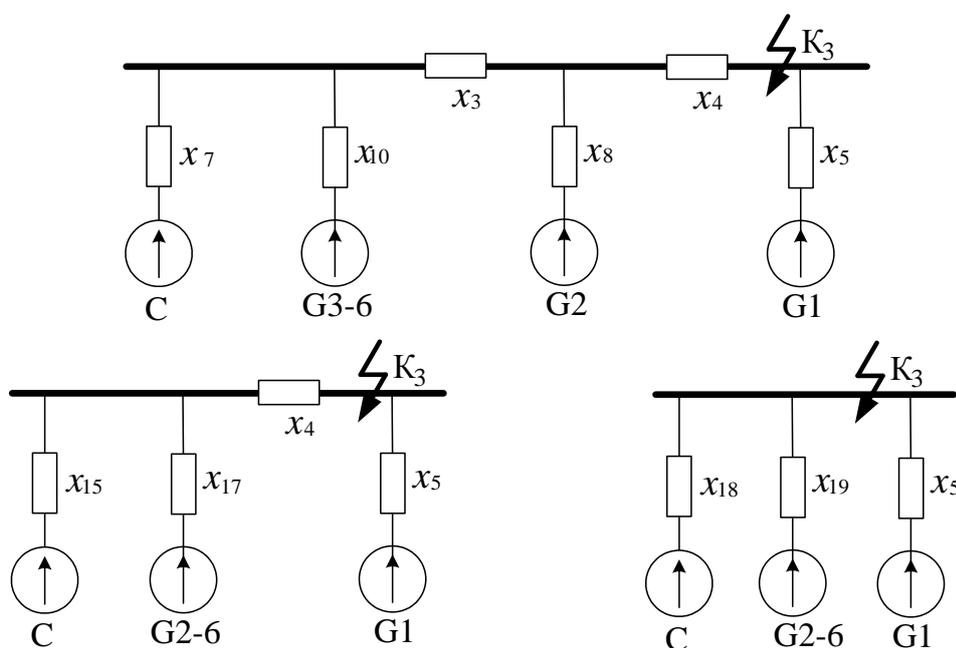


Рисунок 2.10 – Спрощення схеми для точки K_3

Розподіляємо x_3 між x_7 та x_{10} .

$$x_{\Delta} = x_3 \cdot (x_7 + x_{10}) ;$$

$$x_{15} = x_7 + (x_{\Delta} / x_{10}) ;$$

$$x_{16} = x_{10} + (x_{\Delta} / x_7) ;$$

$$x_{\Delta} = 0,208 \cdot (0,586 + 3,282) = 0,805 ;$$

$$x_{15} = 0,586 + (0,805 / 3,282) = 0,831 ;$$

$$x_{16} = 3,282 + (0,805 / 0,586) = 4,66 ;$$

$$x_{17} = \frac{x_8 \cdot x_{16}}{x_8 + x_{16}};$$

$$x_{17} = \frac{12,71 \cdot 4,66}{12,71 + 4,66} = 3,41.$$

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

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

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

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

$$x\Delta = 2,92 \cdot (0,831 + 3,41) = 12,384;$$

$$x_{18} = 0,831 + (12,384 / 3,41) = 4,46;$$

$$x_{19} = 3,41 + (12,384 / 0,831) = 18,313.$$

$$I_{П,0С} = \frac{1 \cdot 54,99}{4,46} = 12,33 \text{ кА};$$

$$I_{П,0G2-6} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{18,313} = 3,393 \text{ кА};$$

$$I_{П,0G1} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{9,79} = 6,347 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (див. таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{В.В.}, \text{с}$
ВРУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/В (АВВ)	0,025
ВРУ 10 кВ	комірка КРУ типу КУ 10Ц (ВР1)	0,035
Коло генератора	комірка КРУ типу КУ 10Ц (ВР1)	0,035

Для розрахунку струмів КЗ показники обираємо за таблицею 2.16.

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	0,035	0,02	1,608	0,105	1
	Г1-6		0,2	1,88	0,799	0,92
К ₂ шини 10 кВ	С-ма	0,045	0,03	1,608	0,223	1
	Г1-6		0,2	1,88	0,799	1
К ₃ генератор Г1	С-ма	0,045	0,03	1,608	0,223	1
	Г2-6		0,2	1,88	0,799	1
	Г1		0,3	1,955	0,861	0,88

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

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

К₁ Г₁₋₆

$$I'_{ном} = 6 \cdot 23,5 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,708 \text{ кА}; \quad \tau = 0,035 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 2,59 / 0,708 = 3,66. \quad \gamma_{n.\tau} = 0,92.$$

К₂ Г₁₋₆

$$I'_{ном} = 6 \cdot 23,5 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 8,743 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 0,766 / 8,743 = 0,09. \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

К₃ а) Г₁

$$I'_{ном} = 23,5 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 1,292 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 6,347 / 1,292 = 4,9. \quad \gamma_{n.\tau} = 0,88.$$

б) Г₂₋₆

$$I'_{ном} = 5 \cdot 1,292 = 6,46 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 3,393 / 6,46 = 0,53 < 1. \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

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

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	Примітка
K_1 шини 110 кВ	Система	8,567	19,478	1,277	8,567	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	2,590	6,886	2,925	2,383	
	Сума	11,157	26,364	4,201	10,950	
K_2 шини 10 кВ	Система	2,585	6,032	0,690	2,585	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	0,766	2,035	0,843	0,766	
	Сума	3,351	8,067	1,534	3,351	
K_3 генератор Г1	Система	12,330	28,034	3,890	12,330	Ком.апарат.
	Генератори 2-6	3,393	9,020	3,831	3,393	
	Сума (без Г1)	15,723	37,054	7,721	15,723	
	Генератор 1	6,347	16,693	2,003	5,586	Шини
	Повна сума	22,070	53,747	9,724	21,308	

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання в РУВП-0,4 кВ

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

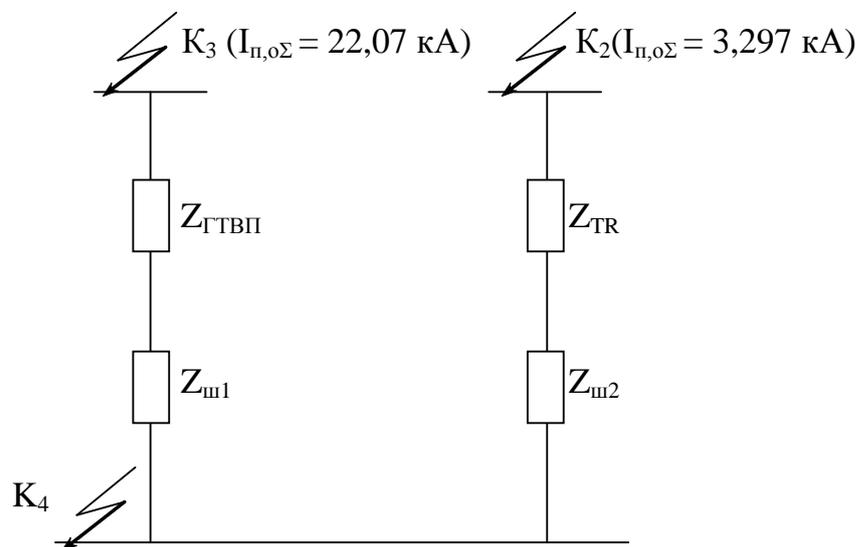


Рисунок 2.11 – Заступна схема електроустановки 0,4 кВ

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ [12]:

$$I_{maxГТВП} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445 \text{ A};$$

$$I_{maxTR} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ A}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73:

$$I_{ном} = 2500 \text{ A};$$

$$q = 2(120 \cdot 10) = 2400 \text{ мм}^2;$$

$$r_{num} = 0,027 \text{ мОм/м};$$

$$X_{num} = 0,023 \text{ мОм/м};$$

$$l = 10 \text{ (15) м}.$$

$$r_{u1} = 0,027 \cdot 10 = 0,27 \text{ мОм}.$$

$$X_{u1} = 0,023 \cdot 10 = 0,23 \text{ мОм};$$

$$r_{u2} = 0,027 \cdot 15 = 0,405 \text{ мОм}.$$

$$X_{u2} = 0,023 \cdot 15 = 0,345 \text{ мОм};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{n.0\Sigma}}; \quad (2.33)$$

$$X_{C.BH1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 22,07} = 0,275 \text{ Ом};$$

$$X_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,297} = 1,839 \text{ Ом}.$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

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

$$X_{c1} = 0,275 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,399 \text{ Ом};$$

$$X_{c2} = 1,839 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 2,67 \text{ Ом}.$$

Параметри трансформаторів [14, 16]:

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

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

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

Опори ГТВП:

$$Z_{ГТВП} = 10^4 \cdot \frac{6,5 \cdot 0,4^2}{1600} = 6,5 \text{ мОм};$$

$$r_{ГТВП} = 10^6 \cdot \frac{18 \cdot 0,4^2}{1600^2} = 1,125 \text{ мОм};$$

$$X_{ГТВП} = \sqrt{6,5^2 - 1,125^2} = 6,4 \text{ мОм}.$$

Опори TR:

$$Z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{6,5 \cdot 0,4^2}{1600} = 6,5 \text{ мОм};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{18 \cdot 0,4^2}{1600^2} = 1,125 \text{ мОм};$$

$$X_{TR} = \sqrt{6,5^2 - 1,125^2} = 6,4 \text{ мОм}.$$

Сумарні опори кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП:

$$X_{\Sigma 1} = X_{c1} + X_{ГТВП} + X_{u1};$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ГТВП} + r_{u1};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,399 + 12,655 + 0,23 = 13,284 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 1} = 1,92 + 0,27 = 2,19 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{2,19^2 + 13,284^2} = 13,463 \text{ мОм}.$$

б) при живленні від ТР:

$$X_{\Sigma 2} = 2,67 + 6,4 + 0,345 = 9,415 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,125 + 0,405 = 1,53 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{1,53^2 + 9,415^2} = 9,54 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [14]:

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

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,463} = 17,154 \text{ кА}.$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 9,54} = 24,21 \text{ кА}.$$

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

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 24,21 = 51,357 \text{ кА}.$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

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

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 1,445 = 3,309 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

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

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot 1,445 = 4,653 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 24,21 + 3,309 = 27,519 \text{ кА};$$

$$i_{y.\Sigma} = 51,357 + 4,653 = 56,01 \text{ кА.}$$

2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [11]:

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

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

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

$$I_{maxW} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 656 \text{ А};$$

$$I_{maxBT} = \frac{2 \cdot 23,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 260 \text{ А};$$

$$I_{maxT3} = 1,5 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 49,6 \text{ А.}$$

Імпульс квадратичного струму [11, 14]:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.45)$$

$$B_k = 11,157^2 (0,2 + 0,2) = 50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-10 кВ

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

$$I_{maxT3} = 1,5 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 545,6 \text{ А; А;}$$

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

$$I_{maxTR} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 35 \text{ А;}$$

$$B_k = 3,351^2 (0,2 + 0,2) = 4,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Генератор G₁:

$$I_{maxG} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.47)$$

$$I_{maxG} = \frac{23,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 1360,2 \text{ А;}$$

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

Імпульс квадратичного струму

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

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

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

де $t_{вим} = 0,3$ с; $B_{nz} = 0,7$; $T^* = 0,82$; $T_{a,z} = 0,3$ с; $I_{n,o,z} = 6,347$ кА;

$I_c = 15,723$ кА; $T_{a,c} = 0,2$ с.

$$B_{\kappa} = (15,723^2 + 0,7 \cdot 6,347^2 + 2 \cdot 15,723 \cdot 6,347 \cdot 0,82) \cdot 0,3 + (15,723^2 \cdot 0,3 + 6,347^2 \cdot 0,2 + 4 \cdot 15,723 \cdot 6,347) / (1/0,3 + 1/0,2) = 241 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{max} = 2309,4 \text{ А.}$$

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

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

$$t_{вим} = t_{св} + t_a,$$

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

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу Е16 серії “Електрон” :

$$U_{a.ном} = 660 \text{ В}; > U_{уст} = 380 \text{ В};$$

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

$$ГКС = 84 \text{ кА} > i_y = 70,211 \text{ кА};$$

Для автомата Е16 [14]: $t_{св} = 0,25$ с;

$$t_a = 0,06 \text{ с.}$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_k = 24,21^2 (0,31 + 0,03) + 1,5 \cdot 3,309^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 24,21 \cdot 3,309 \cdot 0,03 = 209,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2.9 Вибір комутаційних апаратів

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

Таблиця 2.18 – Вибір комутаційних апаратів

<i>ВРУ-110 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20В	РНДЗ.1 – 110/1000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 656 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 10,95 \text{ кА}$	$I_{вик.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 4,201 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_H =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,6 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 11,157 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 26,364 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>ВРУ-10 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2	комірка КРУ типу КУ10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 545,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п,т} = 3,351 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 1,534 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,87 \text{ кА};$	-
$I_{п,о} = 3,351 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 8,067 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	-
$B_k = 4,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

Продовження таблиці 2.18

Генератор Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2	комірка КРУ типу КУ10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1360,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п,т} = 15,723 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 7,721 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,87 \text{ кА};$	-
$I_{п,о} = 15,723 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 37,054 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	-
$B_k = 241 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

2.10 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 656 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 11,157 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 26,364 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо до встановлення провід марки АС 300/39 [13, 16]:

$$d = 24 \text{ мм}; I_{дон} = 710 \text{ А};$$

Фази розташовані горизонтально. Визначаємо середню геометричну відстань між фазами:

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

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

Перевірка на відсутність коронного розряду [11]:

- початкова критична напруженість електричного поля:

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

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

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,628 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

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

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,2 \cdot \lg \frac{378}{0,76}} = 13,2 \text{ кВ/см};$$

- умова перевірки

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

$$1,07 \cdot 13,2 = 14,16 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,628 = 28,465 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора

Економічний переріз [11]:

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

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

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

$$I_{норм} = \frac{2 \cdot 23,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 180,9 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{180,9}{1} = 180,9 \text{ мм}^2.$$

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

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,488 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 165}{0,945 \cdot \lg \frac{441}{0,945}} = 23,158 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 23,158 = 24,779 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 32,488 = 29,239 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{норм} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{33}{1,0} = 33 \text{ мм}^2.$$

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

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

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

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

ВРУ-10 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{max} = 545,6 \text{ A}; I_{П,О} = 3,351 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; i_y = 8,067 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 300/66:

$$d = 24,5 \text{ мм}; I_{дон} = 680 \text{ А}.$$

б) відгалуження до блочного трансформатора:

$$I_{норм} = \frac{2 \cdot 23,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2714 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{2714}{1} = 2714 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки 3 × АС 500/27:

$$d = 29,4 \text{ мм};$$

$$I_{дон} = 960 \text{ А};$$

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{норм} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,7 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{363,7}{1} = 363,7 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 400/22:

$$d = 26,6 \text{ мм}; I_{дон} = 830 \text{ А}.$$

Коло генератора

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-2000-81.

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

$$I_{max} = 1360,2 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 53,747 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73 [11]:

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; > I_{max} = 2309,4 \text{ А};$$

$$q = 2(120 \cdot 10) = 2400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість:

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

$$q_{min} = \frac{\sqrt{209,4 \cdot 10^6}}{90} = 160,8 \text{ мм}^2 < q = 2400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

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

Момент інерції та опору [11]:

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

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

$$I = \frac{12 \cdot 1,0^3}{6} = 2 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{12 \cdot 1,0^2}{3} = 4 \text{ см}^3.$$

Довжина прогону між ізоляторами:

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

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{2}{24}} = 0,25 \text{ м}^2; \quad l \leq 0,5 \text{ м}.$$

Приймаємо $l = 0,5$ м.

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

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

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{56,012^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 4} = 17,03 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа}.$$

Умова виконується.

Вибір кабелів.

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 4А250S2У3:

$$P_{\text{д.ном}} = 75 \text{ кВт}; \quad U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ В}; \quad \cos \varphi_{\text{ном}} = 0,94; \quad \nu_0 = 30^\circ; \quad T_{\text{max}} = 7010 \text{ год.}$$

Економічний переріз кабеля [11, 14]:

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

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,94} = 121,8 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{121,8}{1,2} = 101,5 \text{ мм}^2.$$

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

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{209,4 \cdot 10^6}}{92} = 157,3 \text{ мм}^2.$$

Остаточно приймаємо переріз кабеля 185 мм^2 .

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

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

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

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{yctm} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ;
$I_{max} = 656$ А	$I_{ном} = 1000$ А;
$i_y = 26,364$ кА	$i_{дин} = 52$ кА;
$B_k = 50$ кА ² ·с	$I_m^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с
$r_2 = 7,5$ Ом	$r_{2ном} = 30$ Ом.

Примітка: 1) $I_{2ном} = 1$ А;

2) 0,2/10Р;

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

4) $l_{розр} = 75$ м.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	І674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

- Загальний опір приладів [11]:

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

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

- допустимий опір проводів:

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

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

- розрахунковий переріз проводів:

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

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

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 ЕМФ-123 [14]:

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

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

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

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

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.21.

Вторинне навантаження:

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

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

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{прил},$ 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	I674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							21	29

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-110 кВ	TG-145	EMF-123
ВРУ-10 кВ	TG-72,5	EMF-52
Генератор	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-6У3
Трансформатор БТ ТРДН-63000/110:		
- сторона ВН	ТВТ110-I-600/1 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
Трансформатор зв'язку ТМН-6300/110:		
- сторона ВН	ТФЗМ 110Б-I	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-10У3
Головний трансформатор власних потреб:		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТК-40 0,5	НОС-0,5У3
Резервний трансформатор власних потреб:		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТК-40 0,5	НОС-0,5У3
Генератор	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.12 Вибір засобів для обмеження перенапруг і високочастотних загороджувачів

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

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

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

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На ГЕС потужністю до 1000 МВт відповідно до вимог встановлюємо одну акумуляторну батарею (АБ), яка має елементний комутатор для регулювання напруги, працює в режимі постійного підзаряду.

Вихідні дані для розрахунку (таблиця 2.23):

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

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n, 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	-
Електродвигуни аварійного масла насоса системи змащування турбіни	6	5	30	26	70	156	420
РАЗОМ:						391	475

Типовий номер АБ [11]:

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

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

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

Перевіряємо АБ на струм поштовху

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

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

Вибираємо типорозмір $N = 20$, батарею типу Varta.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

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

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

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

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

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

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

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

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою

$$\left. \begin{aligned} I_{3П} &= 5 \cdot N + I_{noc}; \\ U_{3П} &= n \cdot U_3 \end{aligned} \right\}, \quad (2.70)$$

$$I_{3П} = 25 + 5 \cdot 20 = 125 \text{ А};$$

$$U_{3П} = 2.75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо ЗП типу ТППС-800

2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ

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

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

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

- ширина зони захисту:

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

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

h – висота блискавковідвода, м;

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

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

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані (табл. 2.24):

а) висота блискавковідводу: $h = 25$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 14$ м;

$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 25 = 16,7 \text{ м} > h_x = 14 \text{ м},$

Таблиця 2.24 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	18	24,462	20,886	11,250
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	30	23,515	18,044	11,250
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	35	22,987	16,461	11,250

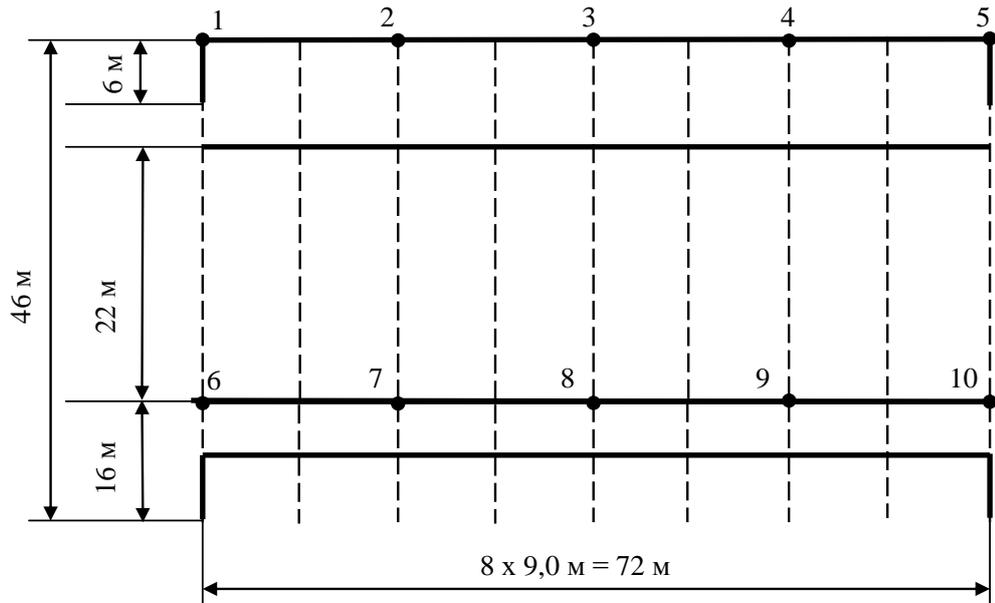


Рисунок 2.12 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ

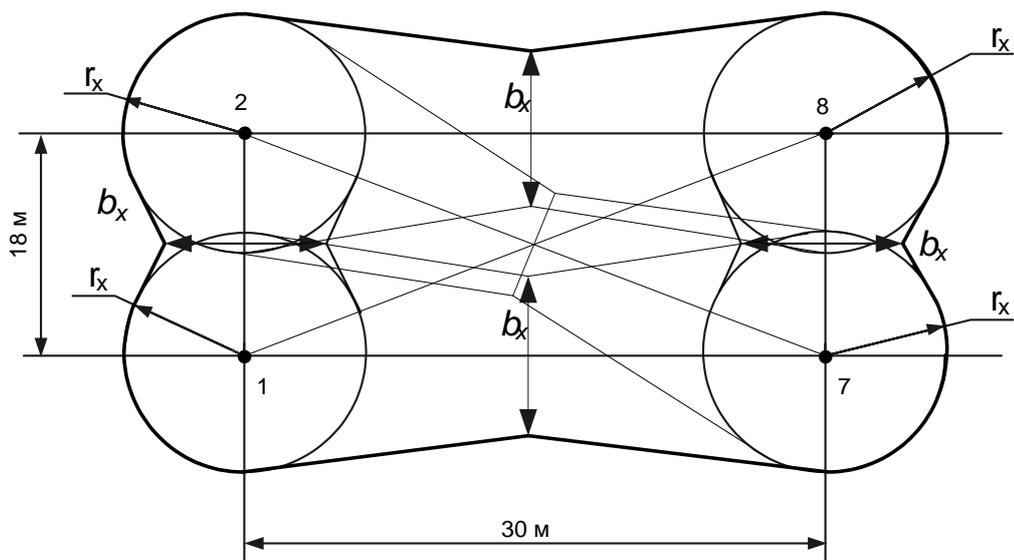


Рисунок 2.13 – Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

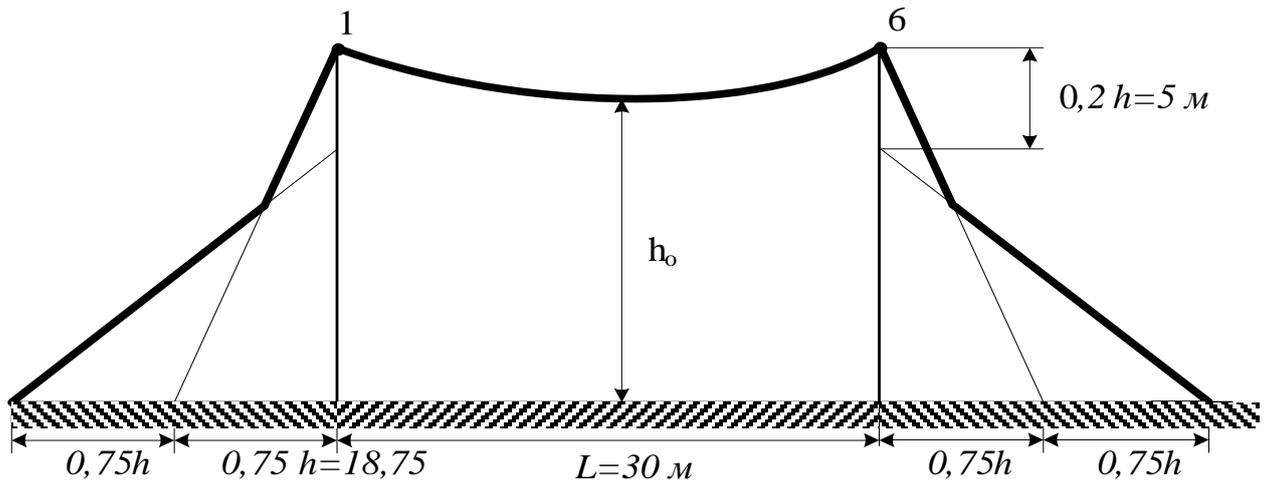


Рисунок 2.14 – Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ГІДРОГЕНЕРАТОРА

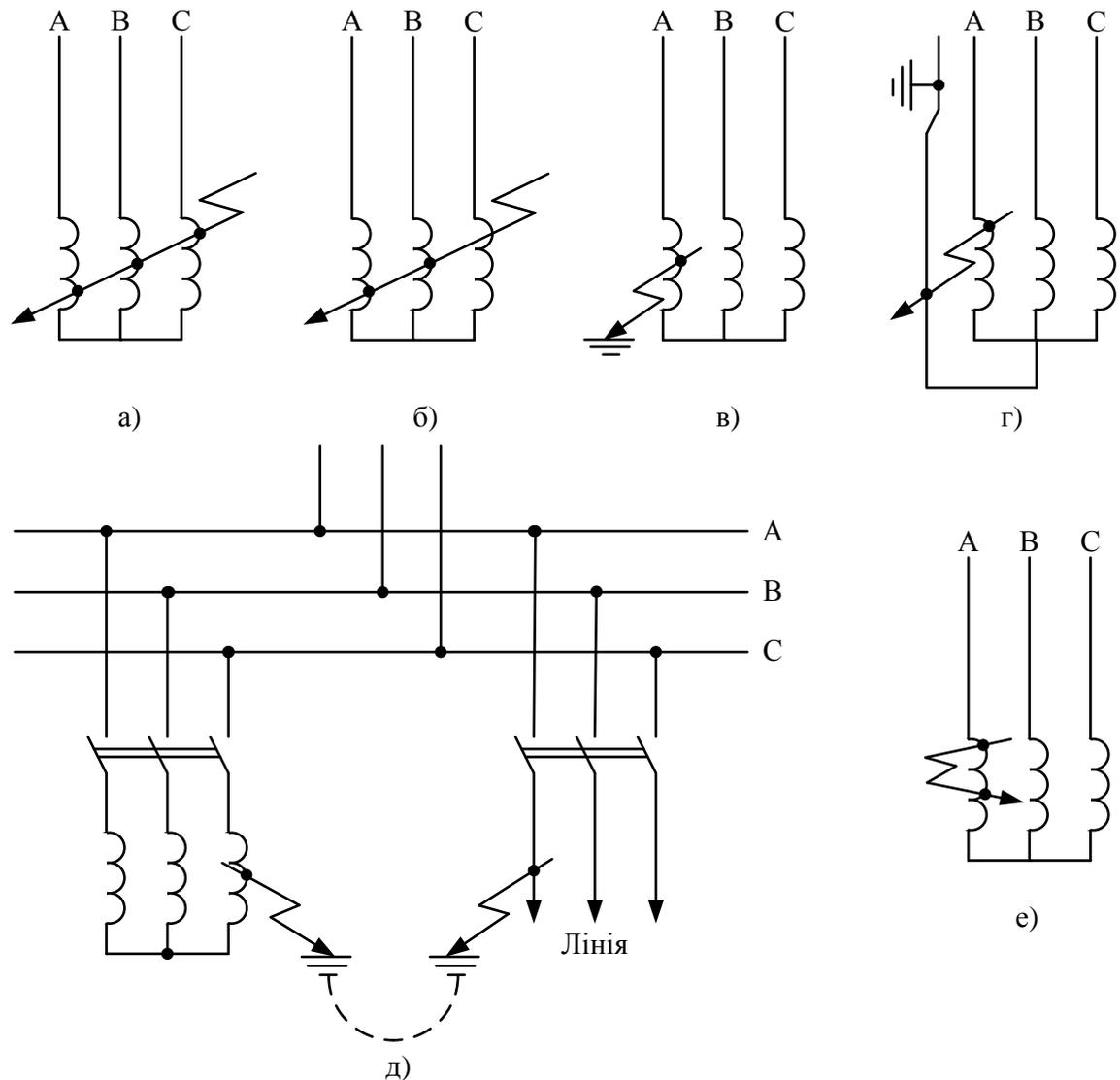
3.1 Види пошкоджень та ненормальних режимів роботи генераторів

Пошкодження в обмотках статора. Багатофазні КЗ є для синхронних генераторів (СГ) найбільшою небезпекою, оскільки супроводжуються великими струмами. Трифазні або двофазні КЗ в обмотці статора виникають у результаті пошкодження ізоляції. При цьому створюється електрична дуга, яка здійснює подальше руйнування ізоляції обмоток, а також оплавлення сталі статора, що може надовго вивести генератор з роботи (рисунок 3.1, а, б) [17, 18].

Тому основною вимогою до релейного захисту (РЗ) генератора від багатофазних пошкоджень в обмотці статора є швидкодія. Для РЗ від багатофазних пошкоджень використовується поздовжній диференційний захист при потужності більше 1 МВт ($P_G > 1 \text{ МВт}$) та струмова відсічка при потужності меншу 1 МВт ($P_G < 1 \text{ МВт}$), час дії яких менше 0,1 с.

У одинично працюючих СГ потужністю до 1 МВт багатофазні КЗ супроводжуються значно меншими струмами, які обумовлені тільки ЕРС самого генератора. Для таких машин РЗ виконується з деякою витримкою часу (МСЗ або мінімальний захист напруги).

Однофазні замикання на землю (на корпус) у генераторів, які працюють на мережу з ізолюваною або компенсованою нейтраллю (3–10 кВ), супроводжуються порівняно невеликими струмами (рисунок 3.1, в). Ці струми обумовлено ємністю мережі генераторної напруги і не повинні перевищувати 20 А при 10 кВ та 30 А при 6 кВ. Однак встановлено, що при струмах, починаючи з 5 А та вище, в місці замикання на корпус може тривало підтримуватись електрична дуга, яка оплавляє активну сталь статора. Тому, на станціях, де струми замикання на землю більше 5 А, необхідно виконувати спеціальний захист генератора, який діє на вимикання. При струмах менше 5 А захист здійснюють з дією на сигнал [18].



- а) – трифазне КЗ; б) – двофазне КЗ; в) – однофазне замикання на землю (корпус); г) – однофазне замикання на нульовий провід;
 д) – подвійне замикання на землю в різних точках мережі;
 е) – виткове замикання в одній фазі

Рисунок 3.1 – Пошкодження обмоток статора генератора

На СГ напругою до 690 В, які працюють з заземленою нульовою точкою, однофазні КЗ в обмотці статора (рисунок 3.1, г) супроводжуються великими струмами. У ряді випадків ці струми забезпечують надійну дію захисту генераторів від багатофазних КЗ. Якщо ж РЗ від багатофазних пошкоджень виявляється недостатньо чутливим до однофазних КЗ, то на таких СГ

виконують спеціальний захист нульової послідовності – максимальний струмовий або диференційний.

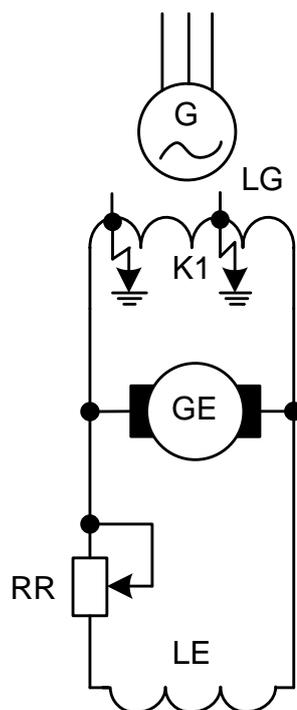
Подвійні замикання на землю (рисунок 3.1, д) можуть супроводжуватись значними струмами і є для СГ такою ж небезпекою, що і багатофазні КЗ. Подвійному замиканню на землю, як правило, передує поява однофазного замикання в мережі генераторної напруги, при якому напруга на пошкоджених фазах зростає в $\sqrt{3}$ разів. Підвищення напруги збільшує ймовірність пробоя ізоляції на неушкоджених елементах цієї мережі, в тому числі і в генераторі.

На синхронних генераторах потужністю 1 МВт і вище для РЗ від подвійних замикань на землю використовують швидкодійні захисти – поздовжній диференційний захист в трифазному виконанні або спеціальний струмовий захист нульової послідовності без витримки часу.

Для синхронних генераторів потужністю менше 1 МВт вважається допустимим вимикання генератора при подвійному замиканні на землю з деякою витримкою часу (МСЗ генератора або РЗ лінії, яка відходить) [18].

Замикання між витками однієї фази обмотки статора (рисунок 3.1, е) є порівняно рідкісним видом пошкодження. Захист від замикань між витками однієї фази виконується тільки для СГ з виведеними паралельними витками обмотки статора – поперечний диференційний захист, тобто для генераторів потужністю, як правило, 50 МВт і більше.

Пошкодження в обмотці ротора (обмотці збудження). Замикання на землю в одній точці кола збудження (точка К1 на рисунку 3.2) не є безпосередньою небезпекою для СГ, оскільки струм через місце замикання не проходить і параметри збудження зберігаються без зміни. Генератор з таким пошкодженням може працювати тривалий час. Небезпека такого режиму полягає в тому, що в будь-який момент може виникнути замикання на землю в іншій точці кола збудження.



G – генератор; LG – обмотка збудження генератора; GE – збудник;
LE – обмотка збудження збудника; RR – регулювальний шунтовий реостат

Рисунок 3.2 – Замикання на землю в двох точках кола збудження генератора

Замикання на землю в двох точках кола збудження є серйозним пошкодженням, оскільки при цьому через обмотку збудження проходить струм КЗ, який може визвати великі пошкодження ізоляції та сталі ротора. Крім того, при цьому виді пошкодження виникає сильна вібрація машини через порушення симетрії магнітного потоку. Особливо сильна вібрація виникає у синхронних машин з полюсами, які виступають (гідрогенератори, синхронні компенсатори). Тому ці машини повинні виводитись в ремонт одразу ж після виникнення замикань на землю в одній точці кола збудження. Для виявлення такого пошкодження використовується спеціальний релейний захист, який діє на сигнал або вимикання.

Турбогенергатори малої і середньої потужності за необхідності можуть працювати з замиканням на землю в одній точці, але за умови, що на них встановлено спеціальний захист від другого замикання на землю в обмотці

збудження з дією на сигнал або на вимикання. Останнє відноситься до турбогенераторів з набірними зубцями роторів, дротяними бандажами, підвищеною вібрацією, а також до СГ великої потужності з безпосереднім охолодженням провідників обмоток ротору.

Ненормальні режими. Перевантаження СГ може виникнути в результаті аварійного вимикання генерувальних джерел, які паралельно працюють, під час самозапуску або пуску двигунів навантаження, через роботу форсування збудження при зниженні напруги. Таке перевантаження є симетричним режимом.

Тривале проходження струмів більше номінальних призводить до перегрівання та руйнування ізоляції обмотки статора. Допустимий час роботи СГ з перевантаженням визначається за формулою, с [18]:

$$t_{\text{доп}} = \frac{150}{k^2 - 1}, \quad (3.1)$$

де k – кратність струму перевантаження.

Допустимі значення тривалості перевантаження СГ за струмом статора залежно від кратності струму перевантаження наведено в правилах технічної експлуатації (ПТЕ) [20].

При невеликому перевантаженні допустимий час достатньо великий і тому РЗ від перевантаження виконується з дією на сигнал. Отримавши сигнал, черговий персонал приймає міри до усунення перевантаження СГ. На ГЕС без постійного чергування цей захист може діяти на розвантаження або на вимикання синхронного генератора.

Надструми при зовнішніх КЗ мають ще більш небезпечний вплив на ізоляцію обмотки статора, ніж струми перевантаження. Тривале проходження надструмів може виникнути при відмові РЗ або вимикача пошкодженого елемента суміжної мережі, або при КЗ на шинах генераторної напруги. Ці струми можуть в декілька разів перевищувати номінальний струм СГ і, таким

чином, час їхнього проходження за виразом (3.1) може вимірюватись секундами, тому РЗ генераторів від зовнішніх КЗ завжди виконують з дією на вимикання генератора.

При наявності на станції двох систем шин або двох секцій шин генераторної напруги МСЗ від зовнішніх КЗ виконується двоступінчастим. З меншою витримкою часу t_1 захист діє на вимикання секційного вимикача QВ, а з більшою (t_2) – на вимикання вимикача Q та автомата гасіння поля (АГП) генератора. Така дія захисту забезпечує зберігання живлення електроприймачів, які під'єднано до неушкодженої секції (системи) шин.

Підвищення напруги на виводах обмотки статора СГ виникає при раптовому вимиканні (скиданні) навантаження та може призвести до пробую ізоляції та КЗ в генераторі. Найбільш значні підвищення напруги можуть бути у гідрогенераторів. Це пояснюється тим, що системи регулювання гідротурбін діють повільно і частота обертання гідротурбін після скидання навантаження може значно (на 40–50%) зрости порівняно з номінальною. Тому на гідрогенераторах встановлюють спеціальний захист від підвищення напруги з дією на вимикання.

Асинхронний режим, тобто робота синхронного генератора без збудження, також є ненормальним режимом. При роботі в асинхронному режимі збільшується частота обертання генератора і виникає пульсація струму статора. Генератор при цьому споживає з мережі реактивну потужність, що може супроводжуватись значним зниженням напруги в мережі.

Більшість турбогенераторів може працювати в асинхронному режимі до 30 хв зі зниженим активним навантаженням. Винятками є урбогенератори, які мають послаблену конструкцію (набірний ротор, ротор з дротяними бандажами). Для таких СГ в схемі РЗ передбачається спеціальне блокування, яке вимикає вимикач генератора при вимиканні АГП.

При втраті збудження у відносно крупного урбогенератора в системі може створитись дефіцит реактивної потужності та відбутись порушення стійкості паралельної роботи генераторів. В цих випадках також повинно

передбачатись автоматичне вимикання вимикача генератора при вимиканні його АГП.

Асинхронний режим не допускається і для гідрогенераторів, оскільки він супроводжується значним зниженням напруги та великими коливаннями струму статора.

Найбільш просто виникнення асинхронного режиму виявляється за фактом вимкнення АГП, але можуть бути виконані і спеціальні РЗ. Наприклад, за допомогою направленої реле опору, яке має кругову характеристику з центром в початку координат.

В нормальному режимі роботи, коли СГ видає в мережу активну і реактивну потужності, вектор повного опору на виводах генератора зазвичай розташовується в I квадранті комплексної площини опорів. Оскільки при втраті збудження генератор споживає з мережі значну реактивну потужність і продовжує нести активне навантаження, вектор повного опору переміщується в IV квадрант. Для того, щоб забезпечити при цьому фіксацію виникнення асинхронного режиму, характеристика направленої реле опору розташовується в IV квадранті.

РЗ генераторів від втрати збудження виконується за допомогою одного реле опору. Для цієї мети може використовуватись блок реле опору типу БРЕ-2801, який виконано на мікроелектронній базі. В цифрових РЗ закордонних фірм також передбачається РЗ від втрати збудження, який фіксує в цьому режимі переміщення вектора повного опору униз по осі реактивного опору.

3.2 Вимоги до релейного захисту генераторів

Захист повинен вимикати генератор тільки при тих пошкодженнях та ненормальних режимах, які є небезпекою для генератора, тобто повинен бути *селективним*.

Захист генераторів від внутрішніх пошкоджень повинен бути швидкодійним для того, щоб зменшити розміри пошкоджень машини і не

допустити порушення стійкості паралельної роботи інших генераторів станції та системи. Захист генераторів повинен мати достатню *чутливість* до всіх видів пошкоджень в генераторі, а також до КЗ на суміжних елементах. Останнє необхідне для здійснення резервування захистів і вимикачів цих елементів у випадку їхньої бездіяльності. Захист генераторів повинен мати високу *надійність*.

Особлива вимога до РЗ генераторів полягає в тому, що захист повинен впливати не тільки на вимикач, але і на спеціальний пристрій для гасіння магнітного поля генератора (АГП).

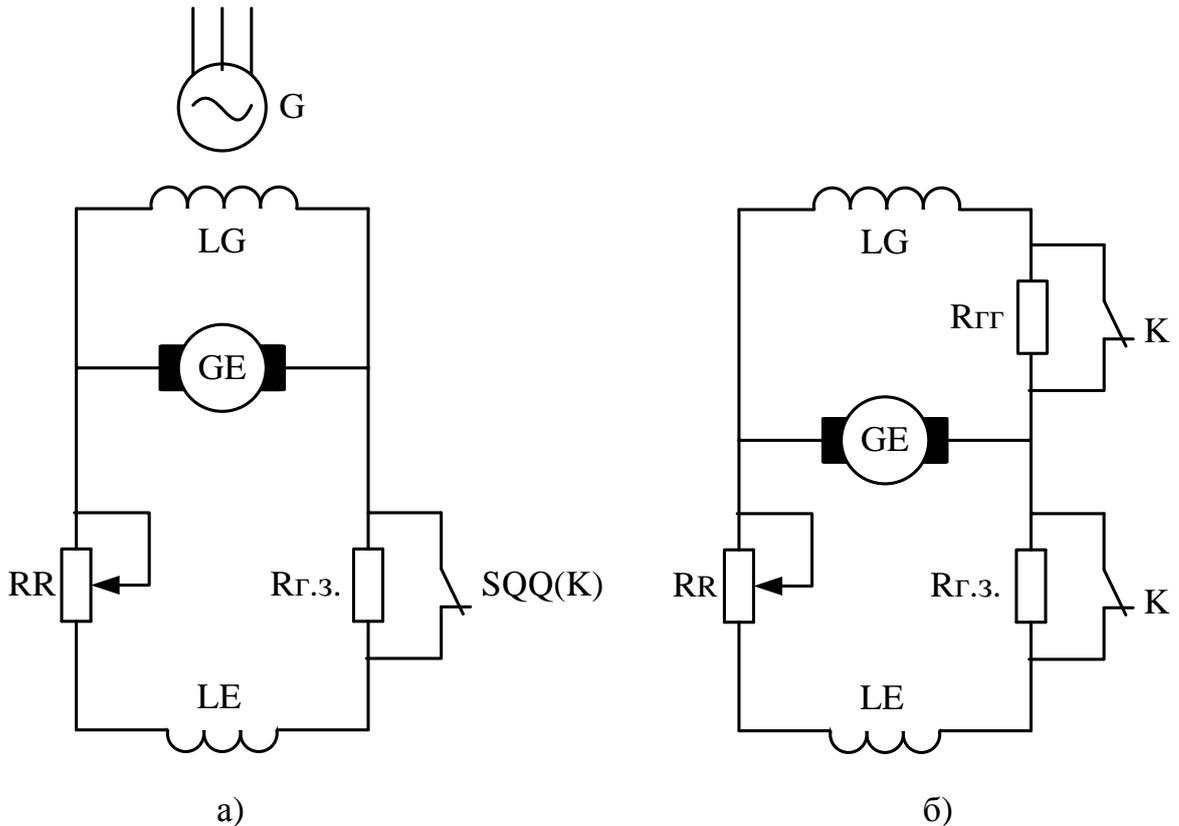
Гасіння магнітного поля здійснюється на всіх генераторах високої напруги з метою [17-19]:

- припинення струму КЗ, який посилає генератор при пошкодженні на його виводах або в обмотці статора;
- зниження напруги на його виводах після автоматичного вимикання вимикача (скидання навантаження).

Гасіння магнітного поля повинно бути швидкодієвим та виконуватись автоматично одночасно з вимиканням вимикача генератора. Тільки для СГ потужністю 1 МВт і менше допускається здійснювати автоматичне гасіння поля за допомогою допоміжних контактів на вимикачі SQQ (K), які замикаються після вимикання вимикача. Для генераторів такої потужності пристрій АГП допускається виконувати спрощено шляхом введення гасильного опору $R_{ГЗ}$ в коло обмотки збудження збудника LE (рисунок 3.3, а). Гасильний опір $R_{ГЗ}$ повинен бути в 10 разів більше опору шунтової обмотки збудника LE в гарячому стані. При введенні такого опору ЕРС збудника швидко знижується. Однак, гасіння поля генератора при такій схемі може тривати десятки секунд.

Для прискорення процесу гасіння поля на генераторах потужністю 1–6 МВт автоматичне гасіння поля здійснюється одночасним введенням гасильних опорів як в обмотку збудження збудника LE , так і в обмотку збудження генератора LG (рисунок 3.3, б). Гасильний опір $R_{ГГ}$ повинен бути в

4–5 разів більше опору обмотки збудження генератора в гарячому стані. Процес гасіння поля при такій схемі триває 6–8 с.



SQQ – допоміжний контакт вимикача, автомата або контакт контактора К, який діє від захисту

Рисунок 3.3 – Принципова схема пристрою АГП для генераторів малої потужності

На генераторах великої потужності автоматичне гасіння поля здійснюється спеціальними апаратами з гасіння дуги в дугогасильній решітці або за допомогою перемикування обмотки збудження генератора на гасильний опір. В ряді випадків РЗ генераторів додатково повинен діяти на протипожежний пристрій, на пристрої автоматичного зупинення агрегата та роззбудження.

3.3 Типи захисних пристроїв синхронних генераторів

На генераторах високої напруги потужністю від 1 до 30 МВт передбачається РЗ від таких пошкоджень та небезпечних ненормальних режимів [17, 19]:

- 1) від багатофазних замикань в обмотці статора генератора і на його виводах;
- 2) від однофазних замикань на землю в обмотці статора СГ і на його виводах та від подвійних замикань на землю, одне з яких виникло в обмотці статора, а друге – у зовнішній мережі (рисунок 3.1, в, д);
- 3) від надструмів в обмотці статора, які обумовлено зовнішніми КЗ;
- 4) від струмів в обмотці статора, які обумовлено симетричним перенавантаженням;
- 5) від появи другого замикання на корпус в колі збудження турбогенератора;
- 6) від замикань на землю в одній точці кола збудження (для гідрогенераторів);
- 7) від підвищення напруги на зажимах гідрогенератора при раптових скиданнях навантаження.

Захисти від багатофазних замикань та замикань на землю в обмотці статора, а також захисти від зовнішніх КЗ і від підвищення напруги діють на вимикання вимикача та АГП генератора. Захисти від внутрішніх пошкоджень генератора поряд з цим повинні діяти на технологічні захисти турбіни. На гідрогенераторі релейний захист від багатофазних замикань та замикань на землю в обмотці статора повинні також діяти на зупинення агрегата та вводити в дію протипожежний пристрій. Допускається здійснювати зупинення гідрогенератора і при дії РЗ від зовнішніх КЗ, від замикань на землю в одній точці кола збудження і від підвищення напруги.

Захисти від симетричних перевантажень на електростанціях з обслуговуючим персоналом повинні діяти на сигнал. На ГЕС без постійного

чергового персоналу ці захисти повинні також діяти на розвантаження і, якщо останнє неефективне, то на вимикання вимикача і АГП генератора, а також, при необхідності, на зупинення гідрогенератора.

3.4 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора типу ВГС 700/80-40

На гідрогенераторі передбачається релейний захист від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів [17-19]:

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

Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором типу ТРДН-63000/110.

Гідрогенератор ВГС 700/80-40:

$$S_{ном} = 23,5 \text{ МВА}; \quad P_{ном} = 20 \text{ МВт}; \quad U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}; \quad \cos \varphi_{ном} = 0,85;$$

$$I_{ном} = 1292,2 \text{ А}; \quad f_{ном} = 50 \text{ Гц}; \quad x''_{d*} = 0,25.$$

Блочний трансформатор ТРДН-63000/110:

$$S_{ном} = 63 \text{ МВА}; \quad U_{ном} = 115/10,5-10,5 \text{ кВ}; \quad U_k = 10,5 \text{ \%}.$$

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

$$S_b = S_{Г.ном} = 23,5 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо опори схеми заміщення:

$$X_{\Gamma} = X_d'' = 0,23;$$

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

$$X_{BT} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{23,5}{63} = 0,073.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

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

$$E_{q*}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,527 + 1 \cdot 0,23)^2} = 1,138,$$

$$\text{де } U_{ном*} = I_{ном*} = 1; \sin \varphi_{ном} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ном}} = \sqrt{1 - 0,85^2} = 0,527.$$

Розраховуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К₁):

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

$$I_*^{(3)} = \frac{1,138}{0,23} = 4,95;$$

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

$$I^{(3)} = 4,95 \cdot 1292,2 = 6394,8 \text{ А.}$$

Розраховуємо струми КЗ за блочним трансформатором (точка К₂):

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

$$I_*^{(3)} = \frac{1,138}{0,23 + 0,073} = 3,756.$$

$$I^{(3)} = 3,756 \cdot 1292,2 = 4853,2 \text{ А.}$$

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

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

Розрахункові уставки захисту:

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

$$I_{нб.розр.мах} = K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.мах}, \quad (3.2)$$

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

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

$$I_{нб.розр.мах} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 15723 = 786,15 \text{ А};$$

б) визначається розрахунковий первинний струм спрацьовування захисту за умовами:

- неспрацьовування від розрахункового струму небалансу:

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

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

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 786,15 = 1021,93 \text{ А};$$

- неспрацьовування від максимального струму навантаження при пошкодженні кола циркуляції:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{розр.мах}, \quad (3.4)$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 1360,2 = 1768,26.$$

Приймаємо $I_{сз} = 1768,26 \text{ А}$.

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

$$K_u = I_{K.pozp.min} / I_{c3} \geq 2; \quad (3.5)$$

$$K_u = 0,87 \cdot 15723 / 1768,26 = 7,74 > 2;$$

г) струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = I_{c3} / n_c; \quad (3.6)$$

$$I_{cp} = 1768,26 / (2000 / 5) = 4,42 \text{ А.}$$

д) число витків диференціальної обмотки реле:

$$\omega_{диф.розр} = F_{cp} / I_{cp} = 100 / I_{cp}; \quad (3.7)$$

$$\omega_{диф.розр} = 100 / 4,42 = 22,6.$$

Приймаємо $\omega_{диф.} = 22$ витки.

Остаточні значення струмів спрацювання:

$$I_{cp} = F_{cp} / \omega_{диф.}; \quad (3.8)$$

$$I_{c3} = I_{cp} \cdot n_c.$$

$$I_{cp} = 100 / 22 = 4,55 \text{ А;}$$

$$I_{c3} = 4,55 \cdot 400 = 1820 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_u = 0,87 \cdot 15723 / 1820 = 7,52 > 2.$$

В коло короткозамкненої обмотки реле вмикаємо максимальний опір 10 Ом.

3.4.2 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Обираємо тип захисту від замикань на землю в обмотці статора: захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості типу ЗЗГ-1.

Захист має два органи:

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

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

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

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

3.4.3 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

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

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

Розрахункові уставки захисту:

- а) первинний струм спрацьовування захисту та струм спрацьовування реле:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{г.ном} / K_{пов}; \quad (3.9)$$

$$I_{cp} = K_{cx} \cdot I_{c3} / n_c ,$$

$$I_{c3} = 1,2 \cdot 1292,2 / 0,85 = 1824 \text{ A};$$

$$I_{cp} = 1 \cdot 1824 / 400 = 4,56 .$$

б) первинна напруга працювання захисту та спрацювання реле:

$$U_{c3} = (0,6 - 0,75) \cdot U_{z.ном}; \quad (3.10)$$

$$U_{cp} = U_{c3} / n_n ;$$

$$U_{c3} = 0,65 \cdot 10500 = 6825 \text{ В};$$

$$U_{cp} = 6825 / (10500 / 100) = 65 \text{ В}.$$

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

г) коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\chi} = 0,87 \cdot 15723 / 1824 = 7,5 > 1,5 .$$

3.4.4 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ

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

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

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

3.4.5 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень

Тип захисту: двоступінчастий струмовий захист оберненої послідовності

з незалежною витримкою часу.

Захист виконується з фільтр-реле струму оберненої послідовності РТФ-7/2 та реле часу.

Обидва ступеня діють на вимикання гідрогенератора.

Розрахункові уставки захисту:

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

Орієнтовно можуть бути рекомендовані такі уставки захисту:

- струм спрацьовування захисту першого ступеня:

$$I_{\text{сзI}} = 0,4 \cdot I_{\text{г.ном}}; \quad (3.11)$$

$$I_{\text{сзI}} = 0,4 \cdot 1292,2 = 516,8 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{сзII}} = 0,2 \cdot I_{\text{г.ном}}, \quad (3.12)$$

$$I_{\text{сзII}} = 0,2 \cdot 1292,2 = 258,4 \text{ А};$$

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

Струми спрацьовування реле:

$$I_{\text{срI}} = 516,8 / 400 = 1,292 \text{ А};$$

$$I_{\text{сзII}} = 258,4 / 400 = 0,646 \text{ А}.$$

3.4.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

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

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{г.ном} / K_{пов}; \quad (3.13)$$

$$I_{сз} = 1,05 \cdot 1292,2 / 0,85 = 1596 \text{ А};$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{ср} = 1596 / 400 = 3,99.$$

3.4.7 Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора

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

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

Первинна напруга спрацьовування

$$U_{сз} = 1,5 \cdot U_{г.ном}; \quad (3.14)$$

$$U_{сз} = 1,5 \cdot 10500 = 15750 \text{ В}.$$

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

Напруга спрацьовування реле:

$$U_{ср} = 15750 / 100 = 157,5 \text{ В}.$$

3.4.8 Захист від втрат збудження

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

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

Розрахункові уставки захисту:

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

$$I_{сзI} = 1,1 \cdot I_{г.ном}; \quad (3.15)$$

$$I_{сзI} = 1,1 \cdot 1292,2 = 1421,42 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{спI} = 1,1 \cdot 1292,2 / 400 = 3,55 \text{ А.}$$

3.4.9 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

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

3.4.10 Захист кіл ротора

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

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

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

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

Розрахункові уставки захисту:

- первинний струм спрацьовування першого ступеня:

$$I_{дI} = 1,8 \cdot I_{рот.ном}; \quad (3.16)$$

$$I_{дI} = 1,8 \cdot 930 = 1674 \text{ А;}$$

- перша витримка часу захисту: $t_{дI} = 35 \text{ с;}$

- друга витримка часу захисту: $t_{дII} = 50 \text{ с;}$

- первинний струм спрацьовування другого ступеня захисту визначається струмом збудження в режимі форсування:

$$I_{\partial II} = K_n \cdot I_{\text{пот.форс}}; \quad (3.17)$$

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

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

Струми спрацьовування реле:

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

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

3.4.11 Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі

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

3.5 Пристрої релейного захисту ГЕС

Оберемо типи захистів, що встановлюють на обладнанні ГЕС, результати вибору наведені в табл. 3.1 [17-19].

Таблиця 3.1 – Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

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

Продовження таблиці 3.1

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

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

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням пристроїв релейного захисту ГЕС потужністю 120 МВт

Від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу, залежить рівень безпеки обслуговуючого персоналу.

Головним завданням даного розділу МКР є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлення питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на електричних станціях.

Сформулюємо основні задачі даного розділу за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці під час виконання робіт, пов'язаних з обслуговуванням пристроїв релейного захисту та автоматики високовольтних ЛЕП на ВРУ електростанції (за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»).

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування пристроїв релейного захисту ЛЕП.

3. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 110 кВ.

Вхідні дані для розв'язання поставлених задач з охорони праці використовуємо з попередніх розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих факторів при роботах з пристроями релейного захисту ЛЕП виконується з врахуванням літературних джерел [20-22]. Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні [23]:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

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

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

Джерелами (носіями) безпеки є:

- рухомі машини і механізми;

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування пристроїв релейного захисту ЛЕП ГЕС потужністю 120 МВт

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

На основі аналізу літературних джерел [20-24] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту пристроїв РЗА ЛЕП слід вживати такі організаційні заходи.

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

- працівник, який видає наряд, віддає розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск;
- працівник, який готує робоче місце*;
- працівник, який допускає до роботи (допускач)* (* - підготовлювати робоче місце і допускати до роботи може один і той самий працівник);
- керівник робіт;
- працівник, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (наглядач);
- член бригади.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V.

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Технічні заходи, які забезпечують безпечне виконання робіт, виконуються як оперативним персоналом, так і персоналом ЕТЛ з дотриманням всіх вимог правил техніки безпеки. Порядок її виконання наступний [22]:

- вивести з роботи накладками, ключами, випробувальними блоками пристрої РЗА, вказані в заявці, наряді, розпорядженні;
- від'єднати і ізолювати всі кола пристроїв РЗА, по яких може бути увімкнене або вимкнене інше обладнання, яке перебуває в роботі;
- вимкнути або від'єднати кола напруги на пристроях РЗА, де буде проводитись робота, там де немає такої можливості - працювати забороняється;
- від'єднати кола, об'єднані постійним оперативним струмом;
- від'єднати кола струму пристрою РЗА, який перевіряється, без розмикання струмових кіл, що залишились в роботі;
- від'єднати кола сигналізації;
- закрити шторками сусідні панелі, ряди затискачів та іншу апаратуру, яка залишилась в роботі і до якої можливі помилковий доступ персоналу.

Від'єднання кіл виконується спеціальним ізолюваним інструментом і ретельно контролюється по програмі.

4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа заземлювального пристрою: $S = (52 \times 80) = 4160 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту: $\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_2 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

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

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рис. 4.1) [25].

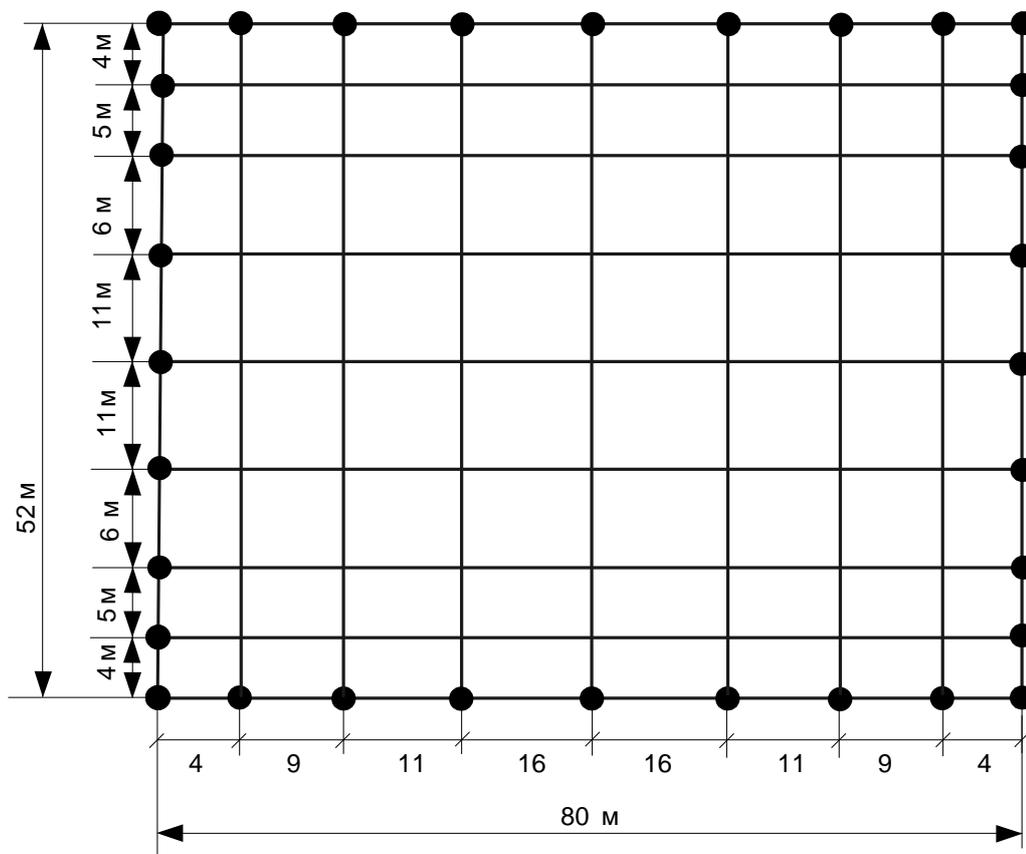


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_g;$$

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

Визначимо величини:

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

$$a / l_g = 8,25 / 4,5 = 1,8 \quad a / l_g = 8,25 / 4,5 = 1,83;$$

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

Опір заземлювального пристрою [25]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B} \leq R_{3.дон} = 0,5, \quad (4.1)$$

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

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

L_2, L_g – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів,

м.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (4.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (4.3)$$

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

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

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

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

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

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

$$R_3 = 0,377 \cdot \frac{177,6}{64,5} + \frac{177,6}{1332} = 1,15 \text{ Ом} > R_{3,\text{дон}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Приєднуємо до штучних заземлювачів природні заземлювачі, які є на території ВРУ:

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

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

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

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

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники електростанції.

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 5.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [27-29].

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

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст} \quad (5.1)$$

$$k_{num} = \frac{2854800000}{120000} = 23790 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	36000000	2,0	1440000	48	34560000	72000000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	15000	72,5	1305000000	27	486000000	0,5	9000000	1800000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обсл. призначення	2,0	80	28800000	20	7200000	-	-	36000000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	16200000	10	1800000	-	-	18000000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	85500000	5,0	4500000	-	-	90000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1,0	95	17100000	5	900000	-	-	18000000
7	Упорядкування території	1,0	100	18000000	-	-	-	-	18000000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	216000000	10	27000000	10	27000000	270000000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	180000000	180000000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	9000000	9000000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	1800000,00	1800000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	180000000	180000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	162000000	162000000
	Всього			1722600000		528840000		603360000	2854800000

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в

грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

5.2.1 Амортизація основних фондів

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

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

До другої групи (ОФ2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

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

Розрахуємо зазначені показники:

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

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (1722600000 - 855000000) = 982260000 \text{ тис. грн.};$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_2 = 900000000 \text{ тис. грн.}$$

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

$$\begin{aligned} O\Phi_3 &= 0,4 \cdot (1722600000 - 855000000) + (528840000 - 45000000) + 603360000 = \\ &= 1782540000 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	982260000,0	7	68758200,0
ОФ2	900000000,0	28	252000000,0
ОФ3	1782540000,0	20	356508000,0
Разом	2854800000,0		450466200,0

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

де B_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$B_a = 982260000 \cdot 0,07 + 900000000 \cdot 0,28 + 1782540000 \cdot 0,20 = 450466200 \text{ тис. грн.}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P_{зп} = k_{умт} \cdot P_{вст}, \quad (5.6)$$

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

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

$k_{умт}$ для ГЕС дорівнює 0,6.

$$P = 0,6 \cdot 120 = 72 \text{ чол.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції

має бути розбита на категорії:

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	85%
ІТР	12%
Службовці	2,2%
МОП	0,8%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	60 чол.
ІТР	9 чол.
Службовці	2 чол.
МОП	1 чол.

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

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

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	9660
ІТР	14700
Службовці	10500
МОП	7560

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

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

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

n_i – кількість робітників і-ої категорії.

Робітники	$S_{zn} = 12 \cdot 60 \cdot 9660 = 6955200$ грн.;
ІТР	$S_{zn} = 12 \cdot 9 \cdot 14700 = 1587600$ грн.;
Службовці	$S_{zn} = 12 \cdot 2 \cdot 10500 = 252000$ грн.;
МОП	$S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 7560 = 90720$ грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	60	6955200
ІТР	9	1587600
службовці	2	252000
МОП	1	90720

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned} B_{zn} &= (1,57 \cdot (6955200 + 90720) + 1,80 \cdot (1587600 + 252000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 13834372,86 \text{ грн.} \end{aligned}$$

5.2.3 Інші витрати

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

$$B_{ін} = \frac{(B_a + B_{зн}) \cdot I_n}{100}; \quad (5.9)$$

$$B_{ін} = \frac{(450466200 + 13834372,86) \cdot 50}{100} = 232150286,43 \text{ грн.},$$

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

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$B = B_a + B_{зн} + B_{ін}; \quad (5.10)$$

$$B = 450466200 + 13834372,86 + 232150286,43 = 696450859,29 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

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

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

$$C = \frac{696450859,29 \cdot 100}{404145,42 \cdot 1000} = 172,33 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції

необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	450466200,00	64,68%	111,46
Заробітна плата	13834372,86	1,99%	3,42
Інші затрати	232150286,43	33,33%	57,44
Разом	696450859,29	100%	172,33

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	120
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	417347,8
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,67
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	2854800
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	172,33

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{Ч};$$

$$K_{обс} = \frac{120}{72} = 1,67 \text{ МВт/чол.}$$

У даному розділі були пораховані економічні показники проекрованої ГЕС потужністю 120 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 172,3$ коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування електричної частини ГЕС на прикладі гідроелектростанції потужністю 120 МВт з розрахунком релейного захисту гідрогенераторів на станції.

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

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

2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 120 МВт. Станція видає потужність в місцевий район на напрузі 10 кВ по трьох лініях електропередачі та в систему на напрузі 110 кВ по двох ЛЕП.

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

4. Обрано комутаційне обладнання, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, установку постійного струму. Розраховано грозозахист та запропоновано параметри заземлювального пристрою ВРУ 110 кВ. Всі розрахунки зроблені з урахуванням струмів аварійних режимів, що дозволяє ефективно працювати та забезпечувати електропостачання споживачів в системі та районі.

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

6. Розраховано основні техніко-економічні показники ГЕС. Собівартість електроенергії, виробленої на станції, становить 172,3 коп/кВт·год., що відповідає середнім значенням собівартості електроенергії на ГЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Салашенко Т. І. Порівняльний аналіз стратегічних орієнтирів розвитку електроенергетики в Україні та світі / Економіка та управління національним господарством Вип. 2, 2016. С. 100-107. URL: <https://chmnu.edu.ua/wp-content/uploads/2019/07/Salashenko-T.-I..pdf>
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
4. Analysis of Hydropotential and Prospects for Small Hydropower Development in Ukraine / Oksana Halych, Eva Bílková, Petr Nowak, Oleksandr Riabenko // Environmental and Climate Technologies, 2023. 27(1):763-774 DOI: 10.2478/rtuect-2023-0056
5. Гідроенергетика: огляд концепції. URL: <https://patriot-nrg.com/uk/content/gidroelektroenergetyka-oglyad-koncepciyi>
6. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf
7. Корчак Л. О., Тептя В. В. Дослідження релейного захисту гідрогенераторів Матеріали міжнародної науково-практичної конференції Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2025), тези доповіді, Вінниця, 2025. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2025/schedConf/presentations>
8. Салашенко Т. І. Енергетична безпека України в сфері електроенергетики: системні проблеми та пріоритети / Ефективна економіка, № 5, 2016. URL: <http://www.economy.nauka.com.ua/?op=1&z=4970>
9. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.

10. Блінов І. В., Олефір Д. О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії / Техн. електродинаміка. 2022. № 4. С. 42-47.
11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
13. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
14. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проектування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.
15. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
16. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
17. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с.
18. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Релейний захист генераторів малої та середньої потужності: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2017. 104 с.
19. Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій. Вінниця: ВНТУ, 2023. 125 с. URL: http://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2023/Rubanenko_2023_125.pdf
20. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу від 21.06.2019 № 271)
21. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ;

уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.

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

23. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 120 с.

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

25. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.

26. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня магістра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад. : С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. Вінниця: ВНТУ, 2022. 52 с.

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

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

29. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі» / Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О.

М., Ситник А. В. Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

30. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

31. 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.

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

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з агрегатами типу ВГС-700/80-40 з аналізом захисту гідрогенераторів»

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 Томашевський Ю. В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	71,2%
Загальна схожість	28,8%

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

(підпис)

Корчак Л. О.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

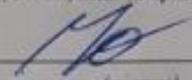
(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

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



(підпис)

" 20 " 03 2025 р.

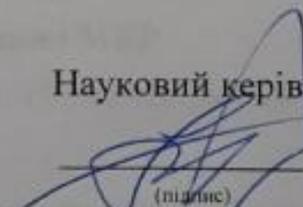
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
120 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 700/80-40 З АНАЛІЗОМ ЗАХИСТУ
ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ

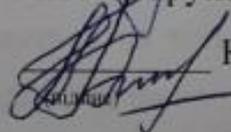
08-21.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент



(підпис) **Томашевський Ю. В.**

Магістр групи ЕС-23мз



(підпис) **Корчак Л. О.**

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Реконструкція старих та розвиток нових ГЕС дозволить підвищити стійкість, надійність роботи ОЕС України, підвищити енергоефективність за рахунок покращення технічного стану обладнання електростанцій, запровадження АСК безпеки гідротехнічних споруд, зменшенню екологічних ризиків.;
- б) наказ ректора ВНТУ № 96 від 20 березня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України шляхом проектування та будівництва електричної частини гідроелектростанції потужністю 120 МВт з розрахунком захисту гідрогенератора;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 120 МВт з шістьма гідроагрегатами одиничною потужністю 20 МВт. Потужність видається в систему, яка знаходиться на відстані 60 км, на напрузі 110 кВ; потужність в місцевий район видається на напрузі 10 кВ.

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

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

– показники технологічності: проектування ГЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

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

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ГЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.25	23.03.25	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування ГЕС	24.03.25	28.03.25	аналітичний огляд літературних джерел, задач досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	29.03.25	15.04.25	розділ 2 ПЗ
4	Релейний захист гідрогенераторів	16.04.25	25.04.25	розділ 3 ПЗ
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	26.04.25	05.05.25	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.05.25	12.05.25	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.25	22.05.25	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	23.05.25	01.06.25	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	02.06.25	04.06.25	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	05.06.25	10.06.25	Відгук

			опонента
	Захист МКР	За графіком захисту (червень)	Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ГЕС потужністю 120 МВт, а також одержання результатів розрахунку релейного захисту гідрогенератора, які можуть бути використані з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

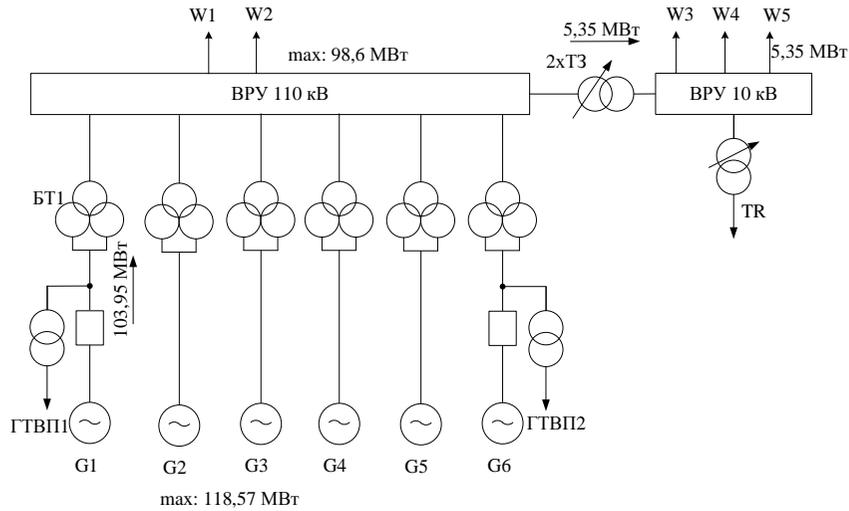
ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

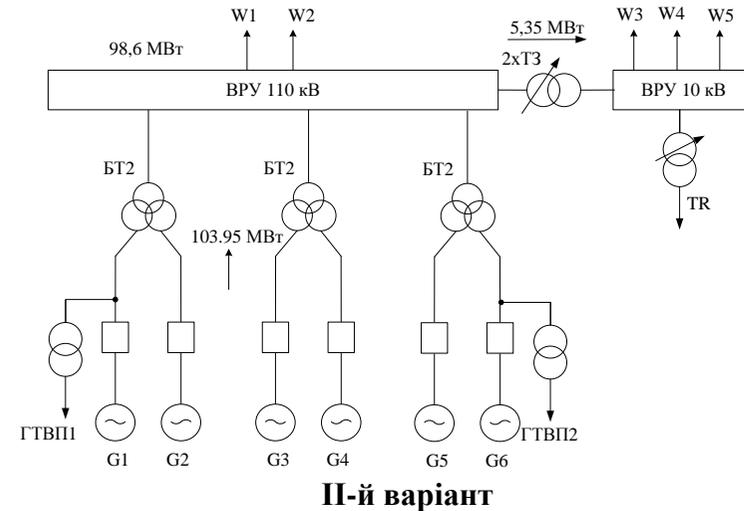
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
120 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 700/80-40 З АНАЛІЗОМ ЗАХИСТУ
ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ**

1 ВИБІР СХЕМ ГЕС

ВАРІАНТИ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ГЕС

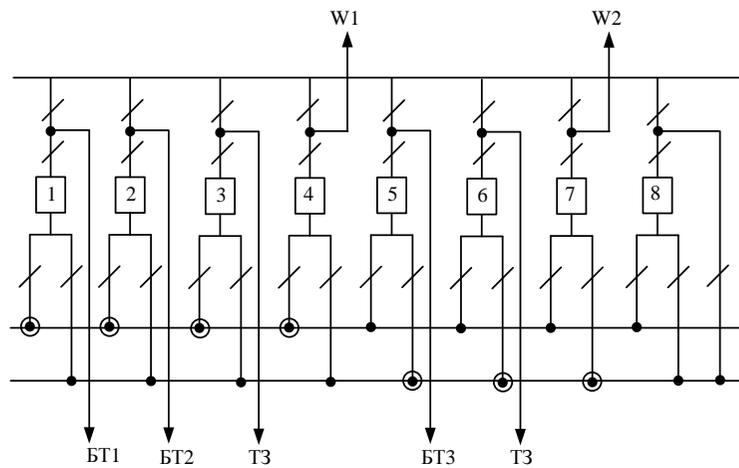


I-й варіант

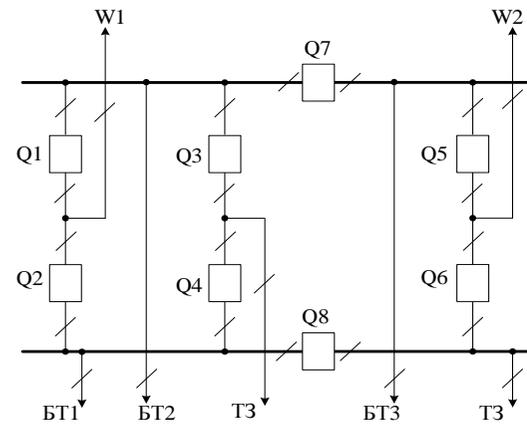


II-й варіант

СХЕМИ ВРУ-110 кВ ГЕС

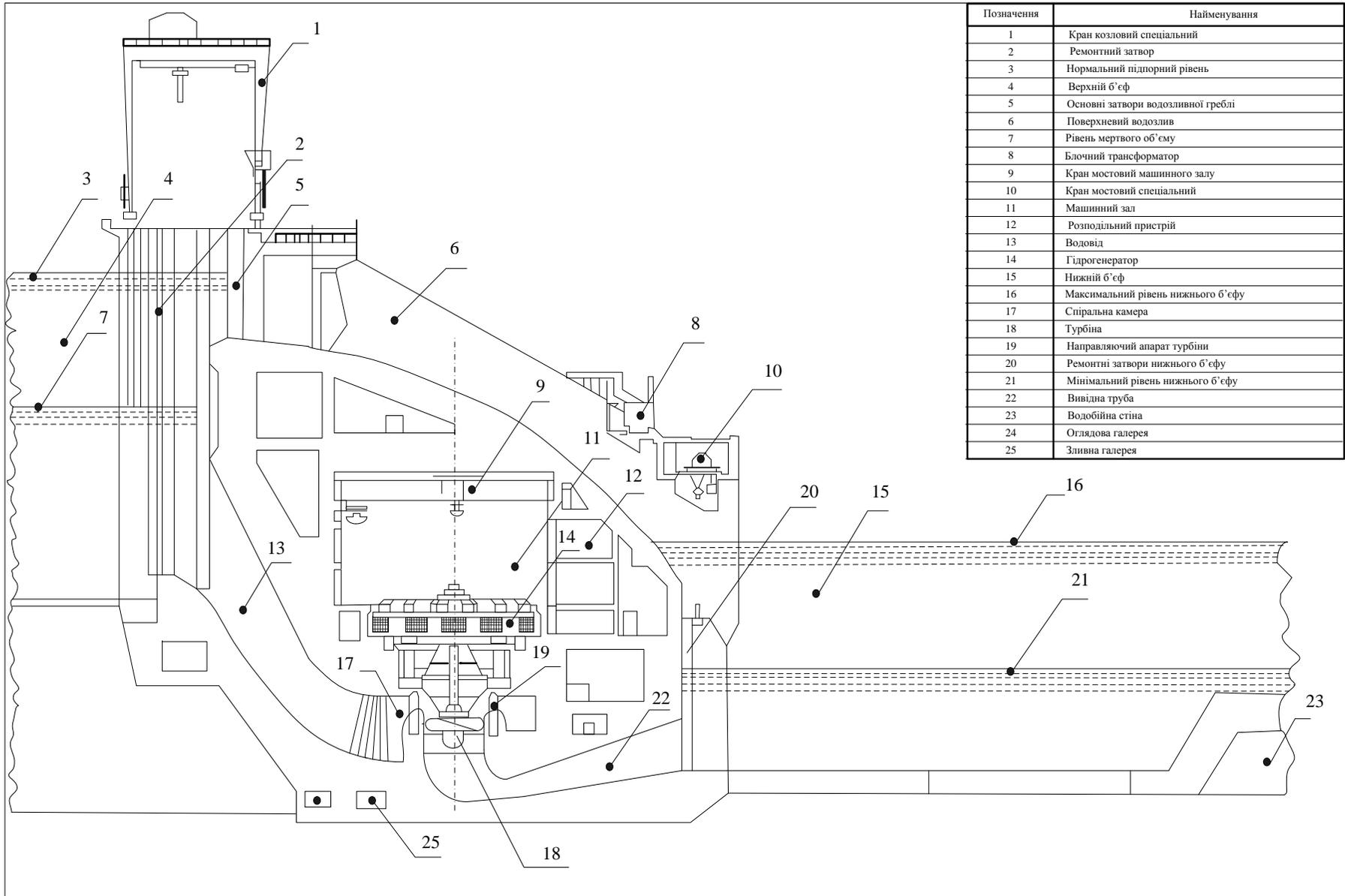


**Схема «дві робочі та обхідна система збірних шин»
I варіант схеми ВРУ-110 кВ**



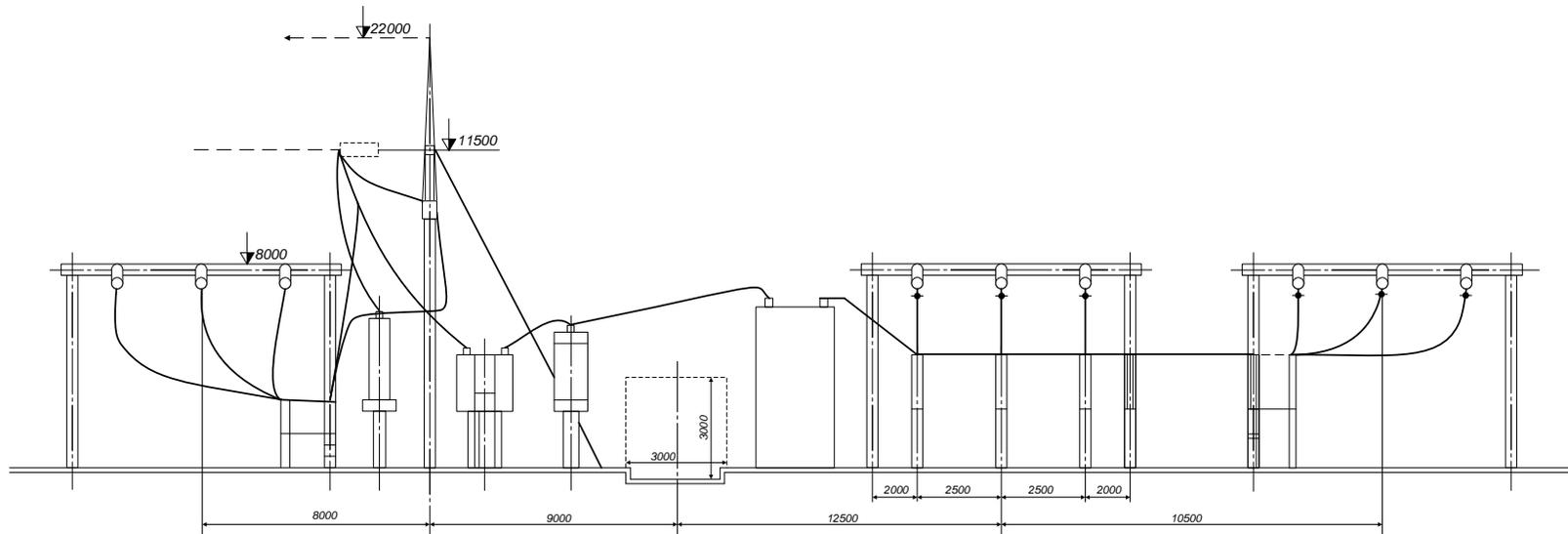
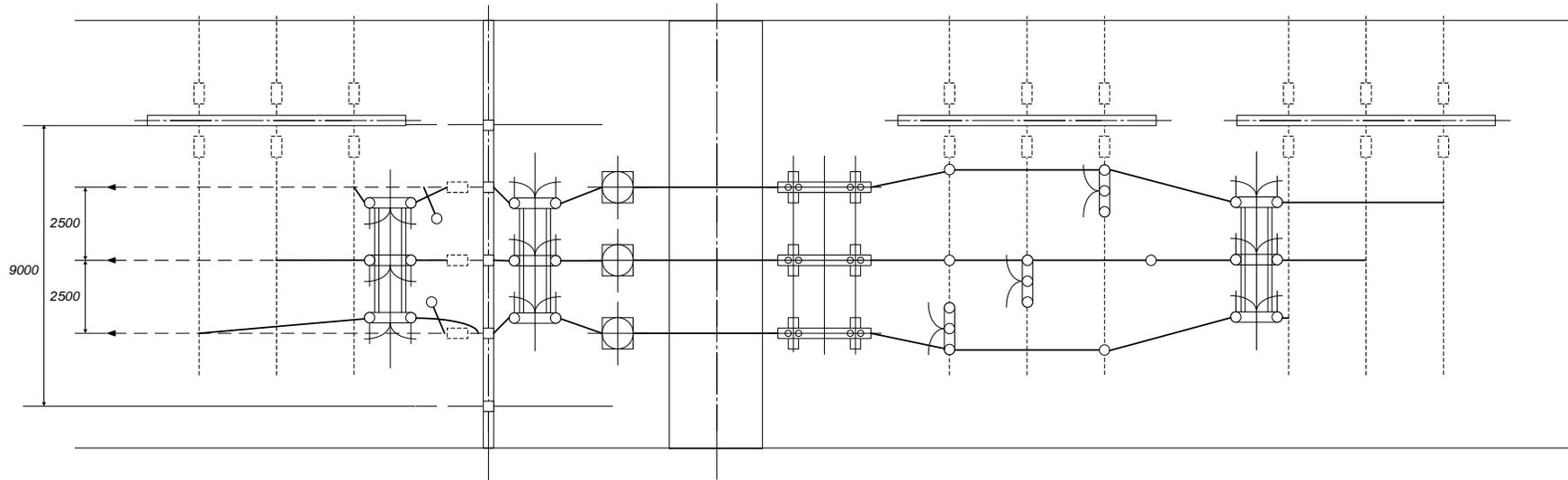
**Схема зв'язаних багатокутників
II варіант схеми ВРУ-110 кВ**

3 ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛІ СТАНЦІЇ



Позначення	Найменування
1	Кран козловий спеціальний
2	Ремонтний затвор
3	Нормальний підпорний рівень
4	Верхній б'єф
5	Основні затвори водозливної греблі
6	Поверхневий водозлив
7	Рівень мертвого об'єму
8	Блочний трансформатор
9	Кран мостовий машинного залу
10	Кран мостовий спеціальний
11	Машинний зал
12	Розподільний пристрій
13	Водовід
14	Гідрогенератор
15	Нижній б'єф
16	Максимальний рівень нижнього б'єфу
17	Спиральна камера
18	Турбіна
19	Направляючий апарат турбіни
20	Ремонтні затвори нижнього б'єфу
21	Мінімальний рівень нижнього б'єфу
22	Вивідна труба
23	Водобійна стіна
24	Оглядова галерея
25	Зливна галерея

4 ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ВРУ-110 КВ



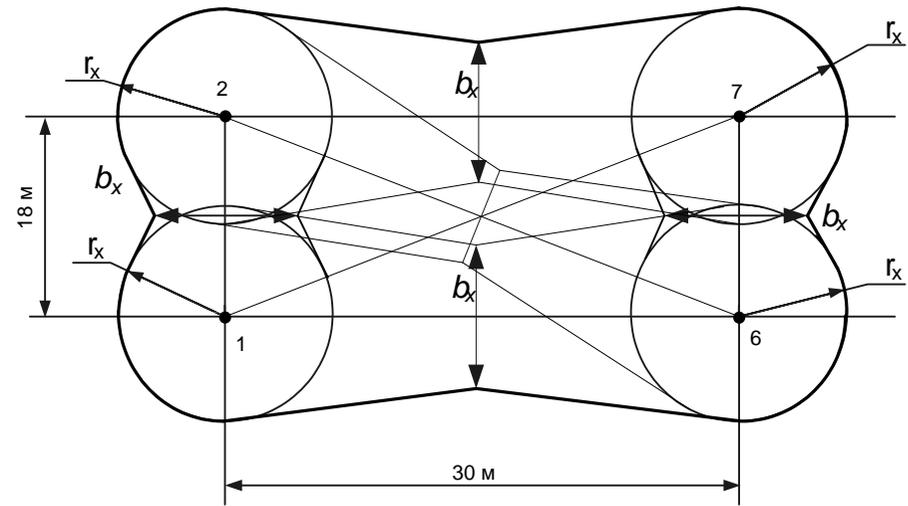
5 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-110 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

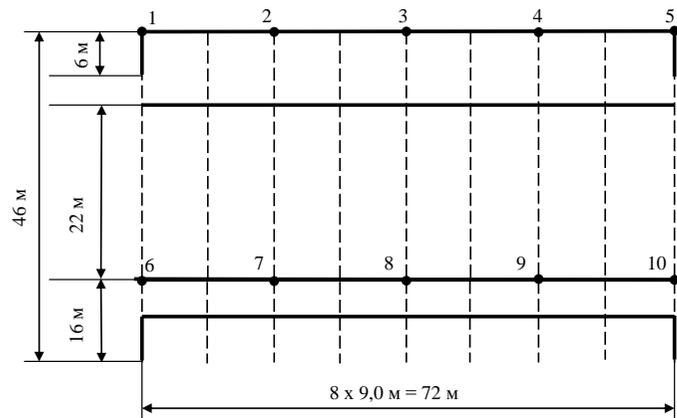
- висота блискавковідводу: $h = 25$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 14$ м.

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

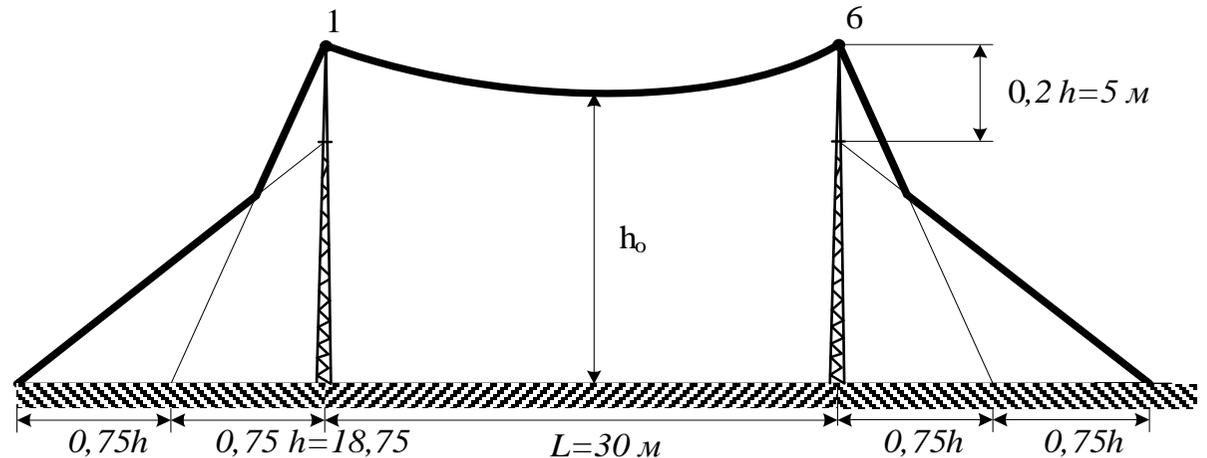
Пари блискавковідводів	$L, \text{м}$	$h_0, \text{м}$	$b_x, \text{м}$	$r_x, \text{м}$
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	18	24,462	20,886	11,25
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	30	23,515	18,044	11,25
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	35	22,987	16,461	11,25



а)



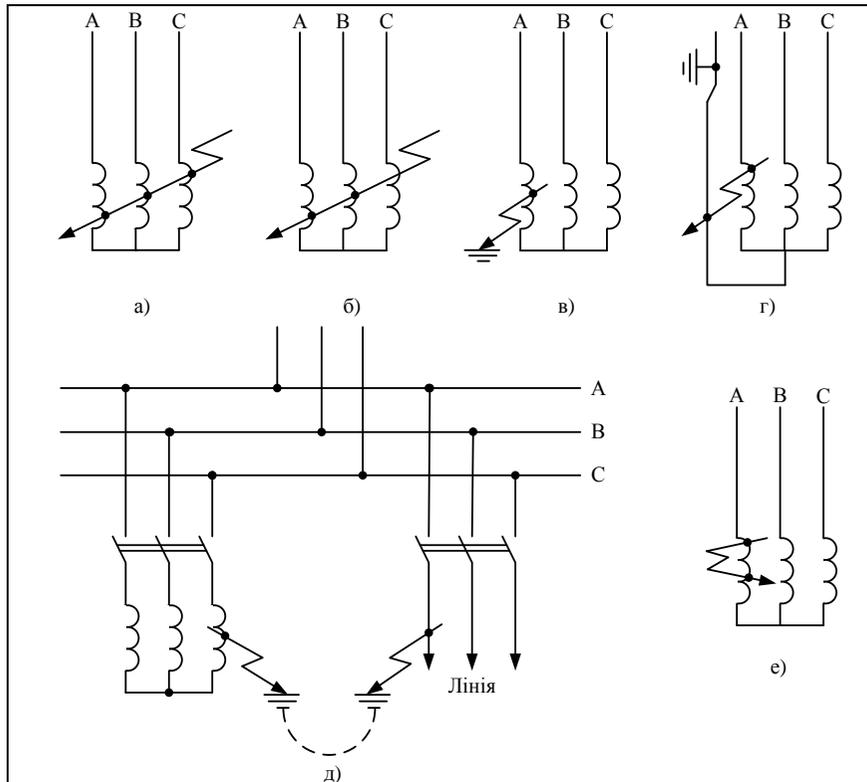
План розташування блискавковідводів
на ВРУ-110 кВ



б)

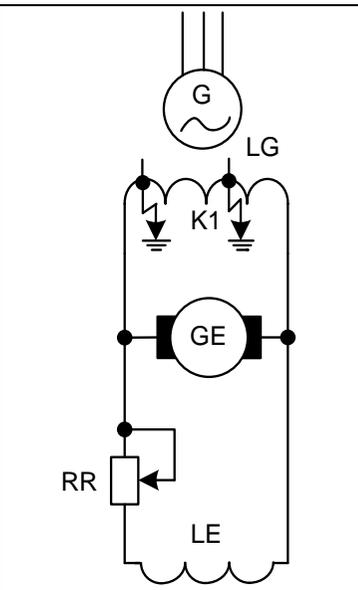
Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

6 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ГІДРОГЕНЕРАТОРА ГЕС



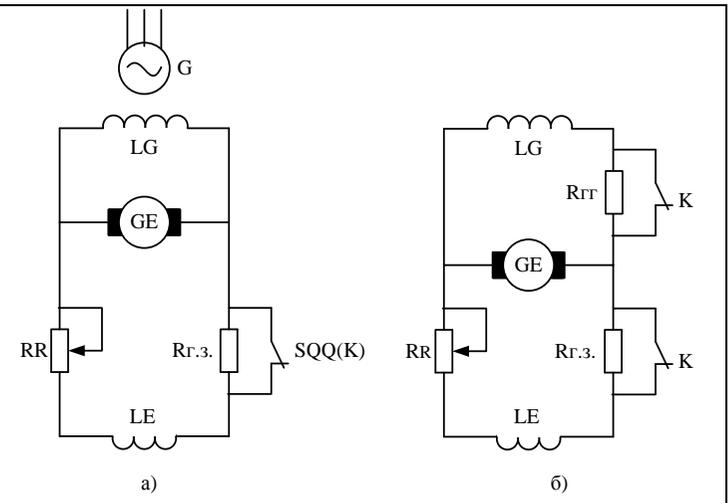
а) – трифазне КЗ; б) – двофазне КЗ; в) – однофазне замикання на землю (корпус); г) – однофазне замикання на нульовий провід; д) – подвійне замикання на землю в різних точках мережі; е) – виткове замикання в одній фазі

Рисунок 1 – Пошкодження обмоток статора генератора



G – генератор; LG – обмотка збудження генератора; GE – збудник; LE – обмотка збудження збудника; RR – регулювальний шунтовий реостат

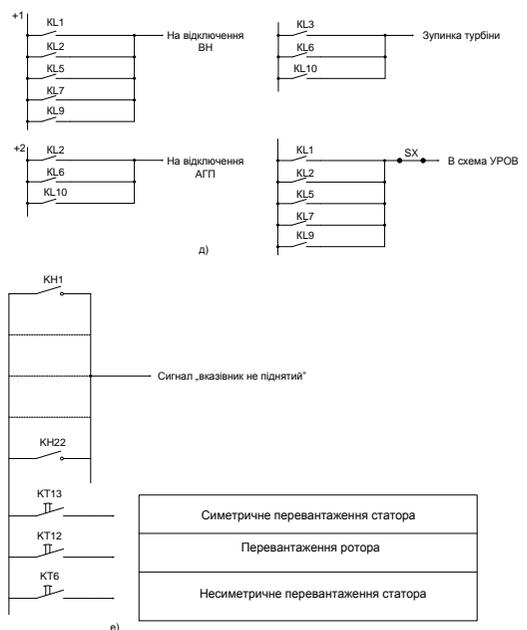
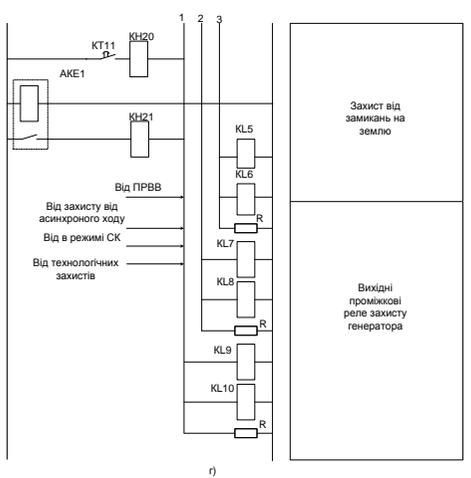
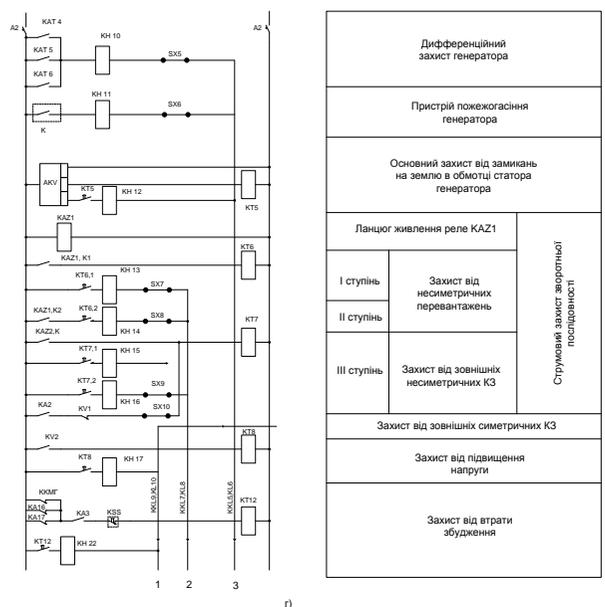
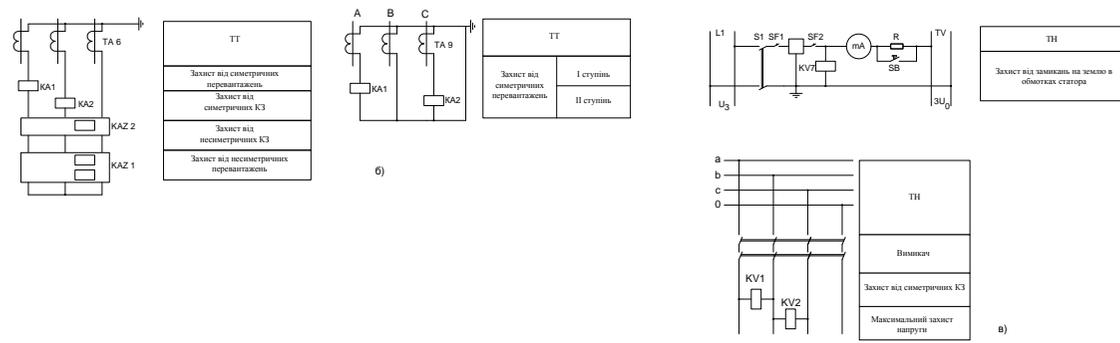
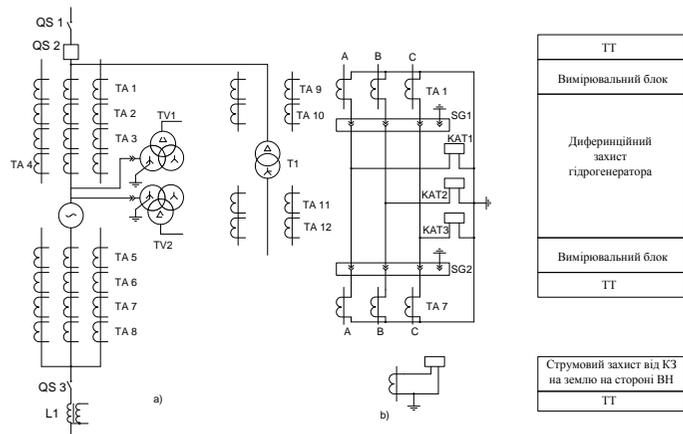
Рисунок 2 – Замикання на землю в двох точках кола збудження генератора



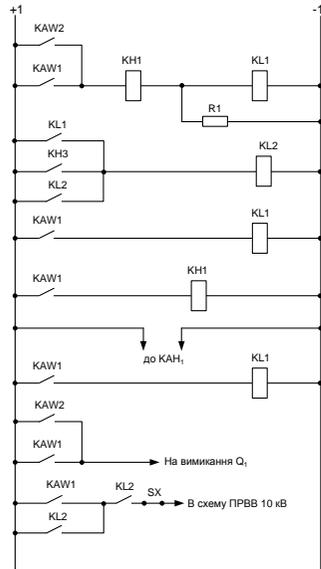
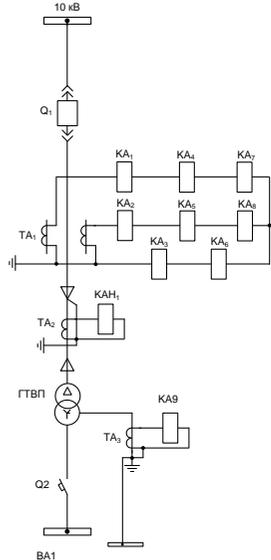
SQQ – допоміжний контакт вимикача, автомата або контакт контактора К, який діє від захисту

Рисунок 3 – Принципова схема пристрою АГП для генераторів малої потужності

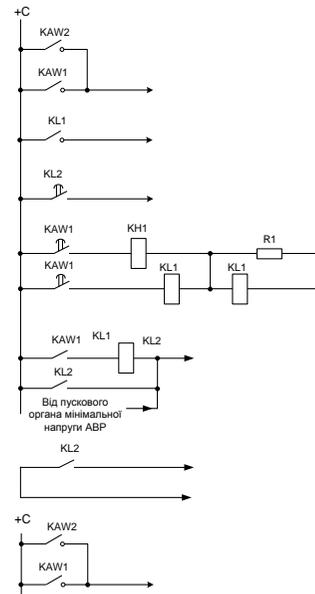
РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ГІДРОГЕНЕРАТОРА



РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ



Струмова відсічка від міжфазних КЗ
МСЗ сторони ВН
Струмівий захист нульової послідовності
Захист від перевантаження
Сигналізація однофазних замикань на землю
Вихідні кола вимикача Q ₁
Пристрій резервування відмов вимикачів 10 кВ



На сигнал „Вказівник не піднято”
На сигнал „Земля в мережі 10 кВ”
На сигнал „Перевантаження трансформатора”
Вихідні проміжні реле захистів робочого вводу
На вимикання вимикача Q ₂
В схему блока спрацювання АВР секції 0,4 кВ
На сигнал „Визов на секцію РУ ВП 0,4 кВ”

№	Позначення	Найменування	Тип
9	KA	Реле струму	РТ-40
8	KA	Реле струму	РТ-40
7	KH	Реле вказівне	РУ-21/0,05
6	KL2	Реле проміжне	РП-16 (ПЗ-42)
5	KL2	Реле проміжне	РП-16 (ПЗ-42)
4	KT	Реле часу	РВ-124
3	R ₂	Резистор 2000 Ом	ПЗВ-50
2	R ₂	Резистор 2000 Ом	ПЗВ-50
1	SX	Накладка контакта	НKP-3

7 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

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

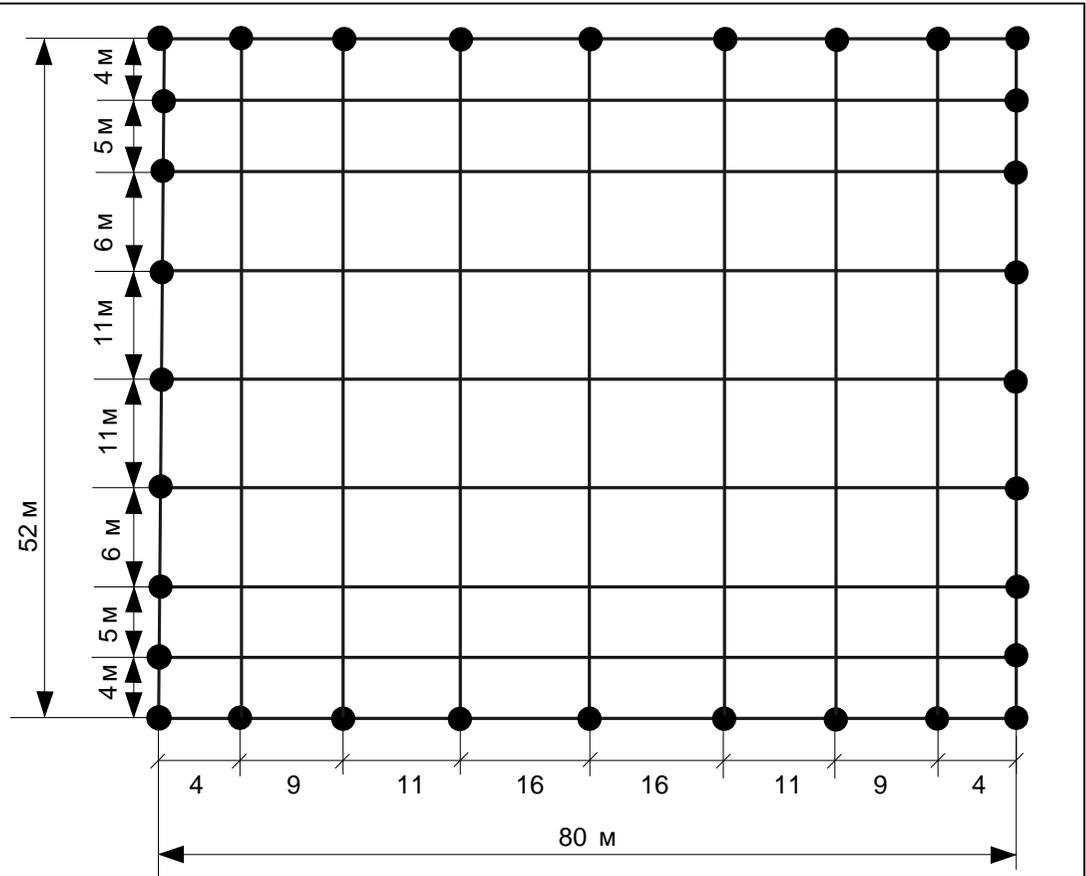
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

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

кліматична зона – III.

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

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



План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	450466200,00	64,68%	111,46
Заробітна плата	13834372,86	1,99%	3,42
Інші затрати	232150286,43	33,33%	57,44
Разом	696450859,29	100%	172,33

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	120
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	417347,8
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	1,67
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	2854800
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	172,33