

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

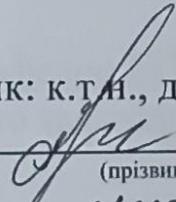
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

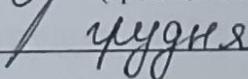
на тему:

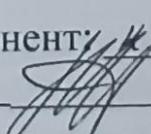
«Проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 63 МВт з розрахунком релейного захисту та автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160»

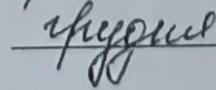
Виконав: студент 2-го курсу,
групи ЕС-24м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)


Кашевський І.М.
(прізвище та ініціали)

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

Малогулко Ю.В.
(прізвище та ініціали)

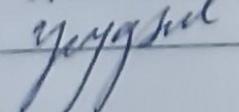
« 05 »  2025 р.

Опонент: к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС ЕЕМ

Куртіна М.В.
(прізвище та ініціали)

« 10 »  2025 р.

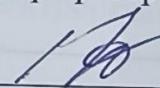
Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС

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

« 12 »  2025 р.

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

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


24 вересня 2025 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

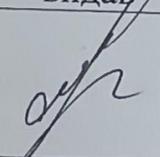
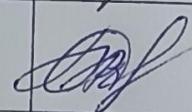
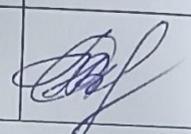
Кашевському Іллі Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 63 МВт з розрахунком релейного захисту та автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160»
керівник роботи к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС Малогулко Ю.В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року № 313.
2. Строк подання студентом роботи 02 грудня 2025 року.
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Параметри енергосистеми: $S_{с.ном} = 9600$ МВА; $U_{с.ном} = 220$ кВ; $X_{с.ном*} = 0,3$ в.о. Відстань до місця приєднання енергосистеми 52 км. Максимальна потужність, що віддається в енергосистему: $P_{с.мах} = 36$ МВт. Максимальне навантаження району: $P_{р.мах} = 14$ МВт. Вид промисловості району верстатобудування. Напруга мережі району: $U_{р.ном} = 35$ кВ. Паливо: вода.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електрична частина. 2. Розрахунок струмів короткого замикання. 3. Вибір комутаційного обладнання. 4. Релейний захист і автоматика. 5. Техніко-економічне порівняння. 7. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 2. Актуальність. 3. Електрична частина. 4. Вибір основного обладнання (генераторів, блочних трансформаторів та трансформаторів зв'язку). 5. Вибір основного обладнання (вибір трансформаторів власних потреб, вимі-

качів та комутаційних апаратів). 6. Вибір основного обладнання (трансформаторів струму та напруги, розрядників). 7. Проектування структурної схеми станції. 8. Релейних захист гідрогенератора СГКЕ-600/160-84. 9-10. Релейних захист та автоматика. 11. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

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

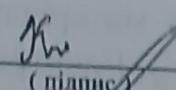
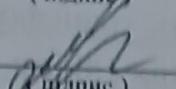
7. Дата видачі завдання 25 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	26.09.25	05.10.25	Вик
2	Електрична частина	06.10.25	12.10.25	Вик
3	Розрахунок струмів короткого замикання	13.10.25	19.10.25	Вик
4	Вибір комутаційного обладнання	20.10.25	26.10.25	Вик
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	27.10.25	02.11.25	Вик
6	Оформлення пояснювальної записки	03.11.25	09.11.25	Вик
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	09.11.24	16.11.25	Вик
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	17.11.25	23.11.25	Вик
9	Рецензування МКР	24.11.25	01.12.25	Вик
10	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

I. М. Кашевський

Ю. В. Малогулко

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	3
ANNOTATION	4
ВСТУП	5
1 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА	8
1.1 Розрахунок графіків навантаження	8
1.2 Вибір основного обладнання	14
1.2.1 Вибір гідрогенераторів	14
1.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції	15
1.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи	15
1.3.2 Проектування структурної схеми станції	17
1.3.3 Вибір трансформаторів	18
1.4 Вибір схем відкритих розподільчих пристроїв (ВРП-220 і ВРП-35)	21
1.5 Схема власних потреб електростанції	22
2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	23
2.1 Електрична схема заміщення	25
2.2 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$	27
2.3 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$	32
2.4 Розрахунок термічної дії струмів КЗ	37
2.5 Вибір струмоведучих частин	38
2.5.1 Вибір збірних шин ВРП–35	38
2.5.2 Вибір збірних шин ВРП 220 кВ	41
2.5.3 Вибір жорстких шин	43
3 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	48
3.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів	48
3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів	51
3.2.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	51
3.2.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	53
3.3 Вибір установки постійного струму	54
3.4 Вибір розрядників	58
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА	60
4.1 Релейних захист гідрогенератора СГКЕ-600/160-84	60
4.1.1 Захист від багаторазових КЗ в обмотці статора та на його виводах	62
	2
4.1.2 Захист від замикань на землю в обмотці статора	65

4.1.3	Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ	66
4.1.4	Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ	67
4.1.5	Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень	67
4.1.6	Захист обмотки статора від симетричних перевантажень	67
4.1.7	Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора	68
4.1.8	Захист від втрат збудження	68
4.1.9	Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора	68
4.1.10	Захист кіл ротора	68
4.1.11	Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі	69
5	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ	63
6	ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	80
6.1	Завдання розділу охорони праці	80
6.2	Розрахунок захисного заземлення трансформатора	81
	ВИСНОВКИ	86
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	89
	ДОДАТКИ	92

АНОТАЦІЯ

Кашевський Ілля Миколайович «Проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 63 МВт з розрахунком релейного захисту та автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2025. 92 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 21 назва; рис.: 18; табл. 21.

В магістерській кваліфікаційній роботі виконане комплексне проектування електричної частини електростанції з урахуванням вимог сучасних норм, стандартів та техніко-економічних показників.

У першому розділі виконано розрахунок графіків навантаження та вибір основного обладнання електростанції — генераторів, трансформаторів, схем електричних з'єднань, а також розглянуто побудову ВРП-220, ВРП-35 і схему власних потреб. Другий розділ присвячено розрахунку струмів короткого замикання, перевірці термічної та динамічної стійкості струмопровідних частин і вибору шин. У третьому розділі здійснено вибір комутаційного обладнання — вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму й напруги та розрядників. Четвертий розділ охоплює розробку релейного захисту та автоматизації елементів електростанції з урахуванням аварійних режимів. П'ятий розділ містить техніко-економічне порівняння варіантів схем ВРП та визначення оптимального рішення за мінімальними приведеними витратами. У шостому розділі розглянуто вимоги охорони праці, оцінено ризики та виконано розрахунок захисного заземлення трансформатора.

Ключові слова: електростанція; електрична частина; коротке замикання; релейний захист; трансформатор; гідрогенератор; комутаційне обладнання; струмопровідні частини; техніко-економічне порівняння; приведені витрати; електробезпека; заземлення; охорона праці; електричні мережі; розрахунок навантажень; вибір обладнання; надійність електроустановок.

ABSTRACT

Kashevskiy Illya "Design of the electrical part of a 63 MW hydroelectric power plant with calculation of relay protection and automation of a hydrogenerator of the SGKE-600/160 type". Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2025. 92 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 21 titles; fig.: 18; tabl. 21.

In the master's qualification work, a comprehensive design of the electrical part of the power plant was performed, taking into account the requirements of modern norms, standards and technical and economic indicators.

In the first section, the load schedules were calculated and the main equipment of the power plant was selected - generators, transformers, electrical connection schemes, and the construction of the VRP-220, VRP-35 and the scheme of own needs were considered. The second section is devoted to the calculation of short-circuit currents, checking the thermal and dynamic stability of current-carrying parts and the selection of buses. In the third section, the selection of switching equipment was made - switches, disconnectors, current and voltage transformers and arresters. The fourth section covers the development of relay protection and automation of power plant elements, taking into account emergency modes. The fifth section contains a technical and economic comparison of variants of VRP schemes and determining the optimal solution at minimal reduced costs. The sixth section considers the requirements of labor protection, assesses risks and calculates the protective grounding of the transformer.

Keywords: power plant; electrical part; short circuit; relay protection; transformer; hydrogenerator; switching equipment; conductive parts; technical and economic comparison; reduced costs; electrical safety; grounding; labor protection; electrical networks; load calculation; equipment selection; reliability of electrical installations.

ВСТУП

Економічні потрясіння останніх років, посилені тривалими кризовими процесами та військовими діями, суттєво вплинули на розвиток енергетичної галузі України. Електроенергетика традиційно займає майже п'яту частину промислово-виробничих фондів країни, тому її стан безпосередньо визначає стабільність національної економіки. Хронічний дефіцит інвестицій, значна частка обладнання, що повністю вичерпало свій технічний ресурс, та руйнування електроінфраструктури внаслідок ракетних ударів потребують глибоких досліджень і зважених рішень при проектуванні нових електростанцій.

Сучасні умови формують потребу у джерелах генерації, здатних забезпечити не лише виробництво дешевої електроенергії, але й підвищити маневреність та стійкість об'єднаної енергосистеми. Одним із таких рішень є будівництво гідроелектростанцій (ГЕС), адже електроенергія, вироблена на ГЕС, залишається однією з найдешевших серед усіх видів генерації. Запроектована гідроелектростанція потужністю 63 МВт може відігравати важливу роль у покритті пікових навантажень, підтриманні частотного та потужнісного балансу, а також забезпечувати електричною енергією прилеглі населені пункти та промислові об'єкти.

Проектована гідроелектростанція встановленою потужністю 63 МВт, хоча й не є великою за масштабами вітчизняної енергосистеми, здатна вирішувати низку важливих задач. Вона може забезпечувати електроенергією прилеглі населені пункти та промислові об'єкти, працювати у взаємодії з тепловими та іншими станціями, а також істотно підвищувати маневреність об'єднаної енергосистеми. Завдяки швидкодіючим агрегатам ГЕС може ефективно покривати пікові навантаження, що є критично важливим у сучасних умовах зростання змінності споживання та інтеграції відновлюваних джерел.

Перевагою ГЕС є і те, що вони можуть розташовуватися на малих та середніх річках, де будівництво масштабних енергетичних об'єктів неможливе. Компактність і гнучкість у виборі місця будівництва робить такі станції важ-

ливою складовою регіонального розвитку, особливо у сільських та гірських районах.

У межах проектування електричної частини ГЕС особливого значення набуває правильний вибір обладнання гідроагрегатів, зокрема гідрогенератора типу СГКЕ-600/160, а також розробка схем релейного захисту та автоматики. Від надійності роботи генератора та ефективності функціонування систем РЗА залежить стійкість режимів роботи станції, її здатність витримувати аварійні ситуації, запобігати пошкодженням обладнання та забезпечувати безперервне електропостачання.

Сучасні вимоги до ГЕС передбачають високий рівень автоматизації, захищеності та адаптивності електричної частини. Тому проектування релейного захисту гідрогенератора включає оцінку можливих режимів роботи, аналіз коротких замикань, розрахунок уставок захистів, визначення вибірконості та селективності, а також інтеграцію систем автоматики для забезпечення оперативного реагування на зміну навантаження, частоти та напруги.

Російська військова агресія завдала значної шкоди енергетичній інфраструктурі: зруйновані або пошкоджені ПС, ЛЕП, втрачені генерувальні потужності, а рівень резервів системи різко знизився. Порушення балансу між споживанням і генерацією призвело до частого застосування графіків аварійних вимкнень та необхідності імпорту електроенергії.

Проблема балансу ускладнюється тим, що:

- пікові навантаження часто не покриваються наявною генерацією;
- маневрені потужності ТЕС зменшені через руйнування;
- ВДЕ мають нестабільну генерацію;
- частина гідрооб'єктів тимчасово втрачена або пошкоджена.

У цих умовах будівництво нової ГЕС навіть середньої потужності є одним із найефективніших рішень, оскільки гідрогенератори мають здатність швидко змінювати навантаження, миттєво реагувати на небаланси та підтримувати частоту мережі. Правильно спроектована електрична частина станції, разом із сучасними системами релейного захисту, автоматики та протиава-

рійного керування, дозволить забезпечити стійке функціонування навіть у складних післяаварійних режимах.

Таким чином, проектування електричної частини ГЕС потужністю 63 МВт з використанням гідрогенератора типу СГКЕ-600/160 є актуальним і технічно доцільним рішенням. Така станція здатна:

- підсилити енергетичну безпеку країни,
- підвищити маневреність та гнучкість роботи енергосистеми,
- стабілізувати баланс виробництва та споживання,
- частково компенсувати втрати генерації, спричинені війною,
- забезпечити надійне живлення локальних споживачів.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є проектування електричної частини гідроелектростанції з розрахунком релейного захисту та автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160.

Основними задачами дослідження є такі:

- проектування електротехнічної частини;
- релейний захист та автоматика на гідроелектростанціях;
- розрахунок релейного захисту та автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160.

Об'єкт дослідження: гідроелектростанція потужністю 63 МВт.

Предмет дослідження – режими роботи гідроелектростанції.

1 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Розрахунок графіків навантаження

Режим функціонування електростанцій визначається характером добових та сезонних графіків електричних і теплових навантажень як окремого району, так і всієї енергосистеми. Для забезпечення необхідної роботи мережі сумарна встановлена потужність електростанцій повинна покривати навантаження у будь-який момент часу, враховуючи втрати енергії під час її транспортування від генератора до споживача, а також витрати на власні потреби станції.

Графіки електричних навантажень зазвичай нормуються у відсотках від максимальних потужностей: максимальної потужності району — $P_{p \max}$ та максимальної потужності енергосистеми — $P_{c \max}$. Таке представлення дозволяє порівнювати режими роботи різних енергетичних об'єктів і оцінювати необхідність залучення регулюючих або резервних потужностей.

У контексті проектування електричної частини гідроелектростанції особливо важливо забезпечити її здатність ефективно працювати в динамічних умовах змін навантаження. Гідрогенератор типу СГКЕ-600/160, який застосовується в даному проєкті, повинен гарантувати надійну видачу потужності, стабільність частоти та напруги, а також швидке реагування на зміну параметрів мережі. Саме тому розрахунок релейного захисту та автоматики (РЗА) є ключовим елементом усього проєкту, адже ці системи запобігають аваріям, забезпечують селективне відключення пошкоджених елементів і підтримують безпечний режим роботи станції.

Сучасні виклики енергосистеми України, зумовлені воєнними діями, додають ще одного важливого аспекту — дефіциту балансувальних та резервних потужностей. Пошкодження високовольтних підстанцій, ліній електропередавання, генеруючих об'єктів, а також нерівномірність споживання через постійні обмеження та аварії створюють істотний дисбаланс між виробництвом і споживанням електроенергії. У таких умовах гідроелектростанції відіг-

рають критично важливу роль, оскільки саме вони здатні швидко нарощувати або зменшувати виробіток, компенсуючи раптові зміни у графіках навантаження.

Проектована ГЕС також повинна враховувати можливість роботи у посиленому регулюючому режимі — часті пуски, зупинки та швидкі переходи з мінімальної на максимальну потужність. Це потребує ретельного опрацювання схем РЗА гідрогенератора СГКЕ-600/160, зокрема налаштувань диференційного, струмового, мінімально-напругового, частотного та резервного захистів, а також автоматичного повторного включення і автоматичного зниження навантаження.

Алгоритм розрахунку графіків електричних навантажень:

– постійні втрати в мережах системи (С):

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}; \quad (1.1)$$

– змінні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P'_2 \cdot P_{ct}^2 / P_{c \max}, \quad (1.2)$$

де $\Delta P''_i$ – коефіцієнти втрат, з [1, ст. 4];

– сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{c.від} = P_{відt} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (1.3)$$

– потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{вт} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{відt}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ен} \cdot P_{від\max}}{100}, \quad (1.4)$$

де $P_{вст}$ – встановлена потужність станції; $P'_{ен}$ – максимальне навантаження власних потреб, %, по відношенню до встановленої потужності ЕС [1, табл. 1.1];

– потужність, що виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир } t} = P_{\text{від } t} + P_{\text{вт } t}. \quad (1.5)$$

По приведеному алгоритму проводяться розрахунки для всіх часових інтервалів і для всіх пір року, з використанням ЕОМ. Результати зведені в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1- Результати розрахунку

Години доби, год.		0-6	6-8	8-10	10-14	14-16	16-24
Навантаження місцевого району, %	баг.вод. сез	50	80	100	80	100	70
	мал.вод сез	20	30	50	30	50	25
Навантаження місцевого району, МВт	баг.вод. сез	7	11,2	14	11,2	14	9,8
	мал.вод сез	2,8	4,2	7	4,2	7	3,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	баг.вод. сез	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
	мал.вод сез	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	баг.вод. сез	0,21	0,5376	0,84	0,5376	0,84	0,4116
	мал.вод сез	0,0336	0,0756	0,21	0,0756	0,21	0,0525
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	баг.вод. сез	7,35	11,8776	14,98	11,8776	14,98	10,3516
	мал.вод сез	2,9736	4,4156	7,35	4,4156	7,35	3,6925
Навантаження системи, %	баг.вод. сез	90	100	100	100	100	90
	мал.вод сез	40	50	50	50	50	40
Навантаження системи, МВт	баг.вод. сез	32,4	36	36	36	36	32,4
	мал.вод сез	14,4	18	18	18	18	14,4
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	баг.вод. сез	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
	мал.вод сез	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	баг.вод. сез	4,0824	5,04	5,04	5,04	5,04	4,0824
	мал.вод сез	0,8064	1,26	1,26	1,26	1,26	0,8064
Потужність, що віддається в систему, МВт	баг.вод. сез	37,2024	41,76	41,76	41,76	41,76	37,2024
	мал.вод сез	15,9264	19,98	19,98	19,98	19,98	15,9264
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	баг.вод. сез	44,5524	53,6376	56,74	53,6376	56,74	47,554
	мал.вод сез	18,9	24,3956	27,33	24,3956	27,33	19,6189
Витрата на власні потреби, МВт	баг.вод. сез	0,88150	0,97969	1,01322	0,97969	1,01322	0,83074
	мал.вод сез	0,49838	0,52699	0,54227	0,52699	0,54227	0,473315
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	баг.вод. сез	45,4339	54,6172	57,7532	54,6172	57,7532	48,3847
	мал.вод сез	19,3983	24,9226	27,8722	24,9226	27,8722	20,0922

За даними табл. 1.1. будуються наступні графіки $P = f(t)$: графік потужності, що віддається в місцевий район (рис. 1.1 графік потужності, що віддається в систему (рис. 1.2); річний графік по тривалості (рис. 1.3).

На основі даних таблиці 1.1 формують такі залежності $P = f(t)$: графік потужності, що передається в місцеву зону (рис. 1.1); графік потужності, яку видають в енергосистему (рис. 1.2); а також річний графік за тривалістю (рис. 1.3).

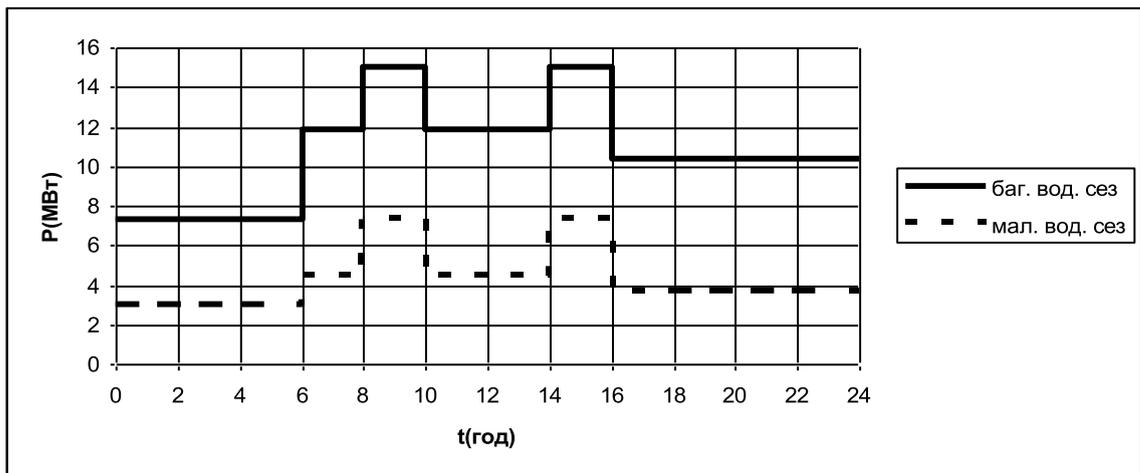


Рисунок 1.1 - Добовий графік електричного навантаження місцевого району

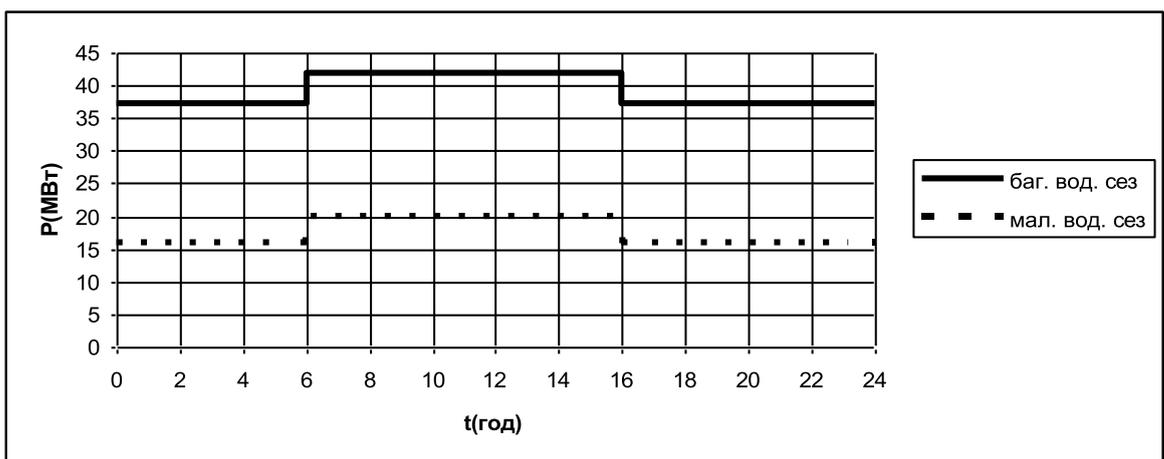


Рисунок 1.2 – Добовий графік електричного навантаження системи

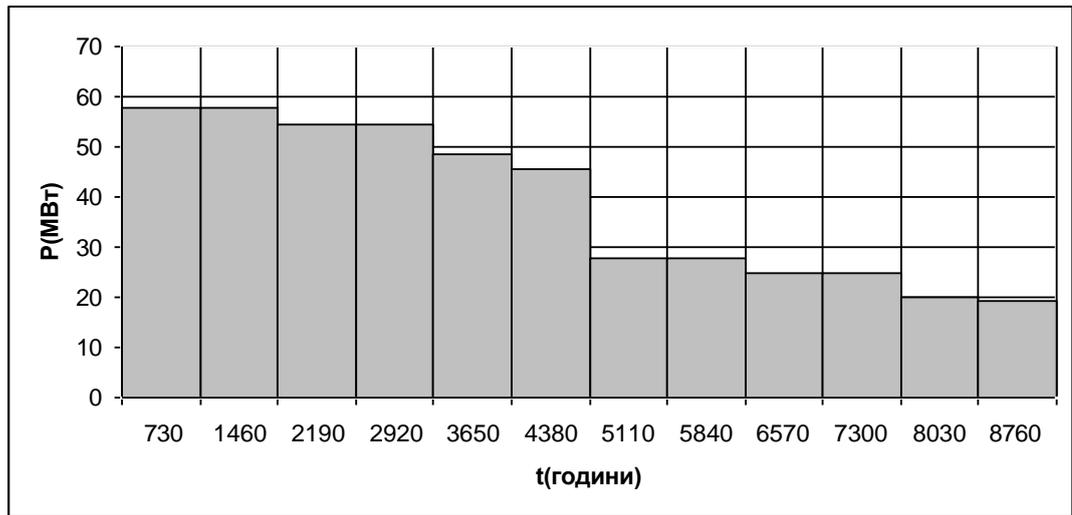


Рисунок 1.3 - Річний графік за тривалістю навантаження

Використовуючи річний графік по тривалості, розрахуємо техніко-економічні показники роботи станції.

1) Максимальне навантаження станції:

$$P_{\max} = 57,753 \text{ (МВт)}.$$

2) Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{sup}} t_i = 320910,63 \text{ (МВт}\cdot\text{год)}.$$

3) Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{cp}} = E_p / T = 36,63 \text{ (МВт)}.$$

4) Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_z = P_{\text{cp}} / P_{\max} = 0,634.$$

5) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_y = P_{\text{cp}} / P_{\text{вст}} = 0,581.$$

6) Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = E_p / P_{\max} = 5556,58 \text{ (год)}.$$

7) Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \epsilon_p / P_{вст} = 5093,82 \text{ (год)}.$$

8) Коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = P_{вст} / P_{max} = 1,09.$$

Розрахувавши техніко-економічні показники, можна сказати, що ця електрична станція розрахована на роботу в піковій частині графіка і має резерв потужності ($K_{рез} = 1,09$).

Після виконання техніко-економічних розрахунків можна зробити висновок, що проєктована електростанція призначена для роботи в пікових режимах енергосистеми. Отримані показники свідчать про наявність достатнього резерву потужності, оскільки коефіцієнт резерву становить $K_{рез} = 1,09$, що підтверджує можливість гнучкого покриття максимальних навантажень та забезпечення надійної роботи генерувального обладнання в умовах змінних енергетичних потреб.

Основні елементи обладнання гідроелектростанції, за можливості, підбирають уніфікованими та однотипними. Такий підхід дозволяє значно спростити процес будівництва завдяки можливості широкої індустріалізації, а також покращує умови подальшої експлуатації та технічного обслуговування станції. До ключових агрегатів, що формують електричну частину ГЕС, відносяться гідрогенератори – саме вони забезпечують перетворення механічної енергії водяного потоку на електричну.

1.2 Вибір основного обладнання

У контексті проєктованої станції особливу увагу приділено вибору та обґрунтуванню параметрів гідрогенератора типу СГКЕ-600/160, від правильності компоновки та режимів роботи якого залежить надійність функціонування всієї електростанції. Однотипність обладнання дає змогу забезпечити взаємозамінність вузлів, зменшити номенклатуру запасних частин і спростити проведення планових ремонтів. Це особливо важливо для ГЕС, де агрегати

працюють у широкому діапазоні навантажень та часто зазнають гідродинамічних коливань.

Крім того, застосування уніфікованих гідрогенераторів значно полегшує проектування систем релейного захисту й автоматики. Всі алгоритми РЗА набагато простіше адаптувати та налаштовувати для устаткування з однаковими характеристиками, що підвищує надійність виявлення аварійних режимів, запобігає пошкодженню обмоток, турбіни і силових трансформаторів.

Особливу роль відіграє і стандартизована структура електротехнічних комплексів. Коли основне обладнання підібране однотипним, це забезпечує:

- підвищену експлуатаційну надійність, оскільки персонал працює з однаковими системами керування;
- зменшення витрат на ремонт, адже необхідні запасні частини уніфіковані;
- спрощення модернізації та автоматизації станції, у тому числі впровадження адаптивних РЗА та цифрових систем моніторингу.

Таким чином, вибір однотипного основного обладнання, зокрема гідрогенераторів типу СГКЕ-600/160, є стратегічно важливим рішенням, яке впливає на довговічність, економічну ефективність та оперативну гнучкість гідроелектростанції.

1.2.1 Вибір гідрогенераторів

Тип гідротурбіни визначається величиною максимального напору на гідроелектростанції. Залежно від цього параметра застосовують такі інженерні рішення: при напорі до 150 м – поворотно-лопатеві і пропелерні турбіни (до 20 м – осьові горизонтальні, до 80 м – осьові вертикальні, від 40 до 150 м – діагональні), при напорі від 45 до 600 м – радіально-осьові, при напорі від 500 м і вище – ковшові турбіни.

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу й електричній потужності турбін. Виходячи з вищевикладеного вибираємо генератор [2, табл. 1] СГКЭ-600/160-84 у кількості 3 шт.

Параметри генераторів, взяті з [2], заносимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 - Параметри генераторів

Марка	Потужність		U_H , кВ	I_H , кА	$\cos\varphi_H$	x''_d
	S , МВА	P , МВт				
СГКЭ-600/160-84	23,33	21	6,3	3,72	0,9	0,35

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

1.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є одним із ключових етапів під час проектування електричної частини електростанції, оскільки саме вона визначає повний перелік елементів, їх взаємодію та логіку роботи всієї енергетичної установки. Формування схеми вимагає урахування значної кількості вихідних даних, серед яких — тип електростанції та особливості застосованого енергоресурсу, кількість гідроагрегатів і їх встановлена потужність, структура та добові/сезонні графіки навантажень споживачів, а також параметри й режим роботи суміжної енергосистеми. Грамотно підібрана головна схема забезпечує можливість надійної експлуатації, гнучкість у режимах роботи, можливість резервування та спрощує як обслуговування, так і майбутнє розширення станції.

1.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Проектування схеми приєднання електростанції до енергосистеми передбачає визначення робочих рівнів напруги, на яких здійснюватиметься передача виробленої електроенергії, а також вибір кількості та пропускної здатності ліній на кожному рівні. Через різноманітність умов підключення видачу потужності зі станції можуть організувати на одній, двох або навіть трьох високовольтних напругах.

У більшості випадків електроенергію подають на **дві напруги**:

• **110–220 кВ** — для живлення навантажень у локальному районі (від 30 до 150 км);

• **330–750 кВ** — для видачі потужності в магістральні мережі енергосистеми або лініями двох класів напруг (коли місцевий район не потребує живлення).

Під час визначення кількості та пропускної здатності ЛЕП напругою 110 кВ і вище необхідно дотримуватися таких критеріїв:

1. **При виході з роботи будь-якої однієї лінії** має зберігатися можливість передавати всю встановлену потужність електростанції.

2. **При двократному відключенні ЛЕП** — у робочій або ремонтній схемі мережі — допускається часткове обмеження видачі потужності, однак бажано забезпечити продовження роботи енергоблоків без їх вимкнення.

Згідно з даними, наведеними в завданні, електростанція повинна видавати електроенергію на рівень **220 кВ**, що відповідає вимогам енергосистеми.

Розрахуємо кількість ліній електропередач для зв'язку станції з системою. Кількість ЛЕП визначаємо по наступних формулах:

Для системи:

$$n_{лен220} = \frac{P_{с.отд.т.макс}}{P_{пр.доп.}} + 1; \quad (1.6)$$
$$n_{лен220} = \frac{41.76}{200} + 1 = 2(\text{лінії});$$

отже, приймаємо 2 лінії, використовуємо провід: АС 35. Для місцевого району:

$$n_{лен35} = \frac{P_{р.отд.т.макс}}{P_{пр.доп.}} + 1; \quad (1.7)$$
$$n_{лен35} = \frac{14.98}{15} + 1 = 2(\text{лінії});$$

отже, приймаємо 2 лінії, використовуємо провід: АС 240. Значення $P_{тр}$ беремо з [1], табл. 2.1.

1.3.2 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини станції визначає принцип розподілу гідрогенераторів між розподільчими пристроями різних класів напруги, формування блоків типу *генератор–трансформатор* та характер електромагнітних зв'язків між розподільними пристроями (через силові трансформатори чи автотрансформатори). Розподіл генераторів між розподільчими пристроями різних рівнів напруги здійснюють з урахуванням обсягів потужності, яку необхідно віддавати в мережу на кожній напрузі ($P_{від}$). Важливо забезпечити такі умови роботи, за яких перетоки потужності між розподільчими пристроями різних напруг як у нормальних, так і в післяаварійних режимах будуть мінімальними, адже це знижує навантаження на трансформатори та підвищує надійність роботи станції.

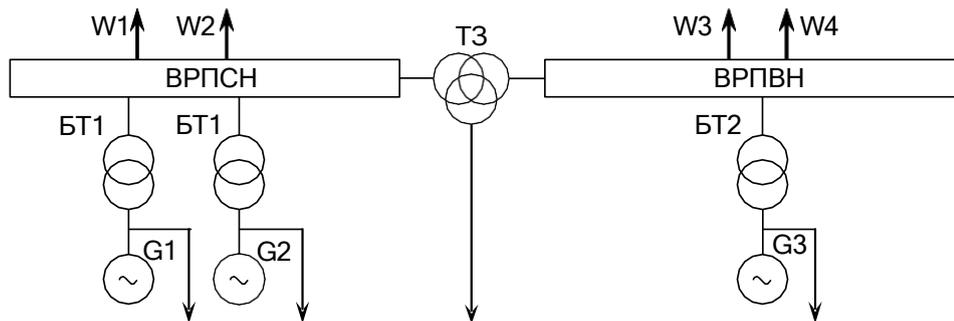


Рисунок 1.4 - Структурна схема станції (варіант 1)

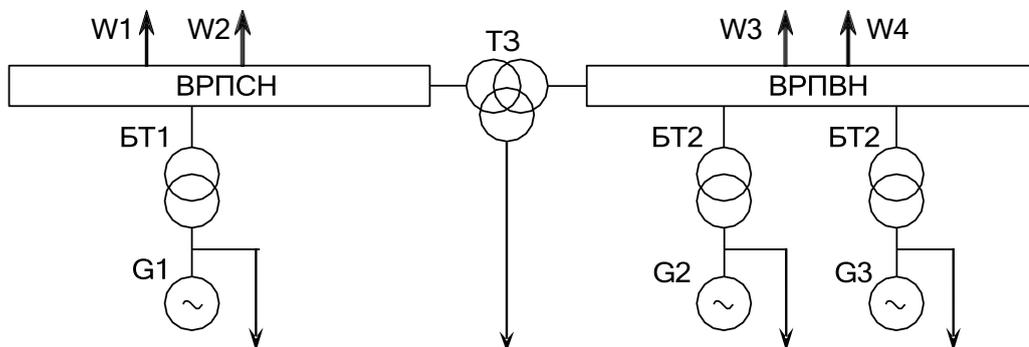


Рисунок 1.5 - Структурна схема станції (варіант 2)

1.3.3 Вибір трансформаторів

Вибір трансформаторного обладнання передбачає визначення їх кількості, конструктивного виконання та номінальної потужності. У проєктуванні рекомендується застосовувати трифазні силові трансформатори, оскільки вони забезпечують кращу узгодженість, спрощують монтаж та мають вищу надійність у порівнянні з іншими варіантами.

У ситуаціях, коли використання трифазних трансформаторів є технічно неможливим або економічно недоцільним, допускається встановлення комплектів із двох трифазних трансформаторів або трьох однофазних, що дає змогу забезпечити еквівалентну робочу потужність та гнучкість у схемних рішеннях.

Кожен трансформатор, передбачений у проєкті, має бути оснащений пристроями регулювання напруги під навантаженням, що дозволяє підтримувати стабільну напругу в умовах змінних режимів роботи та забезпечувати високу якість електропостачання споживачів.

1) Блочні трансформатори

2)

$$S_{ном.т} \geq S_{ном.г} - S_{в.п}; \quad де \quad S_{в.п} = P'_{в.п} \cdot S_{ном.г} \quad (1.8)$$

$$S_{ном.т} \geq 23,33 - 23,33 \cdot 0,02 = 22,86 \text{ (МВА)};$$

Для блоків РПВН 220 кВ вибираємо блочний трансформатор типу ТРДН-32000/220, для блоків РПСН 35 кВ – ТРДНС-25000/35-75Т1.

Параметри блочних трансформаторів приведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 - Основні технічні характеристики блочних трансформаторів

ТИП	S _{ном} , МВА	Напруга обм, кВ		Втрати, кВт		U _к , %	К-сть	
		ВН	НН	P _{xx}	P _{кз}		Варіант	
							1	2
ТРДН-32000/220	32	230	6,3	45	150	11,5	1	2
ТРДНС- 25000/35-75Т1	25	36,75	6,3	21	115	10,5	2	1

2) Трансформатори зв'язку (ТЗ)

Вибір потужності трансформаторів зв'язку (ТЗ) виконується на підставі аналізу перетоків потужності між РП в різних режимах:

а) режим максимальних навантажень в місцевому районі:

$$S_{p \max} = \sum S_{\text{ном } g} - S_{\text{ВПном}} - S_{p \text{ від } \max}, \quad (1.9)$$

де $S_{\text{ном } g}$ – номінальна потужність генераторів, які включені на шини району; $S_{\text{ВПном}}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням; $S_{p \text{ від } \max}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин ЕС в місцевий район:

$$S_{p \text{ від } \max} = P_{p \text{ від } \max} / \cos \varphi; \quad (1.10)$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевому районі:

$$S_{p \min} = \sum S_{\text{ном } g} - S_{\text{ВПном}} - S_{p \text{ від } \min}, \quad (1.11)$$

де $S_{p \text{ від } \min} = P_{p \text{ від } \min} / \cos \varphi$;

в) аварійний вихід, в період максимальних навантажень, самого потужного генератора, увімкненого на шини місцевого району:

$$S_{AB} = \sum S_{\text{ном } g} - S_{\text{ВП}} - S_{p \text{ від } \max}, \quad (1.12)$$

де $S_{\text{ВП}}$ – потужність власних потреб блоків місцевого району, що залишились в роботі. Встановлюється 1 трансформатор, тоді:

$$S_{\text{ном } t} \geq S_{p \max}, S_{p \min}, S_{AB}.$$

Для першого варіанту :

$$S_{p \max} = 2 \cdot (23,33 - 23,33 \cdot 0,02) - 14,28 / 0,9 = 29,85 \text{ (МВА)}; S_{p \min} = 2 \cdot (23,33 - 23,33 \cdot 0,02) - 2,97 / 0,9 = 42,43 \text{ МВА}; S_{AB} = 1 \cdot (23,33 - 23,33 \cdot 0,02) - 14,28 / 0,9 = 6,7 \text{ (МВА)}; S_{\text{ном } t} \geq 29,85, 42,43, 6,7 \text{ (МВА)}.$$

Для другого варіанту :

$$S_{p \max} = 23,33 - 23,33 \cdot 0,02 - 14,28 / 0,9 = -3,42 \text{ (МВА)}; S_{p \min} = 23,33 - 23,33 \cdot 0,02 - 2,97 / 0,9 = 23,33 \text{ МВА}; S_{AB} = -14,28 / 0,9 = -15,87 \text{ (МВА)};$$

$$S_{ном т} \geq -3,42, 23,33, -15,87 \text{ (МВА)}.$$

Вибираємо для кожного варіанту трьохобмоточний трансформатор зв'язку. Для першого варіанту: ТЗ типу: ТДТН-63000/220, $S_{ном} = 63$ (МВА). Для другого варіанту: ТЗ типу: ТДТН-25000/220, $S_{ном} = 25$ (МВА).

3) Трансформатори власних потреб:

Для 1-го варіанту схеми:

$$S_{твп} = \frac{P_{вл.мах\%}}{100} \cdot K_{II} \cdot P_{г.ном.} = \frac{1,013}{100} \cdot 0,7 \cdot 21 = 0,15 \text{ (МВА)}.$$

Для 2-го варіанту схеми:

$$S_{твп} = \frac{1,013}{100} \cdot 0,7 \cdot 21 = 0,15 \text{ (МВА)}.$$

4) Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб:

$$S_{пргтвп} = 1,3 \cdot S_{твп \text{ розр}}; S_{пргтвп} = 1,3 \cdot 0,15 = 0,195 \text{ (МВА)}$$

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики трансформаторів зв'язку

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{обм}$, кВ			Втрати, КВт		U_k , %		
		ВН	СН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$	ВН СН	ВН НН	СН НН
ТДТН-63000/220	63	230	36,3	6,6	74	320	15	20	6,5
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6	45	130	11	12,5	9,5

Таблиця 1.5 - Основні технічні характеристики трансформаторів власних потреб

ТИП	S _{ном} , кВА	Напруга обм, кВ		Втрати, кВт		U _к , %	К-сть	
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		Варіант	
							1	2
ТМ-1000/10	1000	6,3	0,4	2,45	11	5,5	3	-
ТМВМ-1000/10	1000	6,3	0,4	1,65	11,5	5,5	-	3

1.4 Вибір схем відкритих розподільчих пристроїв (ВРП-220 і ВРП-35)

Для ВРУ-35кВ використовують схему «дві робочих та обхідна система збірних шин».

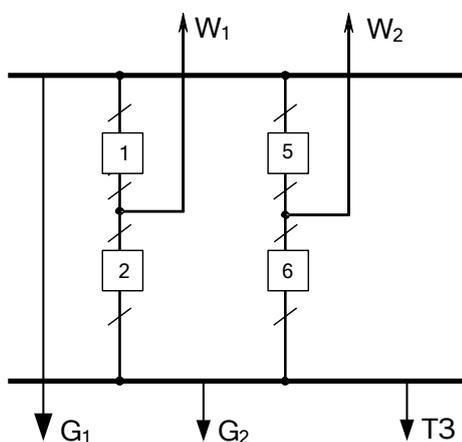


Рисунок 1.6 - Схема ВРП 35 кВ

Видача потужності зі станції здійснюється з шин ВРП 220 кВ. Варіанти схем ВРП [3] порівнюються за такими показниками, як надійність, економічність, можливість подальшого розширення (розвитку), задоволення технічних вимог, і т.п. Розглянемо два варіанти схеми ВРП-220 кВ, наведені на рис. 1.7 а, б.

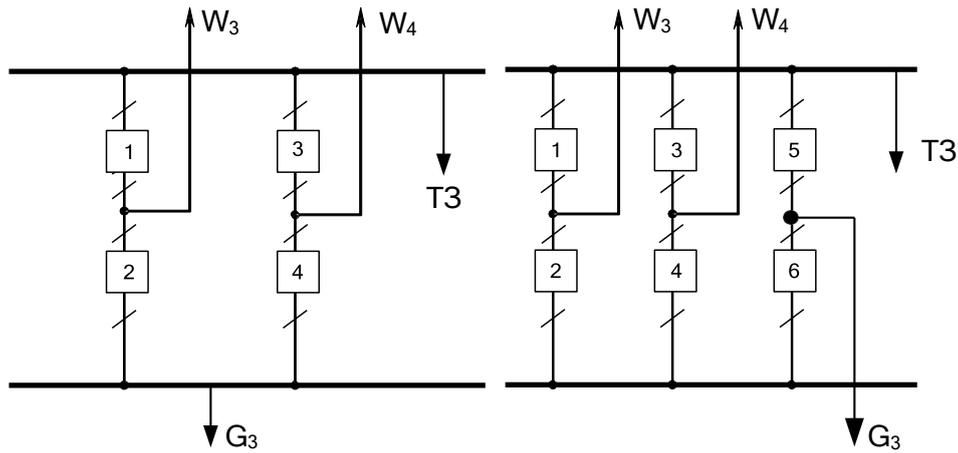


Рисунок 1.7 - Схема ВРП 220кВ: а – I варіант, б – II варіант

1.5 Схема власних потреб електростанції

Розробляємо схему живлення ВП, користуючись рекомендаціями, викладеними в [3].

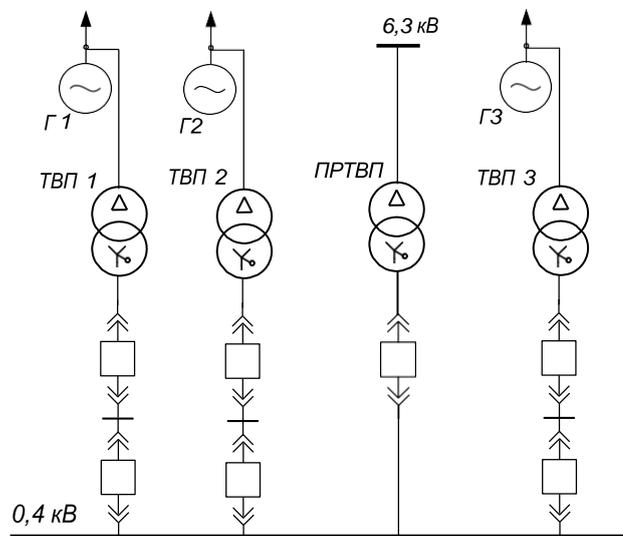


Рисунок 1.8 - Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Одним з базових етапів при проектуванні електричної частини гідроелектростанції є розрахунок струмів короткого замикання, оскільки результати цих розрахунків використовуються для вибору та перевірки параметрів силового електрообладнання, а також для визначення налаштувань релейного захисту і автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160. Це забезпечує коректну роботу системи захисту під час аварійних станів та підвищує загальну надійність роботи станції.

Для спрощення обчислень у реальних умовах вводиться низка припущень, які не викликають суттєвих похибок та дозволяють отримати достатньо точні результати. До таких припущень належать:

- вважається, що фазові ЕРС усіх генераторів залишаються сталими протягом усього процесу короткого замикання;
- не враховується магнітне насичення сталевих елементів, що дає можливість приймати індуктивні опори всіх компонентів кола постійними;
- нехтуються намагнічувальними струмами трансформаторів, оскільки вони суттєво не впливають на кінцевий результат розрахунку;
- у більшості випадків ємнісні провідності ліній та обладнання відносно землі також не беруться до уваги;
- трифазна система вважається симетричною; вплив навантаження на величину струму короткого замикання приймається приблизно; активними опорами елементів ланцюга часто знехтують, оскільки індуктивна складова значно переважає.

Навіть за таких спрощень похибка результатів, отриманих практичними розрахунковими методами, як правило, не перевищує 10 %, що вважається допустимим для інженерних розрахунків релейного захисту та вибору параметрів обладнання.

Для визначення струмів короткого замикання складається розрахункова схема, яка відображає конфігурацію електричної мережі в момент аварії. На

її основі формується схема заміщення, що спрощує мережу до еквівалентних елементів. Після поетапних перетворень схему приводять до вигляду, де кожне джерело живлення або група джерел приєднані до точки короткого замикання через один результуючий імпеданс.

Знаючи еквівалентну ЕРС джерела та узагальнений опір, за законом Ома визначають початкову періодичну складову струму короткого замикання. Після цього виконують визначення ударного струму та обчислення періодичної й аперіодичної складових струму КЗ для необхідного моменту часу. Особливо важливими ці величини є для налаштування релейного захисту гідрогенератора СГКЕ-600/160 та вибору апаратури, здатної витримати динамічні та термічні навантаження під час аварії.

Завдяки повному комплексу цих розрахунків забезпечується вибір електрообладнання (вимикачів, трансформаторів, шинопроводів, кабелів), яке за термічною, динамічною та комутаційною стійкістю повністю відповідає умовам експлуатації, а також визначаються коректні параметри релейного захисту та автоматики, що гарантують безпечну роботу ГЕС у нормальних і післяаварійних режимах.

Створюємо розрахункову (спрощену однолінійну) схему електроустановки, на якій позначаємо усі елементи, що впливають на величину струму короткого замикання, та визначаємо точки можливих КЗ (рис. 2.1).

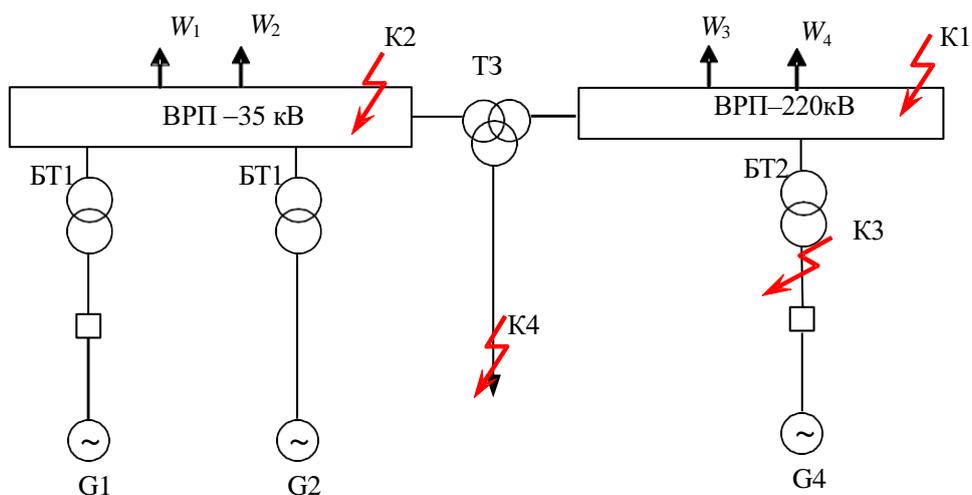


Рисунок 2.1 - Розрахункова схема установки

2.1 Електрична схема заміщення

Для обраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними (рис. 2.2).

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [1, табл. 5.1–5.3].

Приймаємо $S_B = 100$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_{*1} = X_{*ном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.1)$$

$$X_1 = 0,3 \cdot \frac{100}{9600} \approx 0,003.$$

- ПЛЕП 220 кВ:

$$X_{*w} = X_{y\delta} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}; \quad (2.2)$$

$$X_w = 0,32 \cdot 52 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,031.$$

- блочних трансформаторів БТ:

$$X_{BT1} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.3)$$

$$X_{BT1} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{32} = 0,36;$$

$$X_{BT2} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.4)$$

$$X_{БТ2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42.$$

- генераторів:

$$X_{Г} = X_{d''}''_{*НОМ} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}}; \quad (2.5)$$

$$X_{Г} = 0,35 \cdot \frac{100}{23,33} = 1,5;$$

- ТВП:

$$X_{ТВП} = \frac{u_{КВ-Н} \%}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{1} = 5,5;$$

- АТЗ:

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}) = 0,5 \cdot (20 + 15 - 6,5) = 14,25\%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}) = 0,5 \cdot (15 + 6,5 - 20) = 0,75\%;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}) = 0,5 \cdot (20 + 6,5 - 15) = 5,75\%;$$

$$x_{*BH AT} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}} = \frac{14,25}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,23; \quad x_{*CH AT} = \frac{u_{e\tilde{N}\%}}{100} \cdot \frac{S_{A}}{S_{iii}} = \frac{0,75}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,01; \quad x_{*HH AT} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}} = \frac{5,75}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,09.$$

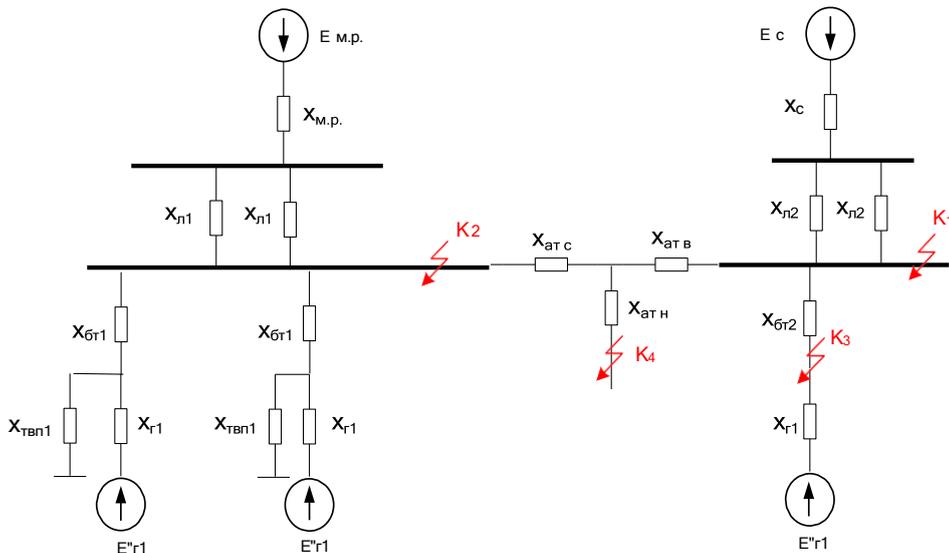


Рисунок 2.2 - Електрична схема заміщення

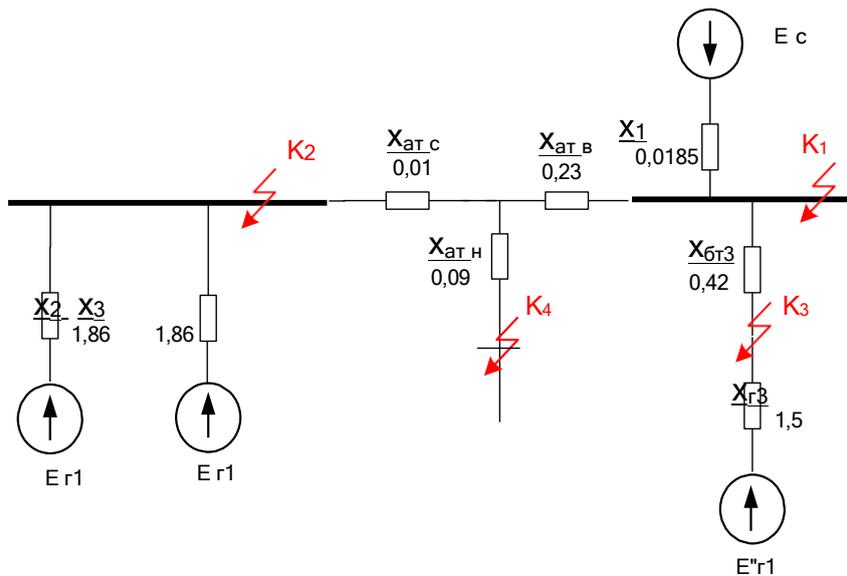


Рисунок 2.3 - Електрична схема заміщення

2.2 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{по} = \frac{E^*}{x_{рез*}} \cdot I_B, \quad (2.6)$$

де E^* – ЕРС джерела, в.о.; $x_{рез*}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов; I_B – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (2.7)$$

$\boxed{K_1}$ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 (рис. 2.4). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду

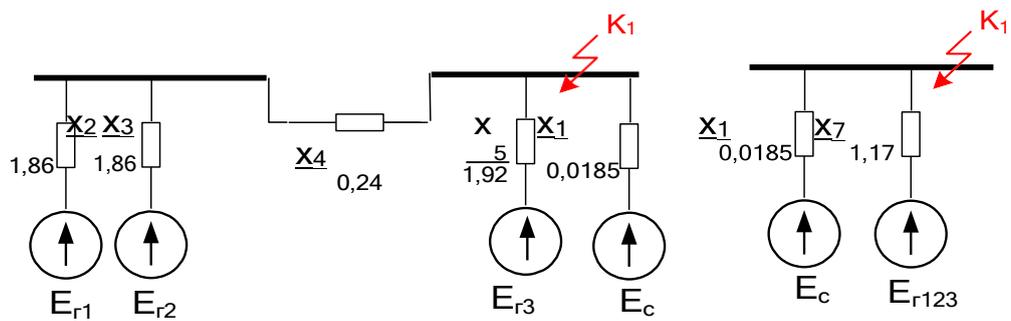


Рисунок 2.4 – Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_1

$$x_1 = X_{*1} + \frac{X_w^*}{2} = 0,003 + \frac{0,031}{2} = 0,0185;$$

$$x_2 = x_{*r1} + x_{*6r1} = 1,5 + 0,36 = 1,86; \quad x_2 = x_3$$

$$x_4 = x_{*BH AT} + x_{*CH AT} = 0,23 + 0,01 = 0,24;$$

$$x_5 = x_{*r3} + x_{*6r3} = 1,5 + 0,42 = 1,92;$$

$$x_6 = \frac{x_2 \cdot x_3}{x_2 + x_3} = \frac{1,86 \cdot 1,86}{1,86 + 1,86} = 0,93;$$

$$x_7 = x_4 + x_6 = 0,24 + 0,93 = 1,17;$$

$$x'_7 = \frac{x_7 \cdot x_6}{x_7 + x_6} = \frac{1,17 \cdot 0,93}{1,17 + 0,93} = 0,6;$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 (\kappa A);$$

$$I_{по C} = \frac{E_C \cdot I_{\bar{o}}}{x_1} = \frac{1 \cdot 0,25}{0,0185} = 13,5 (\kappa A);$$

$$I_{по G123} = \frac{E_{r123} \cdot I_{\bar{o}}}{x'_7} = \frac{1,13 \cdot 0,25}{0,6} = 0,47 (\kappa A).$$

Розрахунок точки K_2 :

K_2 Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2 представлена на рис. 2.5.

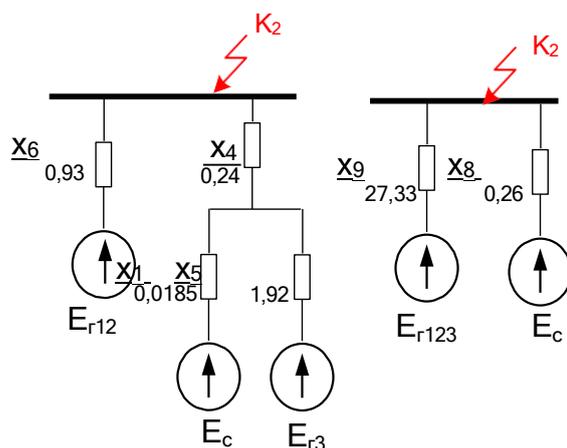


Рисунок 2.5 – Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2

$$x_{\Delta} = x_4 \cdot (x_1 + x_5) = 0,24 \cdot (0,0185 + 1,92) = 0,47 ;$$

$$x_8 = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_5} = 0,0185 + \frac{0,47}{1,92} = 0,26 ;$$

$$x_9 = x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_1} = 1,92 + \frac{0,47}{0,0185} = 27,33 ;$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)} ;$$

$$I_{по C} = \frac{E_C \cdot I_{\bar{o}}}{x_8} = \frac{1 \cdot 1,56}{0,26} = 6 \text{ (кА)} ;$$

$$I_{по G123} = \frac{E_G \cdot I_{\bar{o}}}{x_9} = \frac{1,13 \cdot 1,56}{27,33} = 0,06 \text{ (кА)} .$$

Розрахунок точки K_3 :

K_3 Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_3 представлена на рис. 2.6.

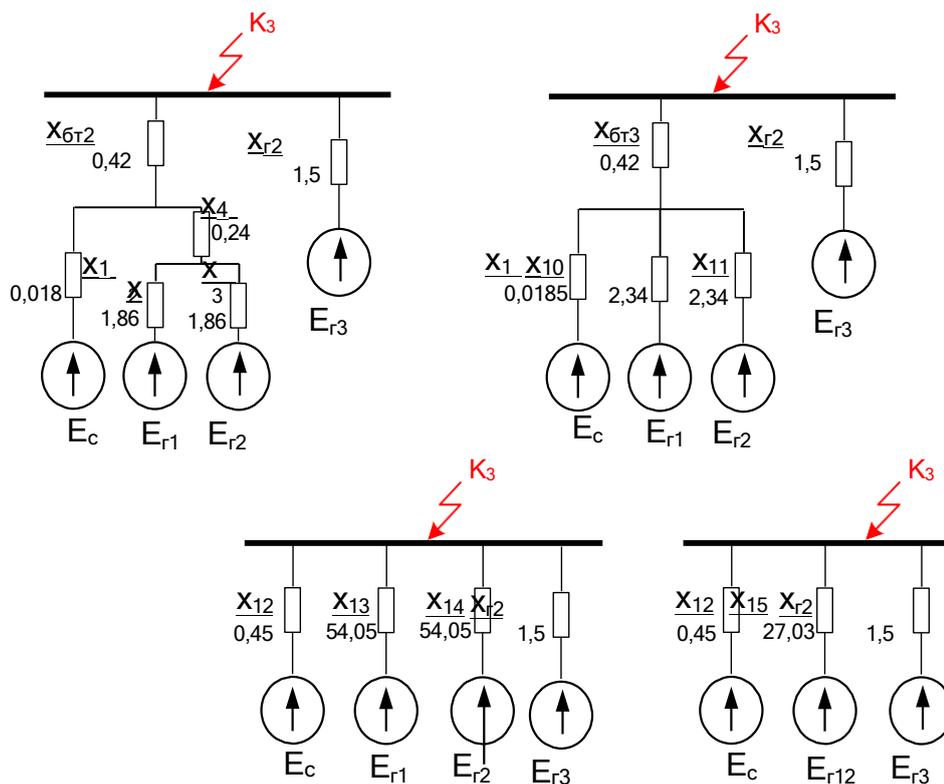


Рисунок 2.6 – Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₃

$$x_{\Delta} = x_4 \cdot (x_2 + x_3) = 0,24 \cdot (1,86 + 1,86) = 0,89;$$

$$x_{10} = x_2 + \frac{x_{\Delta}}{x_3} = 1,86 + \frac{0,89}{1,86} = 2,34;$$

$$x_{11} = x_3 + \frac{x_{\Delta}}{x_2} = 1,86 + \frac{0,89}{1,86} = 2,34;$$

$$x_{\Delta 1} = x_{6r2} \cdot (x_1 \cdot x_{10} + x_1 \cdot x_{11} + x_{10} \cdot x_{11}) =$$

$$= 0,42 \cdot (0,0185 \cdot 2,34 + 0,0185 \cdot 2,34 + 2,34 \cdot 2,34) = 2,34;$$

$$x_{12} = x_1 + \frac{x_{\Delta 1}}{x_{10} \cdot x_{11}} = 0,0185 + \frac{2,34}{2,34 \cdot 2,34} = 0,45;$$

$$x_{13} = x_{10} + \frac{x_{\Delta 1}}{x_1 \cdot x_{11}} = 2,34 + \frac{2,34}{0,0185 \cdot 2,34} = 54,05;$$

$$x_{14} = x_{11} + \frac{x_{\Delta 1}}{x_1 \cdot x_{10}} = 2,34 + \frac{2,34}{0,0185 \cdot 2,34} = 54,05$$

$$x_{15} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}} = \frac{54,05 \cdot 54,05}{54,05 + 54,05} = 27,03;$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ (кА)};$$

$$I_{по C} = \frac{E_C \cdot I_{\bar{o}}}{x_{12}} = \frac{1 \cdot 9,16}{0,45} = 20,37 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G12} = \frac{E_G \cdot I_{\bar{o}}}{x_{15}} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{68,72} = 0,38 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G3} = \frac{E_G \cdot I_{\bar{o}}}{x_{Г2}} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{1,5} = 6,9 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_4}$:

$\boxed{K_4}$ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_4 представлена на рис. 2.7.

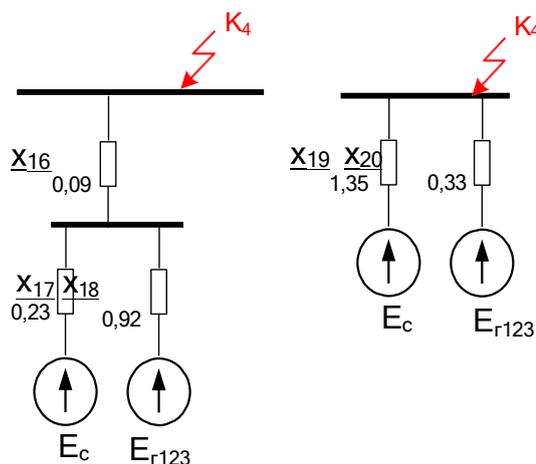


Рисунок 2.7 - Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_4

$$x_{16} = x_{ji \bar{o}C} = 0,09; \quad x_{17} = 0,23; \quad x_{18} = 0,92;$$

$$x_{\Delta} = x_{16} \cdot (x_{17} + x_{18}) = 0,09 \cdot (0,23 + 0,92) = 0,1;$$

$$x_{19} = x_{17} + \frac{x_{\Delta}}{x_{18}} = 0,23 + \frac{0,1}{0,92} = 0,33;$$

$$x_{20} = x_{18} + \frac{x_{\Delta}}{x_{17}} = 0,92 + \frac{0,1}{0,23} = 1,35;$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ (кА)};$$

$$I_{по C} = \frac{E_C \cdot I_{\bar{o}}}{x_{19}} = \frac{1 \cdot 9,16}{0,33} = 27,77 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G123} = \frac{E_G \cdot I_{\bar{o}}}{x_{20}} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{1,35} = 7,67 \text{ (кА)}.$$

2.3 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення визначається за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot k_y, \quad (2.8)$$

де $I_{п0}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ; k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{вл\ відкл} + 0,01, \quad (2.9)$$

де $t_{вл\ відкл}$ – власний час відключення вимикача.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (2.10)$$

де T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [1, табл. 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, табл. 5.7].

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.1 - Вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{св откл, с}}$	$\tau, \text{ с}$
ВРП 220 кВ	ВГБУ	0,035	0,045
ВРП 35 кВ	ВБНК-35А	0,05	0,06
В колах генераторів	МГГ-10-3150-45У3	0,150	0,160

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{п0}}, \text{ кА}$	$\tau, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К ₁	Генератори 1–3	0,47	0,045	0,05	1,82	0,247
	Система	13,5	0,045	0,03	1,72	0,097
К ₂	Генератори 1–3	0,06	0,06	0,05	1,82	0,041
	Система	6	0,06	0,03	1,72	0,005
К ₃	Генератори 3	6,9	0,160	0,05	1,82	0,45
	Генератори 1–2	0,38	0,06	0,05	1,82	0,45
	Система	20,37	0,045	0,03	1,72	0,26
К ₄	Генератори 1–3	7,67	0,06	0,05	1,82	0,041
	Система	27,77	0,045	0,03	1,72	0,005

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

К₁ Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноС}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 13,5 \cdot 1,72 = 32,83 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ноG1-3}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 0,47 \cdot 1,82 = 1,2 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова:

$$i_{\text{атС}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{поС}} \cdot e^{-\tau/T_{\text{аС}}} = \sqrt{2} \cdot 13,5 \cdot 0,97 = 18,51 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{атG1-3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{іG1-3}} \cdot e^{-\tau/T_{\text{аG1-3}}} \cdot \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 0,247 = 0,419 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$: оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [1, стор. 20] приймаємо, що $I_{\text{н}\tau} = I_{\text{н}0} = \text{const}$.

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 13,5 \text{ (кА)}; I_{n\tau G1-3} = I_{noG1-3} = 0,47 \text{ (кА)}.$$

К₂ Ударний струм, аперіодична складова – аналогічно К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y;$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 6 \cdot 1,72 = 14,6 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1-3} \cdot k_y; \quad (2.11)$$

$$= \sqrt{2} \cdot 0,06 \cdot 1,82 = 0,15 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{aC}}; \quad (2.12)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 6 \cdot 0,005 = 0,042 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1-3} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}}; \quad (2.13)$$

$$i_{a\tau G1-3} = \sqrt{2} \cdot 0,06 \cdot 0,45 = 0,038 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$. Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 6 \text{ (кА)}.$$

По методиці, викладеній в [1, рисунок 5.3] розраховуємо періодичні складові струму КЗ:

$$I'_{номG1-3} = \frac{23,33 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,092 \text{ (кА)}; \quad \frac{I_{noG1-3}}{I'_{номG1-3}} = \frac{0,06}{1,092} = 0,054; \quad \frac{I_{n\tau G1-3}}{I_{noG1-3}} = 1;$$

$$\Rightarrow I_{n\tau G1-3} = 1 \cdot I_{noG1-3} = 0,06 \text{ (кА)}.$$

К₃ Ударний струм, аперіодична складова – аналогічно К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (2.14)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 20,37 \cdot 1,72 = 49,54 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3} \cdot k_y; \quad (2.15)$$

$$i_{yG3} = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 1,82 = 17,75 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1-2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1-2} \cdot k_y; \quad (2.16)$$

$$i_{yG1-2} = \sqrt{2} \cdot 0,38 \cdot 1,82 = 0,978 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{aC}}; \quad (2.17)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 20,37 \cdot 0,26 = 7,48 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G3} = \sqrt{2} \cdot I_{ni G3} \cdot e^{-\tau/T_{aG4}}; \quad (2.18)$$

$$i_{a\tau G3} = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 0,45 = 4,39 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1-2} = \sqrt{2} \cdot I_{ni G1-2} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}}; \quad (2.19)$$

$$i_{a\tau G1-2} = \sqrt{2} \cdot 0,38 \cdot 1,82 = 0,98 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$. Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$I_{\tau C} = I_{noC} = 20,37 \text{ (кА)}.$$

По методиці, викладеній в [1, рисунок 5.3] розраховуємо періодичні складові струму КЗ:

$$I'_{н омG3} = \frac{S_{номG3}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp K3.3}}; \quad (2.20)$$

$$I'_{н омG3} = \frac{23,33}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,14 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG3}}{I'_{н омG3}} = \frac{6,9}{2,14} = 3,22, \quad \text{по [1, рисунок 5.3]:} \quad \frac{I_{\tau G3}}{I_{номG3}} = 0,74 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{\tau G3} = 0,74 \cdot 6,9 = 5,1 \text{ (кА)};$$

$$I'_{н омG1-2} = \frac{S_{номG1-2}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp K3.3}}; \quad (2.21)$$

$$I'_{номG1-2} = \frac{2 \cdot 23,33}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 4,27 \text{ (кА)}; \quad \frac{I_{noG1-2}}{I'_{н омG1-2}} = \frac{0,38}{4,27} = 0,089 < 1, \text{ тому } I_{\tau G1-2} = 0,9 \text{ (кА)}.$$

К₄ Ударний струм, аперіодична складова – аналогічно К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 27,77 \cdot 1,72 = 67,54 \text{ (кА)};$$

$$i_{y G1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{i0 G1-3} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 7,67 \cdot 1,82 = 19,74 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{i\hat{i} \hat{N}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 27,77 \cdot 0,005 = 0,196 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{i\hat{i} G1-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aG12}}} = \sqrt{2} \cdot 7,67 \cdot 0,041 = 0,445 \text{ (кА)};$$

$$I_{\tau C} = I_{noC} = 27,77 \text{ (кА)}; \quad I'_{номG1-3} = \frac{3 \cdot 23,33}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 6,41 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } G13}}{I'_{\text{ном } G13}} = \frac{7,67}{6,41} = 1,19 > 1; \quad I_{\text{т } G13} = 1,19 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ зведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{п0}}$, кА	$I_{\text{пт}}$, кА	$i_{\text{ат}}$, кА	i_y , кА
К ₁ шини 220 кВ	Генератори 1–3	0,47	0,47	0,419	1,2
	Система	13,5	13,5	18,51	32,83
	Σ	13,97	13,97	18,93	34,03
К ₂ шини 35 кВ	Генератори 1–3	0,06	0,06	0,038	0,15
	Система	6	6	0,042	14,6
	Σ	6,06	6,06	0,08	14,75
К ₃ Генератор ГЗ	Генератори 1–2	0,38	0,9	0,98	0,978
	Система	20,37	20,37	7,48	49,54
	Σ	20,75	21,27	8,46	50,52
	Генератор 3	6,9	5,1	4,39	17,75
	Σ	27,65	26,37	12,85	68,27
К ₄	Генератори 1–3	7,67	1,19	0,445	19,74
	Система	27,77	27,77	0,196	67,54
	Σ	35,44	28,96	0,641	87,28

У цьому розділі виконано детальний розрахунок струмів короткого замикання для гідроелектростанції з урахуванням структури мережі та параметрів обладнання. Обчислення проводилися із застосуванням методу еквівалентних ЕРС та типових перехідних кривих, що належать до найбільш поширених практичних підходів у розрахунковій електротехніці. Використання цих методів забезпечує достатній рівень точності — похибка результатів не перевищує приблизно 15 %, що є прийнятним для попередніх інженерних розрахунків релейного захисту та вибору електричного обладнання.

Отримані значення струмів КЗ дозволяють коректно визначити параметри комутаційних апаратів, струмопровідних елементів та шинного обладнання, а також здійснити перевірку на термічну та електродинамічну стійкість. Така точність є достатньою для подальшого проектування систем релейного захисту і автоматики, оскільки забезпечує можливість обґрунтовано встанов-

лювати чутливість, час спрацювання та координацію захисних пристроїв, що особливо важливо для гідрогенератора типу СГКЕ-600/160, який має значні інерційні й електромагнітні особливості під час аварійних режимів.

2.4 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Кількість в провіднику теплоти, що виділилася при КЗ, прийнято характеризувати тепловим імпульсом B_k короткого замикання. Він визначається по-різному в залежності від місця КЗ: віддалене КЗ (точка K_1), КЗ поблизу генератора (K_2) і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів (K_3).

K₁

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{відк} + T_a), \quad (2.22)$$

де $t_{відк}$ – час відключення [1, табл. 6.2].

$$B_k = 13,97^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 44,88 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₂

В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ.

$$B_k = B_{кп} + B_{ка}, \quad (2.23)$$

де $B_{ка}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи.

$$B_{ка} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}; \quad (2.24)$$

$B_{кп}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{кC}$, періодичним струмом генераторів $B_{к\Gamma}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{к\Gamma C}$:

$$B_{кп} = B_{кC} + B_{к\Gamma} + B_{к\Gamma C}; \quad (2.25)$$

$$B_{кC} = I_C^2 \cdot t_{відк}; \quad (2.26)$$

$$B_{к\Gamma} = B_* \cdot I_{no\Gamma}^2 \cdot t_{відк}; \quad (2.27)$$

$$B_{\kappa\Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{но}\Gamma} \cdot t_{\text{відк}}, \quad (2.28)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора.

$$B_{\kappa a} = 6^2 \cdot 0,03 + 0,06^2 \cdot 0,05 + \frac{4 \cdot 6 \cdot 0,06}{0,03^{-1} + 0,05^{-1}} = 1,12 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa C} = 6^2 \cdot 4 = 144 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa\Gamma} = 0,32 \cdot 0,06^2 \cdot 4 = 0,001 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa\Gamma C} = 2 \cdot 6 \cdot 0,55 \cdot 0,06 \cdot 4 = 1,584 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

$$B_{\kappa\Gamma\Gamma} = 144 + 0,001 + 1,584 = 145,59 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} = 145,59 + 1,12 = 146,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₃

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}C}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{a,cx}) + I_{\text{но}D}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_D + T_{a,cx}) + 2 \cdot I_{\text{но}D} \cdot I_{\text{но}C} \cdot (T'_D + T_{a,cx}),$$

$$\text{де } T_{a,cx} = \frac{I_{\text{но}C} \cdot T_{aC} + I_{\text{но}D} \cdot T_{aD}}{I_{\text{но}C} + I_{\text{но}D}}. \quad T_{a,cx} = \frac{20,37 \cdot 0,03 + 1,667 \cdot 0,04}{20,37 + 1,667} = 0,03;$$

$$B_{\kappa} = 20,37^2(0,2+0,03) + 1,667^2(0,5 \cdot 0,07+0,03) + 2 \cdot 1,667 \cdot 20,37 \cdot (0,07+0,03) \\ = 102,36 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Результати розрахунку теплових імпульсів

точка КЗ	K_1	K_2	K_3
B_{κ} , кА ² ·с	44,88	146,7	102,36

2.5 Вибір струмоведучих частин.

2.5.1 Вибір збірних шин ВРП–35

Найпотужніше приєднання – ЛЕП. Струм від n ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{нав max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 0,309 \text{ (кА)};$$

Вибираємо шини з проводу АС 120/19, параметри якого взято з [2, ст. 429]: $I_{\text{доп}} = 313 \text{ А}$; $d = 15,2 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 313 \text{ (А)} > I_{p \max} = 309 \text{ (А)}$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.29)$$

де m – коефіцієнт жорсткуватості проводів ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d/2 = 0,76 \text{ см}$ – радіус проводу.

$$E = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,36 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.30)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{0,76}{40} = 1,038;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{0,76 \cdot 40} = 4,8 \text{ (см)};$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

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

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 4.14];

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)},$$

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ (кВ)};$$

$$E = \frac{1,038 \cdot 0,354 \cdot 36,75}{0,76 \cdot \lg \frac{567}{4,8}} = 8,57 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 33,36 = 30,024 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 8,57 = 9,17 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід АС 120/19 за умовою корони проходить.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Ділянка ВРП-35 – БТ

Вибір перерізу проводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}}, \quad (2.31)$$

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном G}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{23,33}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,038 \text{ кА}$$

$$q_{ек} = 38 / 1,3 = 29,23 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо АС 35/6,2, $q = 35 \text{ мм}^2$, $d = 8,4 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{\max} = 38 \text{ А} < I_{доп} = 175 \text{ А}, \text{ умова виконується.}$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірку по умовах корони та перевірку на електродинамічну стійкість також не виконуємо, оскільки раніше було показано, що провід не коронує.

Ділянка ВРП 35 – ТЗ

Вибір перерізу проводимо по економічній густині струму.

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.ТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,960 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = 960 / 1,3 = 738,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо провід АС 750/93, $q = 750 \text{ мм}^2$, $d = 37,7 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{норм} = 960 \text{ А} < I_{доп} = 1180 \text{ А}, \text{ умова виконується.}$$

Перевіримо по умовах корони:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.32)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]); $r_0 = d/20 = 1,885$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,885}} \right) = 28,99 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (2.33)$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (2.34)$$

де D – відстань між фазами, см [1, таблиця 7.3];

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 150 = 189 \text{ (см)},$$

$$U = 1,1 \cdot U_{ном}, \quad (2.35)$$

$$U = 1,1 \cdot 35 = 38,5 \text{ (кВ)},$$

Тому:

$$E = \frac{0,354 \cdot 38,5}{1,885 \cdot \lg \frac{189}{1,885}} = 3,61 \text{ (кВ/см)},$$

$$0,9 \cdot 28,99 = 26,09 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 3,61 = 3,86 \text{ (кВ/см)},$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

2.5.2 Вибір збірних шин ВРП 220 кВ

Вибір збірних шин ВРП–220 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є ЛЕП. Згідно [1]:

$$I_{p.\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 0,656 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 300/39, каталожні дані взято з [3]: $I_{\text{доп}} = 710 \text{ А}$; $d = 24 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 710 \text{ А} > I_{p.\max} = 656 \text{ (А)}.$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.36)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]); $r_0 = d/20 = 1,2 \text{ см}$ – радіус проводу.

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

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.37)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [1, табл. 7.4]: $K = 1$;

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [1, табл. 7.4]:

$$r_{\text{ек}} = r_0 = 1,2 \text{ (см)};$$

$D_{\text{ср}}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.38)$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 7.3];

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ (см)}, U = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 220 = 242 \text{ (кВ)};$$

n – кількість проводів в фазі.

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{1 \cdot 1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 24,740 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,628 = 28,465 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 24,740 = 26,472 \text{ (кВ/см)},$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість згідно [1] не виконуємо, оскільки $I_{\text{п0}} = 13,97 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

2.5.3 Вибір жорстких шин

Для подальших розрахунків обираємо збірні шини в колі трансформатора власних потреб ТМН-1000/35 зі сторони 6,3 кВ.

Збірні шини на цій напрузі, як правило, виконуються з жорстких алюмінієвих провідників, оскільки використання мідних шин є економічно недоцільним через їх значно вищу вартість. Алюмінієві шини забезпечують достатню механічну міцність, хороші експлуатаційні характеристики та оптимальне співвідношення ціни й надійності.

Для струмових навантажень до 3000 А застосовують одно- або двоштинні шини прямокутного профілю. При більш високих струмах рекомендується використовувати коробчасті шини, оскільки вони мають менші втрати, спричинені поверхневим ефектом та ефектом близькості, а також забезпечують кращі умови тепловідведення завдяки більшій площі охолодження.

Монтаж шин 6–10 кВ здійснюється на опорних фарфорових ізоляторах, що гарантують необхідний електричний та механічний рівень ізоляції. Шини закріплюються за допомогою шинотримачів, які дозволяють здійснювати позовжні переміщення в результаті теплового розширення металу під час змі-

ни температури. На довгих ділянках шин передбачаються компенсатори, що забезпечують зниження механічного напруження у провідниках.

У місцях під'єднання до комутаційної апаратури шини можуть згинатися або приєднуватися через гнучкі компенсуючі вставки, щоб не передавати термічні деформаційні зусилля на електроапарати.

З'єднання шин по довжині зазвичай виконується методом зварювання, що забезпечує мінімальний перехідний опір і високу надійність контакту. Якщо необхідно приєднати алюмінієві шини до латунних або мідних затискачів апаратів, обов'язково застосовують перехідні контактні елементи, які запобігають електрохімічній корозії пари «мідь – алюміній».

Для покращення візуальної ідентифікації фаз та підвищення безпеки експлуатації шини фарбують:

- при змінному струмі – фаза А у жовтий, фаза В у зелений, фаза С у червоний;
- на постійному струмі – позитивна шина у червоний, негативна — у синій.

Такий підхід дозволяє забезпечити надійну роботу системи шинопроводів, зменшити ймовірність помилок під час експлуатації та спростити проведення ремонтних робіт.

Згідно [1] збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РП всіх напруг по економічній щільності струму не перевіряються. Вибір перерізу шин проводиться по нагріву (по допустимому струму).

Визначаємо розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,29 \text{ (кА)}.$$

За умовами експлуатації беремо однополосні алюмінієві шини 25×3:

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ (А)}; q = 75 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По умовах нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 229 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ (А)}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \sqrt{B_k} / C, \quad (2.39)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1, табл. 6.3]; B_k – з табл. 2.6.4:

$$q_{\min} = \sqrt{102,36 \cdot 10^4} / 90 = 11,24 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$q = 75 \text{ (мм}^2\text{)} > q_{\min} = 11,24 \text{ (мм}^2\text{)}, \text{ отже шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини на механічну міцність.

Визначаємо відстань l між ізоляторами при умові, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ звідки} \quad l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

де J – момент інерції поперечного перерізу шини відносно вісі, перпендикулярної напрямку вигинаючої сили, см^4 .

Якщо шини розташовані на ребрі, то по табл. 4.1 [3]:

$$J = b^3 \cdot h / 12, \quad (2.40)$$

де b, h – розміри шини.

$$J = 2,5 \cdot 0,3^3 / 12 = 0,006 \text{ (см}^4\text{)},$$

$$\text{Тоді} \quad l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,006}{0,75}} = 0,077 \text{ (м}^2\text{)}; \quad l \leq \sqrt{0,077} = 0,277 \text{ (м)}.$$

Якщо шини на ізоляторах розташовані горизонтально, то по табл. 4.1 [3]:

$$J = b \cdot h^3 / 12 = 0,3 \cdot 2,5^3 / 12 = 0,391 \text{ (см}^4\text{)};$$

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,391}{0,75}} = 0,625 \text{ (м}^2\text{)}; \quad l \leq \sqrt{0,625} = 0,791 \text{ (м)}.$$

Цей варіант розташування шин дозволяє значно збільшити відстань між ізоляторами до 0,791 м, тобто дає значну економію ізоляторів. Приймаємо розташування шин горизонтально, відстань між ізоляторами $l = 0,75$ м; відстань між фазами $a = 0,8$ м.

Напруженість в матеріалі шин, яка виникає при дії вигинаючого моменту:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W}, \quad (2.41)$$

де W – момент опору шини відносно вісі, яка перпендикулярна дії сили, по табл. 4.1 [3]:

$$W = b \cdot h^2 / 6 = 0,3 \cdot 2,5^2 / 6 = 0,313 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,75^2 \cdot 12283^2}{0,8 \cdot 0,313} = 5,870 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{розр} = 5,870 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}, \quad \text{шини механічно міцні.}$$

Вибір ізоляторів. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких виконуємо за наступними умовами:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad F_{розр} \leq F_{доп},$$

де $U_{уст}$, $U_{ном}$ – номінальна напруга відповідно РП та ізолятора;

$F_{доп}$ – допустиме навантаження на ізолятор; $F_{розр}$ – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2, с. 282] опорний ізолятор ИО-6-3,75 УЗ: $U_{ном} = 6$ (кВ), $F_{розр.мах} = 3,75$ (кН), висота ізолятора $H_{із} = 100$ (мм).

Максимальна сила, що діє на вигинання [3, табл. 4.3]:

$$F_6 = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,62 \cdot \frac{12283^2 \cdot 0,75}{0,8} \cdot 10^{-7} = 22,914 \text{ (Н)}.$$

Допустиме навантаження:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{розр.мах} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)};$$

$$F_{\text{розр}} = F_{\text{в}} = 22,914 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н, умова виконується.}$$

Вибираємо прохідний ізолятор Ш-6/400-375-І У, ХЛ, Т2 [2]:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{мах}} = 0,229 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кА};$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{в}} = 0,5 \cdot 22,914 = 11,457 \text{ (Н)};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{розр.мах}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)};$$

$$F_{\text{розр}} = 11,457 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н,}$$

Отже, всі умови виконуються.

3 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

Усі складові розподільчого пристрою (РП) електростанції чи підстанції повинні забезпечувати стабільну роботу в умовах тривалих нормальних режимів та мати достатній запас термічної й динамічної стійкості під час дії найважчих струмів короткого замикання. Гарантія надійної роботи обладнання, яку надає виробник, зберігається лише за умови правильного вибору апаратів і дотримання вимог їх експлуатації.

Під час добору обладнання необхідно переконатися, що його технічні параметри відповідають як довготривалим робочим навантаженням, так і короткочасним аварійним режимам, які можуть виникати у процесі функціонування станції. Тому всі апарати проходять перевірку на відповідність номінальним струмам, струмам короткого замикання, допустимим тепловим навантаженням та механічним впливам, що виникають при аваріях. Лише за умови правильно здійсненого вибору апаратура здатна забезпечувати необхідний рівень надійності та безпеки роботи РП.

3.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-220 кВ.

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРП-220 кВ:

струм через БТ:

$$I_{p.\max} = \frac{2 \cdot S_{\text{ном.з}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{2 \cdot 23,33}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 0,129 \text{ (кА)};$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p.\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ллі}} \cdot \cos\varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 0,656 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо вимикач [2, с. 238] типу ВБГУ-220У1 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: 220 кВ = 220 кВ;
- по тривалому струму: $I_{роб.мах} \leq I_{ном}$: 0,656 кА < 2,0 кА.

Проводимо перевірку:

а) на здатність вимикача до відключення:

$$i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{ном.відк} \beta_n / 100, \quad (3.1)$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у струмі, що відключає, яке визначається по кривій рис. 8.1 [1], або дається в довіднику [2]: $\beta_n = 23\%$.

$$1,694 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 23 / 100 = 10,246 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$I_{п\tau} \leq I_{від.ном};$$

$$8,412 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{по} \leq I_{дин}; \quad i_y \leq i_{дин},$$

де $I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2]; $i_{дин}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

$$I_{по} = 8,412 \text{ кА} < I_{дин} = 40 \text{ кА};$$

$$i_y = 20,822 \text{ кА} < i_{дин} = 102 \text{ кА},$$

умови виконуються.

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.2)$$

де B_k – тепловий імпульс струму КЗ; I_T – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу [2]; t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу [2].

$$44,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, табл.5,5]:РНДЗ.1-220/1000 У1 за умовами:

- по напрузі установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$; 220 кВ = 220 кВ.
- по тривалому струму: $I_{\text{роб. макс}} \leq I_{\text{ном}}$; 0,583 кА < 1,0 кА.

Проводимо перевірку:

- на електродинамічну стійкість: $i_y \leq i_{\text{дин}}$; 20,822 кА < 100 кА.
- на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \tag{3.3}$$

$$44,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Отже, всі умови виконуються.

Вибір комутаційних апаратів у інших точках проводимо аналогічно. Результати зведені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 220 кВ	ВГБУ-220У1	РНДЗ.1-220/1000 У1
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{роб.мах} = 0,583$ кА	$I_{ном} = 2,0$ кА	$I_{ном} = 1,0$ кА
$I_{п.т} = 8,412$ кА	$I_{н.відк} = 40$ кА	—
$i_{а.т} = 1,694$ кА	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_H / 100 = 10,25$ кА	—
$I_{п.0} = 8,412$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 20,822$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$V_k = 44,8$ кА ² ·с	$I_{2тер} t_{тер} = 3200$ кА ² ·с	$I_{2тер} t_{тер} = 1600$ кА ² ·с
ВРП – 35 кВ	МГГ-10-3150-45У3	РВРЗ-1-10/2500 У3
$U_{ном} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{роб.мах} = 2,170$ кА	$I_{ном} = 3,15$ кА	$I_{ном} = 2,5$ кА
$I_{п.т} = 28,845$ кА	$I_{н.відк} = 45$ кА	—
$i_{а.т} = 1,032$ кА	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_H / 100 = 12,73$ кА	—
$I_{п.0} = 31,175$ кА	$I_{дин} = 45$ кА	—
$i_y = 78,086$ кА	$i_{дин} = 120$ кА	$i_{дин} = 125$ кА
$V_k = 146,7$ кА ² ·с	$I_{2тер} t_{тер} = 8100$ кА ² ·с	$I_{2тер} t_{тер} = 2025$ кА ² ·с

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів

3.2.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Проведемо вибір вимірювального трансформатора струму для приєднання вимірювальних приладів в коло генератора.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо за табл. 4.11 [3], схема ввімкнення приладів показана на рис. 8. Обираємо шинний трансформатор струму ТШЛ-10, параметри якого з [2]:

$U_{ном} = 10$ кВ; $I_{1ном} = 3$ кА; $Z_{2ном} = 1,2$ Ом; $k_{тер} = 35$; $t_{тер} = 3$ с, клас точності 0,2. Його перевірку проводимо за умовами:

- за напругою установки: $U_{уст} = 10$ кВ $\leq U_{ном} = 10$ кВ.
- за допустимим струмом: $I_{роб.мах} \leq I_{1ном}$;

$$I_{р.мах} = \frac{S_{ном.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{37,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 2,170 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = 2,170 \text{ кА} < I_{\text{НОМ}} = 3 \text{ кА}.$$

– за електродинамічною стійкістю: $i_y \leq i_{\text{дин}}$.

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

– за термічною стійкістю:

$$B_k \leq (k_{\text{тер}} \cdot I_{\text{НОМ}})^2 t_{\text{тер}}; \quad (3.4)$$

$$146,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < (35 \cdot 3)^2 \cdot 3 = 33075 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

– за вторинним навантаженням: $Z_2 \leq Z_{2н}$,

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_k + R_{\text{з.пров.}}$ – розрахункове навантаження; $R_k = 0,1 \text{ Ом}$ – опір контактів [1]; $R_{\text{з.пров.}}$ – опір з'єднувальних проводів; $\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення (рис. 8) і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (табл. 8.1). З табл. 8.1. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2 = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2н} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_k = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ (Ом)}.$$

Переріз кабелю, мм^2 :

$$q = \rho \cdot l_{\text{розр}} / R_{\text{з.пров.}} \quad (3.5)$$

Відповідно [3], для електростанцій з генераторами до 100 МВт застосовується кабель з алюмінієвими жилами (питомий опір алюмінію $\rho = 0,0283$), орієнтовна довжина 30 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1]: $l_{\text{розр}} = l = 30 \text{ м}$; тоді:

$$q = 0,0283 \cdot 30 / 0,54 = 1,572 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0283 \cdot 30}{2,5} + 0,1 + 0,56 = 1,0 \text{ Ом} < Z_{2н} = 1,2 \text{ (Ом)}.$$

Таблиця 3.1 - Вторинне навантаження трансформатора струму

№	Прилад	Тип	Навантаження фаз, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
2	Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	СА3-И670	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5
	Сумарне значення		14	10	14

3.2.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки. Здійснимо вибір ВТН, встановленого біля генератора, $U_{уст} = 10,5$ кВ. Приймаємо трансформатор напруги ЗНОМ-15-63У2, $U_{н1} = 10,5$ кВ. Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню: $S_{2н} \geq S_{2розр.}$,

де $S_{2н} = 75$ (В·А) (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 3.2). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2].

Таблиця 3.2- Вторинне навантаження трансформатора напруги

Назва приладу	Тип	S однієї котушки	К-ть котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P , Вт	Q , В·Ар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	4	—
Варметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	САЗ-І І670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	3	7,3
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Е-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Е-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне значення						69	7,3

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{69^2 + 7,3^2} = 69,385 \text{ (В}\cdot\text{А)};$$

$$S_{2\text{розр}} = 69,385 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{н}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Отже, умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності. Вся обрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності, встановленому технічними вимогами, що забезпечує точний облік електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

3.3 Вибір установки постійного струму

На гідроелектростанціях потужністю до 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ). Розрахунок її навантаження [4] зведений в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 - Розрахунок навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{г}}$, А
Аварійне освітлення	—	—	—	30	—	30	30
Постійне навантаження	—	—	—	25	—	25	25
Привід вимикачів ПЕ-21УЗ	6	—	148	—	—	—	888
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслососу ущільнень генератора	6	8	—	40	130	240	—
Електродвигун аварійного маслососу підшипників	6	10	—	60	200	360	1200
Разом						685	2173

Приймаємо до встановлення акумуляторну батарею типу СК. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рис. 3.1).

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год (оскільки електростанція зв'язана з енергосистемою). По [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{\text{ш}} = 230$ В, напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{\text{кз}} = 2,15$ В. Розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}\text{C}$.

Розрахуємо кількість елементів батареї:

– основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

–

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{кз}}} = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{р}}} = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130 \text{ (шт),}$$

де $U_{\text{р}} = 1,75$ В [1] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0 = 130 - 108 = 22.$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 В до шин приєднується

$$n_{\text{min}} = 230 / 2,7 = 85.$$

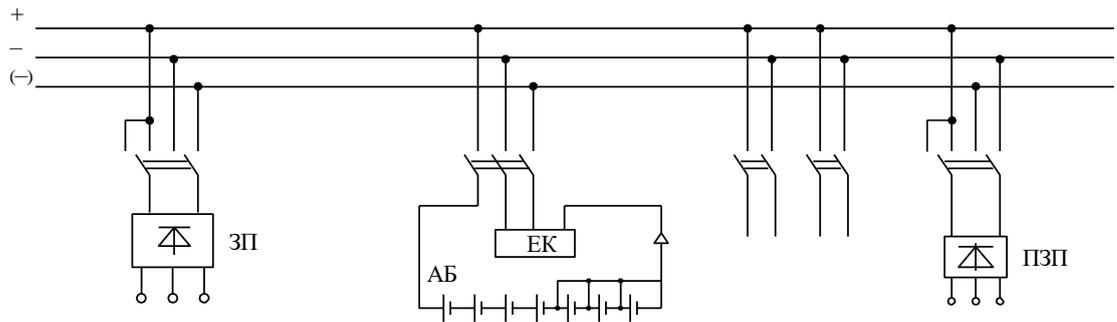


Рисунок 3.1 - Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму)

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (3.6)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів; $I_{\text{ав}}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А; $j = 25 \text{ A/N}$ [1] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 685 / 25 = 28,77 .$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]: $N = 32$ (СК-32). Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46; \quad (3.7)$$

$$N = 2173 / 46 = 47,24 > 32,$$

умова не виконується, отже, збільшуємо типовий номер до 48.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > I_T / N, \quad (3.8)$$

де j визначається по кривим рис. 12.2 [1] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача 85% $U_{ном}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі 5% $U_{ном}$.

$$j = 46 \text{ A/N} > \frac{2173}{48} = 45,27 \text{ A/N}, \text{ умова виконується.}$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-48. Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним $0,15 \cdot N$ [1]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{пзп} = I_{пост} + 0,15 \cdot N, \quad (3.9)$$

де $I_{пост}$ – струм постійно включеного навантаження.

$$I_{пзп} = 25 + 0,15 \cdot 48 = 32,2 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{пзп} = U_{пз} \cdot n_0; \quad (3.10)$$

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

В якості ПЗП застосовуємо агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/48 на напругу 260 В і струм 48 А.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{пзп \text{ дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (3.11)$$

$$U_{\text{пзп дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (3.12)$$

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot 48 = 2,4 \text{ (А)}; \quad U_{\text{пзп дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЕХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{пост}} + 5N; \quad (3.13)$$

$$U_{\text{зп}} = U_3 \cdot n; \quad (3.14)$$

$$I_{\text{зп}} = 25 + 5 \cdot 48 = 265 \text{ (А)}; \quad U_{\text{зп}} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800. Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і зможе підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу, необхідного для відновлення нормального режиму.

3.4 Вибір розрядників

Розрядники застосовуються для надійного захисту ізоляції електрообладнання від імпульсних перенапруг різної природи. Вони ефективно працюють як у випадках комутаційних перенапруг, що виникають під час перемикань у схемах, так і при атмосферних впливах, зокрема під час ударів блискавки в лінії електропередач чи поблизу них. Завдяки своїй здатності швидко відводити надлишкову енергію грозових та комутаційних імпульсів, розрядники запобігають пробією ізоляції, пошкодженню обладнання та забезпечують стабільну й безаварійну роботу всього електротехнічного комплексу. Їх застосування є обов'язковою складовою сучасних систем протиаварійного захисту і суттєво підвищує загальну надійність електростанції чи підстанції.

Вибір розрядників здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки [1].

Таблиця 3.4 - Вибір розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ з боку ВРП-220 кВ	РВМГ–220 МУ1
ЛЕП-220 кВ	РВМГ–220 МУ1
ВРП-220 кВ	РВМГ–220 МУ1
Виводи БТ з боку ВРП-35 кВ	РВМГ–35 МУ1
ВРП-35 кВ	РВМГ–35 МУ1
ЛЕП-35 кВ	РВМГ–35 МУ1

Правильно обрані розрядники забезпечують необхідний рівень грозозахисту та ефективно обмежують комутаційні перенапруження, що є критично важливим для довговічності та безпечної роботи електроустаткування. Узгодженість їх технічних параметрів із класом напруги та режимами роботи підстанції дає змогу мінімізувати ризики пошкодження ізоляції й підвищити загальний рівень надійності електроенергетичної системи. Застосування розрядників відповідно до нормативних вимог та довідникових даних гарантує оптимальний баланс між захисними властивостями, економічністю та експлуатаційною безпекою.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

4.1 Релейних захист гідрогенератора СГКЕ-600/160-84

Релейний захист гідрогенератора призначений для виявлення пошкоджень як у самому генераторі, так і в допоміжному обладнанні, а також для своєчасного відключення агрегату з метою запобігання розвитку аварії. Комплекс захистів для гідрогенератора СГКЕ-600/160-84 формується відповідно до ПУЕ, СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 та чинних галузевих стандартів.

Захист від пошкоджень у статорах:

- Диференціальний захист статора (повздовжній) - основний вид захисту статора; реагує на міжфазні та міжвиткові пошкодження обмотки; використовує трансформатори струму, встановлені на виводах фаз генератора; час спрацювання – мінімальний (0,03–0,05 с), що забезпечує локалізацію аварії.

- Захист від замикань на землю в обмотці статора: варіанти реалізації: напруговий захист нульової послідовності; захист за активним опором; вимірювання третьої гармоніки (застосовується на генераторах із заземленою нейтраллю через опір). Призначення — виявлення однофазного замикання на корпус або землю, що становить найбільш ймовірний вид аварії для гідрогенераторів.

Захист ротора та збудження:

- Захист від замикання обмотки збудження на землю: реєструє одно- або двоточкове замикання обмотки ротора на корпус; реалізується за допомогою приладів контролю ізоляції обмотки збудження.

- Захист від підвищеної температури ротора: використовує термодатчики у вентиляційних каналах та попереджає перегрів, викликаний надмірним струмом або дефектами обдуву.

Захист від ненормальних режимів роботи:

- Захист від перевантаження за струмом: обмежує режим тривалих перевантажень; струм задається в залежності від теплової моделі генератора.

- Захист від асинхронного режиму (втрати збудження): реагує на зниження струму збудження, що призводить до виходу генератора із синхронізму; як правило використовується імпедансний захист.

- Захист від зниження напруги запобігає роботі генератора в умовах аварійного зниження напруги на шинах ГЕС.

- Захист від підвищення напруги оберігає ізоляцію генератора від перевищення допустимого рівня напруги.

Механічні захисти гідроагрегату

- Захист від підвищення та зниження частоти: працює при розбалансі навантаження системи або аварійному режимі; попереджає небезпечні механічні резонанси турбіни.

- Захист від підвищеної вібрації агрегату реєструє механічні дефекти: розцентрування ротора, руйнування підшипників, гідродинамічні збурення.

- Захист підшипників за температурою реагує на перегрів мастилонасосів, ковзних підшипників, подушок підпору.

Захист системи збудження та допоміжних механізмів

- Захист випрямної установки: контроль перевантаження вентилів; виявлення пробою напівпровідникових елементів.

- Захист за струмом якоря збудника запобігає перевищенню допустимого рівня струму збудження.

Автоматика гідрогенератора СГКЕ-600/160-84

Комплекс автоматики забезпечує:

- Автоматичне включення/вимкнення агрегату (АВРГ)
- Синхронізація генератора із системою через автомат синхронізації.
- Контроль частоти, напруги, кута та знаку розбіжності.
- Автоматичне зниження навантаження здійснюється при перегріві підшипників, зниженні рівня мастила або аваріях охолоджувальної системи.
- Автоматичне відключення агрегату працює при спрацюванні будь-якого аварійного захисту.
- Автоматичний контроль збудження:

- плавне введення збудження;
- підтримання рівня реактивної потужності;
- захист від втрати збудження.

Таблиця 4.1 - Перелік основних реле, що застосовуються

Вид захисту	Тип реле	Призначення
Диференціальний статора	Мікропроцесорне МРЗС-05, SEPAM G87	Міжфазні/міжвиткові КЗ
Земні замикання	Реле контролю 3-ї гармоніки	Контроль нейтралі
Втрата збудження	МРЗС-07, Impedance Relay	Асинхронний режим
Перевантаження	Теплові реле	Довготривалі перевантаження
Частота	Реле частоти РЧ-1	Підвищення/зниження частоти
Температура	Термореле ТСМ	Контроль підшипників
Вібрація	Віброконтролер ІВ-3	Підвищена вібрація агрегату

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

Таблиця 4.2 - Параметри генераторів що використовуються на проєктованій ГЕС

Марка	Потужність		U_n , кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S , МВА	P , МВт				
СГКЕ-600/160-84	23,33	21	6,3	3,72	0,9	0,35

Розрахунок періодичної складової струму короткого замикання:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₃ представлена на рис. 4.1.

$$x_{\Delta} = x_4 \cdot (x_2 + x_3) = 0,24 \cdot (1,86 + 1,86) = 0,89;$$

$$x_{10} = x_2 + \frac{x_{\Delta}}{x_3} = 1,86 + \frac{0,89}{1,86} = 2,34;$$

$$x_{11} = x_3 + \frac{x_{\Delta}}{x_2} = 1,86 + \frac{0,89}{1,86} = 2,34;$$

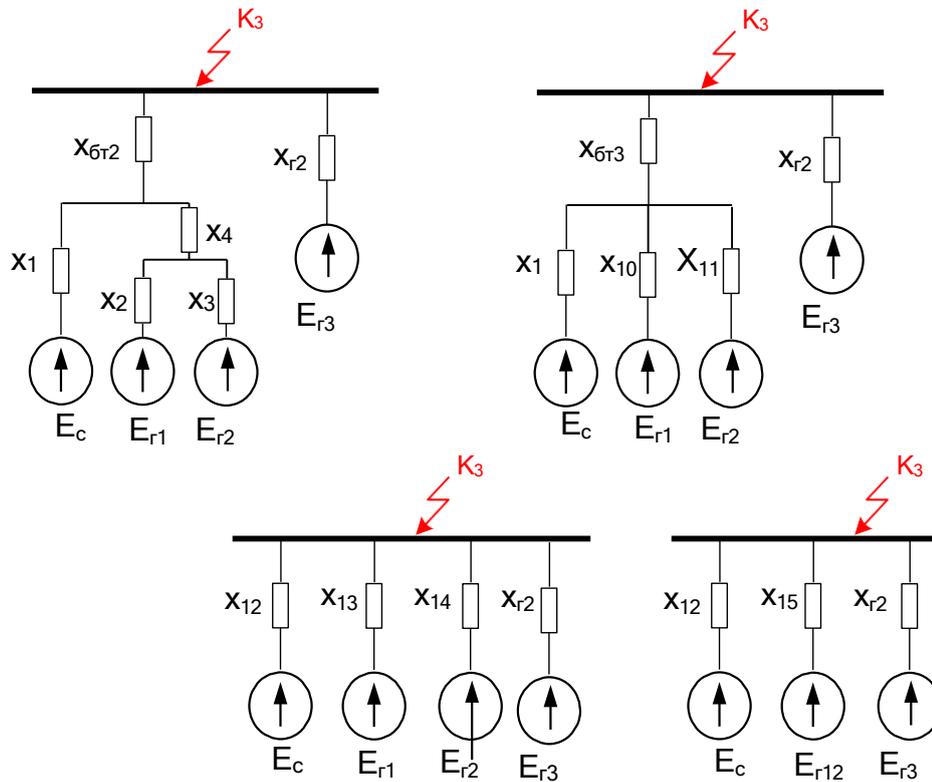


Рисунок 4.1 – Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₃

$$x_{\Delta 1} = x_{i\dot{o}2} \cdot (x_1 \cdot x_{10} + x_1 \cdot x_{11} + x_{10} \cdot x_{11}) =$$

$$= 0,42 \cdot (0,0185 \cdot 2,34 + 0,0185 \cdot 2,34 + 2,34 \cdot 2,34) = 2,34;$$

$$x_{12} = x_1 + \frac{x_{\Delta 1}}{x_{10} \cdot x_{11}} = 0,0185 + \frac{2,34}{2,34 \cdot 2,34} = 0,45;$$

$$x_{13} = x_{10} + \frac{x_{\Delta 1}}{x_1 \cdot x_{11}} = 2,34 + \frac{2,34}{0,0185 \cdot 2,34} = 54,05;$$

$$x_{14} = x_{11} + \frac{x_{\Delta 1}}{x_1 \cdot x_{10}} = 2,34 + \frac{2,34}{0,0185 \cdot 2,34} = 54,05;$$

$$x_{15} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}} = \frac{54,05 \cdot 54,05}{54,05 + 54,05} = 27,03;$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ (кА)};$$

$$I_{по C} = \frac{E''_C \cdot I_{\bar{o}}}{x_{12}} = \frac{1 \cdot 9,16}{0,45} = 20,37 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G12} = \frac{E''_Г \cdot I_{\bar{o}}}{x_{15}} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{68,72} = 0,38 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G3} = \frac{E''_Г \cdot I_{\bar{o}}}{x_{Г2}} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{1,5} = 6,9 \text{ (кА)}.$$

Тип захисту: поздовжній диференціальний струмів захист з циркулюючими струмами на реле РНТ-565. Розрахункові уставки захисту:

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

$$I_{нб.розр.мах} = K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.мах}, \quad (4.1)$$

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

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

$$I_{нб.розр.мах} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 20750 = 10375,5 \text{ (А)};$$

б) визначається розрахунковий первинний струм спрацьовування захисту за умовами:

- неспрацьовування від розрахункового струму небаланса:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{нб.розр.мах}, \quad (4.2)$$

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

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 10375,5 = 13488,15 \text{ (А)};$$

- неспрацьовування від максимального струму навантаження при пошкодженні кола циркуляції:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{розр.мах}, \quad (4.3)$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 2379 = 3093 \text{ (А)}.$$

Приймаємо $I_{сз} = 4477 \text{ А}$.

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

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.розр.мін}}/I_{\text{сз}} \geq 2, \quad (4.4)$$

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 68880/4477 = 13,4;$$

г) струм спрацювання реле:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}}/n_{\text{с}}, \quad (4.5)$$

$$I_{\text{ср}} = 4477/(8000/5) = 2,8 \text{ А};$$

д) число витків диференціальної обмотки реле:

$$\omega_{\text{диф.розр}} = F_{\text{ср}} / I_{\text{ср}} = 100/I_{\text{ср}}; \quad (4.6)$$

$$\omega_{\text{диф.розр}} = 100/2,8 = 35,7.$$

Приймаємо $\omega_{\text{диф.}} = 35$ витків.

Остаточні значення струмів спрацювання:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ср}} &= F_{\text{ср}} / \omega_{\text{диф}}, \\ I_{\text{сз}} &= I_{\text{ср}} \cdot n_{\text{с}}, \end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

$$I_{\text{ср}} = 100/35 = 2,86 \text{ А}, I_{\text{сз}} = 2,86 \cdot 1600 = 4576 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту: $K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 68880/4576 = 13,1 > 2$.

В коло короткозамкненої обмотки реле вмикаємо максимальний опір 10 Ом.

4.1.2 Захист від замикань на землю в обмотці статора

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

Захист має два органи:

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

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

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.

4.1.3 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Тип захисту: Максимальний струмів захист (МСЗ) з пуском по напрузі з незалежною витримкою часу. Захист здійснюється одним реле струму РТ-40, яке вмикається на струм фази послідовно з фільтром-реле струму оберненої послідовності, одним мінімальним реле напруги РН-54/160, які вмикаються на між фазну напругу трансформатора напруги на виводах генератора, та реле часу.

Розрахункові уставки захисту:

а) первинний струм спрацювання реле:

$$\left. \begin{aligned} I_{сз} &= K_H \cdot I_{Г.НОМ} / K_{ПОВ}; \\ I_{ср} &= K_{СХ} \cdot I_{сз} / n_c, \end{aligned} \right\} \quad (4.8)$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2260 / 0,85 = 3190,6 \text{ А};$$

$$I_{ср} = 1 \cdot 3190,6 / 1600 = 2 \text{ А}.$$

б) первинна напруга спрацювання захисту та спрацювання реле:

$$\left. \begin{aligned} U_{сз} &= (0,6-0,75) \cdot U_{Г.НОМ}; \\ U_{ср} &= U_{сз} / n_H, \end{aligned} \right\} \quad (4.9)$$

$$U_{сз} = 0,65 \cdot 1450 = 942,5 \text{ В};$$

$$U_{ср} = 942,5 / (1450/100) = 65 \text{ В}.$$

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

г) коефіцієнт чутливості захисту: $K_{\chi} = 0,87 \cdot 68880 / 3190,6 = 18,8 > 1,5$.

4.1.4 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ

Тип захисту: струмів 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 спрацьовування захисту вибирається за умовою узгодження зі струмовим захистом нульової послідовності, який встановлюється на підвищуюу чому трансформаторі. Витримка часу вибирається за умовою узгодження з захистом наступних елементів.

4.1.5 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень

Тип захисту: двоступінчастий струмів 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 $t_{\text{доп}} = f(I_2)$ для гідрогенераторів.

Орієнтовно можуть бути рекомендовані такі уставки захисту:

- струм спрацьовування захисту першого ступеня:

$$I_{\text{сзI}} = 0,4 \cdot I_{\text{Г.НОМ}}, \quad (4.10)$$

$$I_{\text{сзI}} = 0,4 \cdot 2260 = 904 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{сзII}} = 0,2 \cdot I_{\text{Г.НОМ}}, \quad (4.11)$$

$$I_{\text{сзII}} = 0,2 \cdot 2260 = 452 \text{ А};$$

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

Струми спрацьовування реле:

$$I_{\text{срI}} = 904/1600 = 0,57 \text{ А}; \quad I_{\text{срII}} = 452/1600 = 0,28 \text{ А}.$$

4.1.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Тип захисту: максимальний струмів захист з незалежною витримкою часу. Захист здійснюється одним реле струму РТ-40, яке вмикається на струм фази послідовно з фільтр-реле струму оберненої послідовності та реле часу.

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{Г.НОМ} / K_{ПОВ}; \quad (4.12)$$

$$I_{сз} = 1,05 \cdot 2260 / 0,85 = 2792 \text{ A};$$

Струм спрацьовування реле: $I_{ср} = 2792 / 1600 = 1,75 \text{ A}$.

4.1.7 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:

$$U_{сз} = 1,5 \cdot U_{Г.НОМ}; \quad (4.13)$$

$$U_{сз} = 1,5 \cdot 1450 = 2175 \text{ В};$$

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

Напруга спрацьовування реле: $U_{ср} = 2175 / 14,5 = 150 \text{ В}$.

4.1.8 Захист від втрат збудження

Тип захисту: максимальний струмів захист в колі статора генератора та мінімальний струмів захист в колі випрямлю вального 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 $1,1 \cdot I_{Г.НОМ}$ та при зменшенні струму ротора до $0,5 \cdot I_{р.НОМ}$:

$$I_{д1} = 1,1 \cdot I_{Г.НОМ}, \quad (4.14)$$

$$I_{д2} = 0,5 \cdot I_{рот.НОМ}, \quad (4.15)$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{д1} = 1,1 \cdot 2260 / 1600 = 1,55 \text{ A}; \quad I_{д2} = 0,5 \cdot 410 / 1600 = 0,13 \text{ A}.$$

4.1.9 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

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

4.1.10 Захист кіл ротора

Тип захисту: двоступінчастий максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу.

Захист виконується двофазним та дворелейним в кожному ступені з реле типу РТ-40, які вмикаються на ТС на стороні випрямлювального 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:

$$I_{дI} = 1,8 \cdot I_{рот.ном}; \quad (4.16)$$
$$I_{дI} = 1,8 \cdot 410 = 738 \text{ А.}$$

- 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:

$$I_{дII} = K_n \cdot I_{рот.форс}; \quad (4.17)$$
$$I_{дII} = 1,8 \cdot 820 = 1476 \text{ А};$$

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

Струми спрацьовування реле:

$$I_{срI} = 738/1600 = 0,46 \text{ А}; I_{срII} = 1476/1600 = 0,92 \text{ А.}$$

4.1.11 Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі

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

Таблиця 4.3 - Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

Обладнання	Найменування захисту	Тип захисту
1	2	3
1. Блок гідрогенератор-трансформатор		
	Захист від багатофазних КЗ в ОС	Повздовжний диференціальний захист з реле типу ДЗТ-11/5
	Захист від замикань на землю в ОС	Захист типу ЗЗГ-1
	Захист від зовнішніх симетричних КЗ	Дистанційний захист з реле типу КРС-3
	Захист ОС від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	Струмів захист зворотної послідовності типу РТФ-6М
	Захист від підвищення напруги на виводах генератора та трансформатора	Двохступеневий максимальний захист напруги з реле типу РН-53/200
	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	Струмів захист в колі статора та мінімальний струмів захист в колі випрямляючого трансформатора (реле типу РСТ-11
	Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора	Захист типу КЗР-3
	Захист випрямляючого трансформатора від між фазних КЗ	Струмова відсічка з реле типу РТ-40
	Захист кіл ротора та тиристорного перетворювача	Двохступеневий МСЗ з реле типу РТ-40
	Резервний захист системи збудження	МСЗ з реле типу РТ-40
	Захист від усіх видів КЗ в обмотках та на виводах блокового трансформатора	Поздовжний диференціальний струмів захист типу РНТ-566
	Захист від зовнішніх КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраліями	Струмів захист нульової послідовності типу КЗ-3
	Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист з реле типу РЗТ-80
2. Трансформатор власних потреб		
	Захист від багатофазних КЗ в обмотках та на виводах	Поздовжний диференціальний струмів захист типу РНТ-565 або струмова відсічка на реле типу РСТ-11
	Захист від зовнішніх між фазних КЗ	МСЗ з реле типу РСТ-11
	Захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ	Спеціальний струмів захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50
	Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист типу РЗТ-80

1	2	3
3. ЛЕП-220 кВ		
	Захист від усіх видів КЗ	Панель захисту ШДЕ-2801
4. ЛЕП-35 кВ		
	Захист від усіх видів КЗ	Панель захисту типу ШДЕ-2801 або ЕПЗ-1636М
5. Електродвигуни 0,4 кВ		
	Захист від між фазних КЗ та замикань на землю	Автомати типу АВМ та А3700
6. Збірні шини електроустановок		
	Захист від КЗ	Диференціальний струмів захист типу ДЗШ або ДЗШТ

Примітка: а) на ЛЕП-35 кВ встановлюємо пристрій АПВ типу РПВ-58;

б) на ЛЕП-220 кВ встановлюємо пристрій типу АПВ-2П.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ

Раціональний вибір схеми розподільчого пристрою є одним із ключових етапів проектування електроенергетичних об'єктів, оскільки він визначає не лише технічну надійність та гнучкість системи, а й загальні витрати протягом усього строку її експлуатації. Для обґрунтованого прийняття рішення необхідно провести техніко-економічне порівняння можливих варіантів, що базується на комплексній оцінці капітальних вкладень, річних експлуатаційних витрат та очікуваного збитку від недовідпуску електроенергії у випадку відмов обладнання.

Запропонований метод дозволяє визначити інтегральний показник економічної ефективності схеми РП, який відображає сумарні витрати за розрахунковий період. Мінімальне значення цього показника вказує на найбільш доцільний варіант з економічної точки зору. Нижче наведено основні залежності, що використовуються для оцінювання приведених витрат та формування висновків щодо вибору оптимальної схеми.

$$Z = p_n \cdot K + B + M(Y) \rightarrow \min, \quad (5.1)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт ($p_n = 0,12$);

K – капіталовкладення в будівництво споруди:

$$K = n \cdot C_k, \quad (5.2)$$

де n – кількість вимикачів на РП; $C_k = 1182$ (тис. грн.) – вартість комірки з вимикачем;

B – річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K, \quad (5.3)$$

де $(p_a + p_0) = 8,4$ [2] - відрахування на амортизацію та обслуговування. $M(Y)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

Таблиця 5.1 – Показники надійності вимикачів

Напруга кВ	Тип вимика- ча	Складова параметра поточку відмов, 1/рік		Час віднов- лення Т _в , год	Частота планових ремонтів, μ, 1/рік	Тривалість планового ремонту, Т _п , год
		ω ₁	ω ₂			
220	елегазовий	0,01	0,02	40	0,2	80

Варіант I

Капітальні затрати на спорудження ВРП-220 кВ з 4 вимикачами при вартості комірки $C_k = 2092$ тис. грн. [2]

$$K = 4 \cdot 2092 = 8368 \text{ (тис.грн.)}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{8,4}{100} \cdot 8368 = 702,9 \text{ (тис.грн.)}$$

Розрахунок очікуваного збитку проводимо формалізованим методом, який заснований на ідеї табличного метода В.Д. Тарівердієва.

1. Визначаємо генераторні та лінійні вимикачі.
2. Знаходимо параметри потоків раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{ГВ} = K_{ВН} \cdot \omega_1; \quad (5.4)$$

$$\omega_{ЛВ} = K_{ВН} \cdot \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right); \quad (5.5)$$

де $K_{ВН}$ – коефіцієнт, що характеризує частину раптових відмов ($K_{ВН}=0,6$ [3]); ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикачів [1];

l – довжина ЛЕП, км.

$$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \text{ (1/рік);}$$

$$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (0,01 + 0,02 \cdot 52 / 100) = 0,012 \text{ (1/рік).}$$

1. Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи РП:
- 2.

$$K_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}; \quad (5.6)$$

$$K_0 = 1 - n \cdot K_p; \quad (5.7)$$

де n – кількість вимикачів в РП; T_n – тривалість планового ремонту, год [1];

μ – частота планових ремонтів, 1/рік [1]:

$$K_p = \frac{0,2 \cdot 80}{8760} = 0,0018;$$

$$K_0 = 1 - 4 \cdot 0,0018 = 0,9928.$$

3. При відмові вимикача елемент (блок, ЛЕП та інші) може бути введений в роботу через час T_0 [1] (після виконання комутацій в РП):

$$T_0 = 1 \text{ (год)}.$$

Час одночасного простою вимикача, що відмовив при ремонті іншого:

$$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2 \cdot T_n}, \quad (5.8)$$

де $T_{\text{в}}$ – час відновлення, год [1]:

$$T_{\text{вп}} = 40 - \frac{40^2}{2 \cdot 80} = 30 \text{ (год)}.$$

5. Розрахунок ведемо у вигляді таблиці Д.4, де в лівому стовпці – елементи, результати відмов яких розглядаються і відповідно параметри потоку раптових відмов, у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються. На перетині i -тої стрічки та j -го стовпця записуємо відповідними шифрами елементи, що відключаються і час виходу з дії відповідних елементів.

6. Проводимо вибірку у вигляді таблиці 5.2, в яку вибираємо з таблиці 2.4.4 відмови, що мають однакові наслідки. Кількість таких відмов записується на перехресті відповідної стрічки і стовпця.

7. Рахуємо збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів:

$$M(Y) = y \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_{i i i} P T + K_{2\text{ш}} T_{\text{ш}} P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (5.9)$$

де y_0 – питомий збиток [1], з врахуванням цінового коефіцієнту 42; $y_0 = 25,67$ грн/кВт·год; K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 чи K_p); P_i – втрачена потужність; T_i – час простою елемента (T_0 чи $T_{ВП}$).

$$M(Y) = 630,05 \text{ (тис. грн.)}$$

Таблиця 5.2 – Таблиця станів відмов елементів I варіанту

Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	K ₀		K _p	
			óЛВ	óГВ	óЛВ	óГВ
T3, W4, W3, G3	36	1	0	4	0	12
W3, W4, D(G4, T3)	36	30	0	4	0	4
T3, W4, W3, G3	36	30	0	0	0	8

Приведені затрати для I схеми:

$$Z^I = 0,12 \cdot 8368 + 702,9 + 630,05 = 2337,1 \text{ (тис. грн.)}$$

Варіант II

Розрахунок виконуємо по алгоритму аналогічно I варіанту:

$$K = 6 \cdot 2092 = 12552 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = \frac{8,4}{100} \cdot 12552 = 1054,37 \text{ (тис. грн.)};$$

$$\omega_{ог} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \text{ (1/ рік)};$$

$$\omega_{лв} = 0,6 \cdot (0,01 + 0,01 \cdot 20/100) = 0,0072 \text{ (1/ рік)};$$

$$K_p = \frac{0,2 \cdot 80}{8760} = 0,0018;$$

$$K_0 = 1 - 6 \cdot 0,0018 = 0,9892;$$

$$T_0 = 1 \text{ (год)};$$

$$T_{ВП} = 40 - \frac{40^2}{2 \cdot 80} = 30 \text{ (год)}.$$

Результати аналізу надійності для II-го варіанту зведені в таблицю 5.3.

Таблиця 5.3 – Таблиця станів відмов елементів II варіанту

Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	K _о		K _р	
			óЛВ	óГВ	óЛВ	óГВ
G3, W4, W3, T3, G4	36	1	0	6	0	30
G3, W4, W3, D(G4,T3,)	36	30	0	6	0	30

$$M(Y) = 945,0 \text{ (тис. грн.)}$$

Приведені затрати для II схеми:

$$Z^{\text{II}} = 0,12 \cdot 12552 + 1051,37 + 945,0 = 3505,61 \text{ (тис. грн.)};$$

$$Z^{\text{I}} = 2337,1 \text{ тис. грн.} < Z^{\text{II}} = 3505,6 \text{ (тис. грн.)}$$

У ході виконання техніко-економічного аналізу двох варіантів схем розподільчого пристрою було проведено перерахунок основних показників із урахуванням актуальних умов—збільшеної вартості комірок 220 кВ та сучасного цінового коефіцієнта, що визначає величину питомого збитку від недовідпуску електроенергії. Такий підхід дозволив врахувати реальну ринкову ситуацію, у якій капітальні витрати та збитки від перерв електропостачання мають значно більшу вагу.

Результати оновлених розрахунків засвідчили, що для варіанта I капітальні витрати становлять 8368 тис. грн, річні експлуатаційні витрати — 703 тис. грн, а збитки від відмов — близько 630 тис. грн на рік. Сукупні приведені витрати за цією схемою дорівнюють ≈ 2337 тис. грн.

Для варіанта II, який передбачає більшу кількість комірок та складнішу структуру РП, капітальні витрати значно вищі — 12 552 тис. грн, експлуатаційні витрати — 1054 тис. грн, а збитки від перерв електропостачання — близько 945 тис. грн. Приведені витрати за цією схемою становлять ≈ 3506 тис. грн.

Порівняння отриманих результатів показує, що варіант I характеризується значно нижчими річними сукупними витратами, навіть за умови підвищених сучасних цін і збитків від відмов обладнання. Різниця між варіантами є суттєвою та свідчить про економічну перевагу першої схеми.

Отже, з позиції мінімізації приведених витрат та забезпечення раціонального використання інвестицій, більш економічно доцільною є схема, прийнята у варіанті І. Такий вибір дозволяє зменшити як капітальні вкладення, так і очікувані експлуатаційні витрати, що робить варіант І оптимальним у сучасних техніко-економічних умовах.

Таблиця 5.4 – Вибір відмов, що мають однакові наслідки

Категорія відмов	Елемент, що відключився, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів				
	Коефіцієнт режиму K_j та вимикачі, що в ремонті				
	$K_0=0,9926$	$K_p=0,0018$			
		Q1-г	Q2-г	Q3-г	Q4-г
006	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв		W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв
006	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв		W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв
006	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв		W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв
006	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	

Таблиця 5.5 - Вибір відмов, що мають однакові наслідки

Вимикач, що від- мовив	Параметр поток відмов Wi	Елемент, що відключився, математичне очікування числа відмов та трива				
		Коефіцієнт режиму K _j та вимикачі, що в				
		K _o =0,9890	K _p =0,0018			
			Q1-г	Q2-г	Q3-г	
Q1-г	0,006	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B		G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B
Q2-г	0,006	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B		G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B
Q3-г	0,006	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B		G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B
Q4-г	0,006	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	
Q5-г	0,006	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B
Q6-г	0,006	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B	G3, W4, W3, T3, G4-To W4, W3, G3 D(T3,G4)- T _B

6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

6.1 Завдання розділу охорони праці

Пристрої захисного заземлення виконуються для забезпечення безпеки людей, які працюють в діючих електроустановках. Заземленню підлягають всі металічні неструмповідні частини електроустановок, на яких можлива поява напруги при пробіі ізоляції; корпуси електричних апаратів, розподільчих пристроїв, щитів керування і контролю електроспоживачів.

Захисне заземлення - це навмисне електричне з'єднання з землею або її еквівалентом металевих не струмоведучих частин, які після пробію ізоляції можуть виявитися під напругою. Воно складається з заземлювача (металевих провідників, що знаходяться в землі і мають добрий контакт з нею) і заземлювального провідника, що з'єднує металевий корпус електроустановки із заземлювачем.

Сукупність заземлювача і заземлювальних проводів називають заземлювальним пристроєм. Захисне заземлення застосовують у трифазних трипровідних і однофазних двопровідних мережах змінного струму напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю, а також у мережах напругою вище 1000 В змінного і постійного струму з глухо заземленою нейтраллю.

Захисна дія заземлювального пристрою заснована на зниженні до безпечної величини струму, що проходить через людину в момент торкання нею пошкодженої електроустановки. При попаданні напруги на корпус електроустановки людина, торкнувшись її і маючи хороший контакт із землею, замикає собою електричний ланцюг.

У результаті, струм замикання розподіляється між заземлювальним пристроєм і людиною. Так як опір заземлювача (не повинне перевищувати 10 Ом) що у багато разів менше опору людини (1000 Ом), то через тіло людини буде проходити мінімальний струм, який не викликає його поразки. Основна частина струму піде по ланцюгу через заземлювач.

6.2 Розрахунок захисного заземлення трансформатора

Відповідно до вимог глави 1.7.3 ПУЕ 2014, заземлюючий пристрій трансформатора виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою більше 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.106 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 0,5 Ом.

По контуру трансформатора прокладається сталева шина ($d=35\text{мм}$), яка приєднана зварюванням до загального заземлюючого пристрою трансформатора не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою трансформатора для захисту від непрямого дотику приєднується корпус трансформатора. Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку пристроїв заземлення необхідно знати їх питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання частинок один до одного, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10°C питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення трансформатора проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталевий прутки з розмірами:

$l_B = 2.5 \text{ м.}; d_B = 0.02 \text{ м.};$ відстань між вертикальними заземлювачами
 $a = 5 \text{ м.},$ тобто $a / l_B = 2.$ Глибина закладання заземлювачів
 $H_0 = 0.8 \text{ м.}, B_C = 20 \text{ мм.}$

Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – нормальна. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему :

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (6.1)$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 40 \text{ Ом}$ - приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, (Ом · м)

$K_c = 1,4$ - коефіцієнт сезонності, для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 40 \cdot 1,4 = 56 (\text{Ом} \cdot \text{м}).$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 6.1)

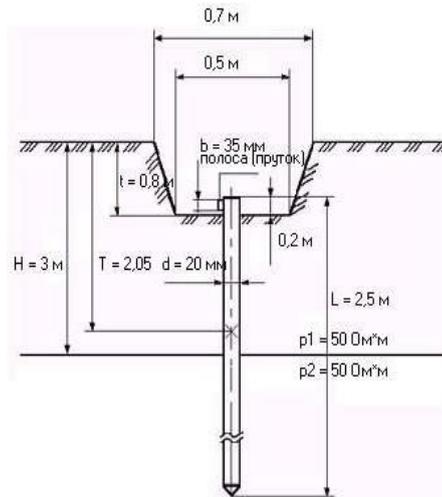


Рисунок 6.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (6.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{2,5}{2} = 2,05 \text{ (м)}.$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right) \quad (6.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{56}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,02} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,05 + 2,5}{4 \cdot 2,05 - 2,5} \right) = 24,83 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$ де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{ор}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (6.4)$$

$$n_{\text{ор}} = \frac{24,83}{4 \cdot 1} = 6,2 \text{ (шт.)}; \text{ приймаємо } n_{\text{ор}} = 6 \text{ (шт.)}.$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів n_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 2, n = 6$. Приймаємо $\eta_B = 0,69$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{op} / n_{вик} \quad (6.5)$$

$$n_B = 6 / 0,69 = 8,69.$$

Приймаємо $n_B = 9$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 9$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{розр.в.} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} \quad (6.6)$$

$$R_{розр.в.} = \frac{24,83}{9 \cdot 0,69} = 3,99 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n - 1), \quad (6.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 5(9 - 1) = 42 \text{ (м)}.$$

За формулою (6.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{розр.}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c} \quad (6.8)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{56}{24,83} \lg \frac{2 \cdot (24,83)^2}{2,05 \cdot 0,02} = 10,49 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a/l=2, n=9$. Приймаємо $\eta_{\Gamma} = 0,4$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{розр.Г}} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}; \quad (6.9)$$

$$R_{\text{розр.Г}} = \frac{10,49}{0,4} = 26,22(\text{Ом}).$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.Г}}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.Г}}}, \quad (6.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,99 \cdot 26,22}{3,99 + 26,22} = 3,46 (\text{Ом}).$$

Висновок: завданням даного розділу було, в залежності від параметрів трансформатора, кліматичних умов та типу ґрунтів розрахувати захисне заземлення силового трансформатора для забезпечення безпечної праці обслуговуючого персоналу.

Отже за результатами розрахунку можна сказати, що встановлення по контуру захисного заземлення з кількістю електродів 9 штук забезпечить нормальне заземлення трансформатора і безпеку обслуговуючого персоналу при роботі з ним.

Встановлення такого контурного заземлення економічно вигідне і відповідає усім нормам правил експлуатації електроустановок.

ВИСНОВКИ

У межах роботи була розроблена електрична частина гідроелектростанції встановленою потужністю 63 МВт, призначеної для покриття навантаження місцевого енергетичного району та видачі електроенергії до енергосистеми України. Проведені проєктні та розрахункові роботи дали змогу сформувати технічно обґрунтовану і надійну конфігурацію станції, забезпечити відповідність обладнання сучасним вимогам експлуатації та нормативним документам.

У ході роботи були побудовані графіки електричного навантаження ГЕС та визначені техніко-економічні показники, що дали можливість оцінити ефективність роботи станції в добових режимах. За результатами аналізу було обрано три гідрогенератори типу СГКЕ-600/160-84, номінальною потужністю 21 МВт кожен, що забезпечують необхідний баланс активної та реактивної потужності в мережі та гарантують стійкість роботи станції.

Система живлення власних потреб побудована таким чином, щоб забезпечити безперервне і резервоване електроживлення всіх споживачів ВП. Як основні трансформатори ВП застосовано два апарати типу ТМН-2500/35, а резервування здійснюється шляхом підключення трансформатора ТМН-4000/35, який може бути оперативно введений у роботу у випадку аварійних відмов. Така конфігурація гарантує надійну роботу електростанції навіть у післяаварійних режимах.

Електроенергія видається у магістральну мережу 220 кВ через комутаційне обладнання відкритого розподільчого пристрою (ВРП), а також у мережу 35 кВ для живлення місцевих споживачів. Розроблена система електричних з'єднань відповідає вимогам надійності N-1 та дозволяє забезпечувати максимальну гнучкість у режимах роботи.

У роботі виконано розрахунки струмів короткого замикання з використанням методу еквівалентних ЕРС та типових кривих, що забезпечує необхідну точність для подальшого вибору комутаційної апаратури і струмоведу-

чих частин. Окрім того, були визначені теплові та динамічні дії струмів КЗ, що дозволило відібрати обладнання необхідного класу термічної та електродинамічної стійкості.

Проведено вибір основних елементів електричної частини станції:

- струмоведучих частин відповідно до максимальних робочих режимів,
- комутаційних апаратів для надійної роботи під час комутаційних і аварійних процесів,
- вимірювальних засобів,
- розрядників, що забезпечують захист від атмосферних та комутаційних перенапруг.

Окрему увагу в роботі приділено проектуванню комплексу релейного захисту та автоматики (РЗА) гідрогенератора типу СГКЕ-600/160-84, який є ключовим елементом електричної частини ГЕС. Для забезпечення надійної та безпечної роботи генераторів було передбачено набір захисних функцій, серед яких:

1. Захист від внутрішніх пошкоджень обмоток генератора
 - диференційний струмовий захист;
 - захист від замикань на землю в обмотці статора;
 - контролювання ізоляції.
2. Захист від ненормальних режимів роботи
 - захист від перевантаження;
 - захист від зниження та підвищення напруги;
 - захист від підвищення струму збудження;
 - протидія втраті збудження генератора.
3. Захист від асинхронного режиму

Виникнення асинхронного ходу призводить до термічних і механічних перевантажень ротора, тому застосовано залежний за часом та чутливий захист.

4. Автоматика частоти та напруги
 - автоматичне регулювання напруги;

- автоматика розвантаження генератора при зниженні частоти;
- АЧР та АВР у складі станційної автоматики.

5. Протидія трансформаційним і мережевим аваріям

- захист від міжфазних КЗ на генераторних шинопроводах;
- захист від зворотної потужності;
- захист від неприпустимого дисбалансу фаз.

Комплекс РЗА налаштований таким чином, щоб забезпечити високу селективність, мінімізувати ризик неправильних спрацювань та забезпечити швидке відключення генератора при будь-якій загрозі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНО ЛІТЕРАТУРИ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. Проєкт 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>
3. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
4. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
5. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
6. 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.
7. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.
8. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матєєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

9. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
10. Бардик Є.І., Лукаш Н.П. Електрична частина електростанцій і підстанцій: навчальний посібник. К. НТУУ «КПІ» 2011 р. 220с.
11. 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.
12. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
13. Аввакумов В. Г. Перехідні процеси в системах електропостачання: елементи теорії, програми, ілюстрації : навчальний посібник / В. Г. Аввакумов, Л. Б. Терешкевич. Вінниця : ВНТУ, 2008. 241 с.
14. Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
15. Друга редакція додатку до кодексу системи передачі «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» НЕК «Укренерго».
16. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.
17. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків : ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
18. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навчальний посібник. – Х. : Точка, 2012. – 340 с. – ISBN 978-617-669-015-3.

19. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.

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

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

ДОДАТКИ

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: «Проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 63 МВт з розрахунком релейного захисту та автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unischek

Оригінальність 72,81% Схожість 27,19%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи

(підпис)

Кашевський І.М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Малогудко Ю.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

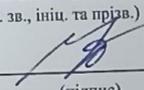
Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)



(підпис)

" 14 " 09 2025 р.

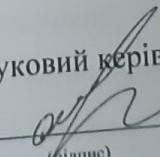
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 63 МВт
з розрахунком релейного захисту та автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-
600/160»

08-21.МКР.007.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент


_____ Малогулко Ю.В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-24м


_____ Кашевський І.М.

(підпис)

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що розвиток електроенергетичного комплексу України вимагає підвищення надійності та ефективності роботи електростанцій, модернізації електротехнічного обладнання та впровадження сучасних підходів до проектування електричної частини енергетичних об'єктів. Відповідно до стратегічних документів щодо відновлення та модернізації енергетичної інфраструктури, особливо в умовах воєнних дій та значних ушкоджень енергосистеми, постає необхідність удосконалення схем електричних з'єднань, підвищення стійкості до аварійних режимів та забезпечення безпечної експлуатації електроустановок;

б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – спроектувати електричну частину гідроелектростанції потужністю 63 МВт з розрахунком релейного захисту та автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

2. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

3. 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.

4. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ»; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.

5. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матєєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Параметри енергосистеми: $S_{с.ном} = 9600$ МВА; $U_{с.ном} = 220$ кВ; $X_{с.ном}^* = 0,3$ в.о. Відстань до місця приєднання енергосистеми 52 км. Максимальна потужність, що віддається в енергосистему: $P_{с.мах} = 36$ МВт. Максимальне навантаження району: $P_{р.мах} = 14$ МВт. Вид промисловості району верстатобудування. Напруга мережі району: $U_{р.ном} = 35$ кВ. Паливо: вода.

5. Економічні показники

Виконати техніко-економічне порівняння двох варіантів схем розподільчого пристрою.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	26.09.25	05.10.25	формування технічного завдання
2	Електрична частина	06.10.25	12.10.25	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень,

				розділ 1, 2, 3 ПЗ
3	Розрахунок струмів короткого замикання	13.10.25	19.10.25	розділ 4, 5, 6, 7
4	Вибір комутаційного обладнання	20.10.25	26.10.25	розділ 8, 9
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	27.10.25	02.11.25	пояснювальна записка
6	Оформлення пояснювальної записки	03.11.25	09.11.25	розділ 5,6
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	09.11.24	16.11.25	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК Б
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ

$$Z = p_n \cdot K + B + M(Y) \rightarrow \min, \quad (\text{Б.1})$$

де p_n – нормативний коефіцієнт ($p_n = 0,12$);

K – капіталовкладення в будівництво споруди:

$$K = n \cdot C_k, \quad (\text{Б.2})$$

де n – кількість вимикачів на РП; $C_k = 1182$ (тис. грн.) – вартість комірки з вимикачем;

B – річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K, \quad (\text{Б.3})$$

де $(p_a + p_0) = 8,4$ [2] - відрахування на амортизацію та обслуговування.

$M(Y)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

Таблиця Б.1 – Показники надійності вимикачів

Напруга кВ	Тип вимикача	Складова параметра поточку відмов, 1/рік		Час відновлення T_v , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год
		ω_1	ω_2			
220	елегазовий	0,01	0,02	40	0,2	80

Варіант І

Капітальні затрати на спорудження ВРП-220 кВ з 4 вимикачами при вартості комірки $C_k = 2092$ тис. грн. [2]

$$K = 4 \cdot 2092 = 8368 \text{ (тис.грн.)}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{8,4}{100} \cdot 8368 = 702,9 \text{ (тис.грн.)}$$

Розрахунок очікуваного збитку проводимо формалізованим методом, який заснований на ідеї табличного метода В.Д. Тарівердієва.

1. Визначаємо генераторні та лінійні вимикачі.

2. Знаходимо параметри потоків раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{ГВ} = K_{ВН} \cdot \omega_1; \quad (Б.4)$$

$$\omega_{ЛВ} = K_{ВН} \cdot \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right); \quad (Б.5)$$

де $K_{ВН}$ – коефіцієнт, що характеризує частину раптових відмов ($K_{ВН}=0,6$ [3]); ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикачів [1];

l – довжина ЛЕП, км.

$$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \text{ (1/рік)};$$

$$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (0,01 + 0,02 \cdot 52 / 100) = 0,012 \text{ (1/рік)}.$$

1. Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи РП:

$$K_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}; \quad (Б.6)$$

$$K_0 = 1 - n \cdot K_p; \quad (Б.7)$$

де n – кількість вимикачів в РП; T_n – тривалість планового ремонту, год [1];

μ – частота планових ремонтів, 1/рік [1]:

$$K_p = \frac{0,2 \cdot 80}{8760} = 0,0018;$$

$$K_0 = 1 - 4 \cdot 0,0018 = 0,9928.$$

2. При відмові вимикача елемент (блок, ЛЕП та інші) може бути введений в роботу через час T_0 [1] (після виконання комутацій в РП):

$$T_0 = 1 \text{ (год)}.$$

Час одночасного простою вимикача, що відмовив при ремонті іншого:

$$T_{ВП} = T_B - \frac{T_0^2}{2 \cdot T_n}, \quad (Б.8)$$

де T_B – час відновлення, год [1]:

$$T_{ВП} = 40 - \frac{40^2}{2 \cdot 80} = 30 \text{ (год)}.$$

5. Розрахунок ведемо у вигляді таблиці Д.4, де в лівому стовпці – елементи, результати відмов яких розглядаються і відповідно параметри потоку раптових відмов, у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються. На перетині i -тої стрічки та j -го стовпця записуємо відповідними шифрами елементи, що відключаються і час виходу з дії відповідних елементів.

6. Проводимо вибірку у вигляді таблиці Д.2, в яку вибираємо з таблиці 2.4.4 відмови, що мають однакові наслідки. Кількість таких відмов записується на перехресті відповідної стрічки і стовпця.

7. Рахуємо збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів:

$$M(Y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i P_i T_i + K_{2ш} T_{ш} P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (Б.9)$$

де y_0 – питомий збиток [1], з врахуванням цінового коефіцієнту 42

$y_0 = 25,67$ грн/кВт·год; K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 чи K_p); P_i – втрачена потужність; T_i – час простою елемента (T_0 чи $T_{ВП}$).

$$M(Y) = 630,05 \text{ (тис. грн.)}$$

Таблиця Б.2 – Таблиця станів відмов елементів I варіанту

Елементи, що відключились	P_i , [МВт]	t_i , [год]	K_0		K_p	
			óлв	óгв	óлв	óгв
T3, W4, W3, G3	36	1	0	4	0	12
W3, W4, D(G4, T3)	36	30	0	4	0	4
T3, W4, W3, G3	36	30	0	0	0	8

Приведені затрати для I схеми:

$$Z^I = 0,12 \cdot 8368 + 702,9 + 630,05 = 2337,1 \text{ (тис. грн.)}$$

Варіант II

Розрахунок виконуємо по алгоритму аналогічно I варіанту:

$$K = 6 \cdot 2092 = 12552 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = \frac{8,4}{100} \cdot 12552 = 1054,37 \text{ (тис. грн.)};$$

$$\omega_{\text{сб}} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \text{ (1/ рік)};$$

$$\omega_{\text{лс}} = 0,6 \cdot (0,01 + 0,01 \cdot 20/100) = 0,0072 \text{ (1/ рік)};$$

$$K_p = \frac{0,2 \cdot 80}{8760} = 0,0018;$$

$$K_0 = 1 - 6 \cdot 0,0018 = 0,9892;$$

$$T_0 = 1 \text{ (год)};$$

$$T_{\text{ВП}} = 40 - \frac{40^2}{2 \cdot 80} = 30 \text{ (год)}.$$

Результати аналізу надійності для II-го варіанту зведені в таблицю Б.3.

Таблиця Б.3 – Таблиця станів відмов елементів II варіанту

Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	K ₀		K _p	
			óлв	óгв	óлв	óгв
G3, W4, W3, T3, G4	36	1	0	6	0	30
G3, W4, W3, D(G4,T3,)	36	30	0	6	0	30

$$M(Y) = 945,0 \text{ (тис. грн.)}.$$

Приведені затрати для II схеми:

$$З^{\text{II}} = 0,12 \cdot 12552 + 1051,37 + 945,0 = 3505,61 \text{ (тис. грн.)};$$

$$З^{\text{I}} = 2337,1 \text{ тис. грн.} < З^{\text{II}} = 3505,6 \text{ (тис. грн.)}.$$

Таким чином, на підставі порівняння двох варіантів схем ВРП, для подальшого проектування приймаємо I варіант, оскільки в цьому випадку приведені затрати менші.

Таблиця Б.4 – Вибір відмов, що мають однакові наслідки

Вимикач, що відмовив	Параметр поток відмов ві	Елемент, що відключився, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів				
		Коефіцієнт режиму K_j та вимикачі, що в ремонті				
		$K_o=0,9926$	$K_p=0,0018$			
			Q1-г	Q2-г	Q3-г	Q4-г
Q1-г	0,006	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв		W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв
Q2-г	0,006	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв		W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв
Q3-г	0,006	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв		W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв
Q4-г	0,006	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, T3, G3-Tв	W4, W3, T3, G3-To W4, W3, D(T3, G3)-Tв	

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

«Проектування електричної частини гідроелектростанції
потужністю 63 МВт з розрахунком релейного захисту та
автоматики гідрогенератора типу СГКЕ-600/160»

Виконав: ст. гр. ЕС-24м Кашевський І.М.
Керівник: к.т.н., доцент Малогулко Ю.В.

Вінниця 2025

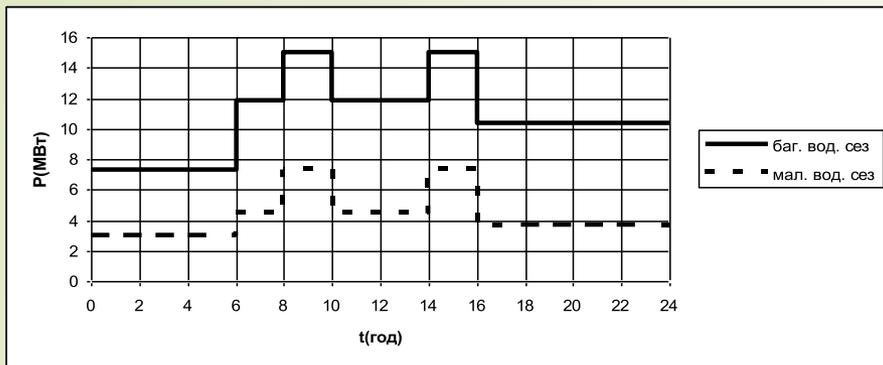
Актуальність та задачі дослідження

Актуальність теми зумовлена складним станом енергетичної системи України, що зазнала суттєвих руйнувань унаслідок тривалих кризових процесів та військових дій. Дефіцит маневрених потужностей, пошкодження електроінфраструктури та нестабільність генерації, зокрема з боку відновлюваних джерел, створюють нагальну потребу у введенні нових надійних енергетичних об'єктів.

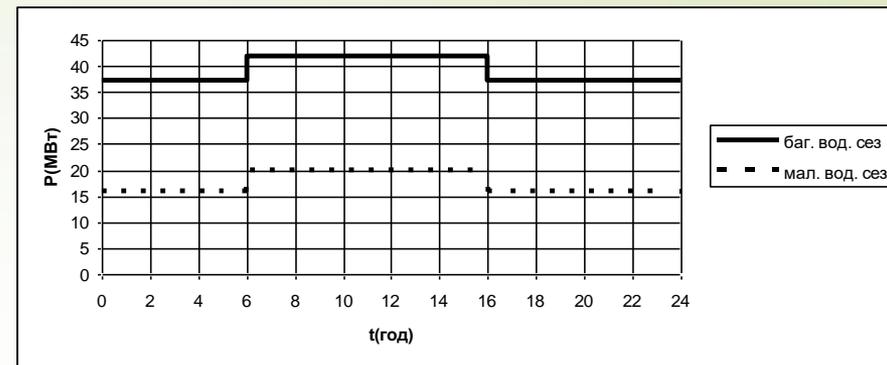
Гідроелектростанції середньої потужності є одним із найбільш ефективних рішень для підвищення стійкості та гнучкості об'єднаної енергосистеми завдяки можливості швидкої зміни навантаження, покриття пікових графіків та виробництва дешевої електроенергії.

Проектування електричної частини ГЕС потужністю 63 МВт, з урахуванням вибору гідрогенератора СГКЕ-600/160, розрахунку режимів, релейного захисту та автоматики, є важливим і своєчасним завданням. Реалізація такого проекту сприятиме підвищенню енергетичної безпеки країни, стабілізації балансу виробництва та споживання, а також забезпеченню надійного електропостачання регіону.

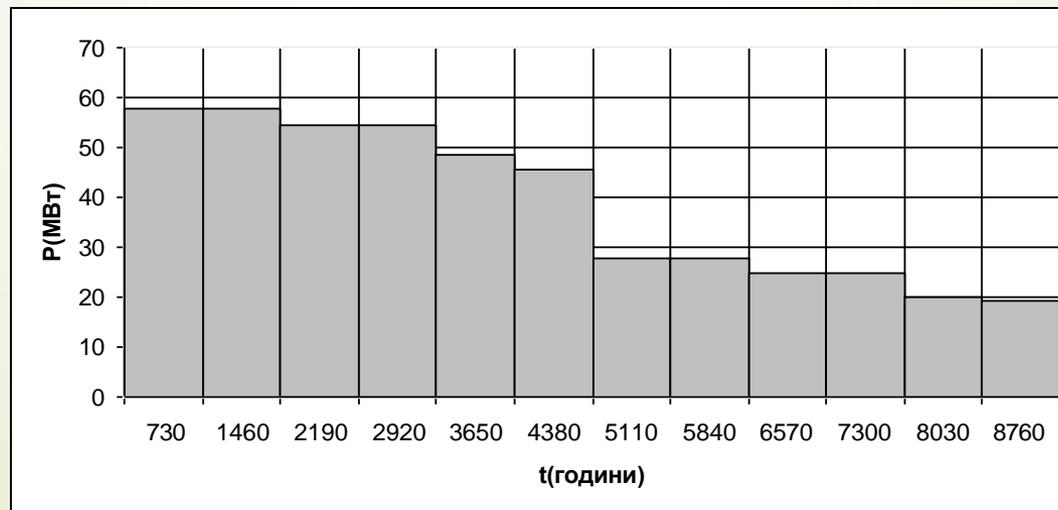
Електрична частина



Добовий графік електричного навантаження місцевого району



Добовий графік електричного навантаження системи



Річний графік за тривалістю навантаження

Вибір основного обладнання

Параметри генераторів

Марка	Потужність		U_H , кВ	I_H , кА	$\cos\varphi_H$	x''_d
	S, МВА	P, МВт				
СГКЕ-600/160-84	23,33	21	6,3	3,72	0,9	0,35

Основні технічні характеристики блочних трансформаторів

ТИП	$S_{ном}$, МВА	Напруга обм, кВ		Втрати, кВт		U_k , %	К-СТЬ	
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$		Варіант	
							1	2
ТРДН-32000/220	32	230	6,3	45	150	11,5	1	2
ТРДНС-25000/35-75Т1	25	36,75	6,3	21	115	10,5	2	1

Технічні характеристики трансформаторів зв'язку

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{обм}$, кВ			Втрати, кВт		U_k , %		
		ВН	СН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$	ВН СН	ВН НН	СН НН
ТДТН-63000/220	63	230	6,3 ³	6,6	74	320	15	20	6,5
ТДТН-25000/220	25	30 ²	38,5	6,6	45	130	11	12,5	9,5

Вибір основного обладнання

Основні технічні характеристики трансформаторів власних потреб

ТИП	S _{ном} , кВА	Напруга обм, кВ		Втрати, кВт		U _к , %	К-СТЬ	
		ВН	НН	P _{хх}	P _{кз}		Варіант	
							1	2
ТМ-1000/10	1000	6,3	0,4	2,45	11	5,5	3	-
ТМВМ-1000/10	1000	6,3	0,4	1,65	11,5	5,5	-	3

Вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	t _{св.откл.} , с	τ, с
ВРП 220 кВ	ВГБУ	0,035	0,045
ВРП 35 кВ	ВБНК-35А	0,05	0,06
В колах генераторів	МГГ-10-3150-45У3	0,150	0,160

Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 220 кВ	ВГБУ-220У1	РНДЗ.1-220/1000 У1
U _{ном} = 220 кВ	U _{ном} = 220 кВ	U _{ном} = 220 кВ
I _{роб.мах} = 0,583 кА	I _{ном} = 2,0 кА	I _{ном} = 1,0 кА
I _{п.т} = 8,412 кА	I _{н.відк} = 40 кА	—
i _{а.τ} = 1,694 кА	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_H / 100 = 10,25$ кА	—
I _{п.0} = 8,412 кА	I _{дин} = 40 кА	—
i _у = 20,822 кА	i _{дин} = 102 кА	i _{дин} = 100 кА
B _к = 44,8 кА ² ·с	I ² _{тер} t _{тер} = 3200 кА ² ·с	I ² _{тер} t _{тер} = 1600 кА ² ·с
ВРП – 35 кВ	МГГ-10-3150-45У3	РВРЗ-1-10/2500 У3
U _{ном} = 10,5 кВ	U _{ном} = 10,5 кВ	U _{ном} = 10,5 кВ
I _{роб.мах} = 2,170 кА	I _{ном} = 3,15 кА	I _{ном} = 2,5 кА
I _{п.т} = 28,845 кА	I _{н.відк} = 45 кА	—
i _{а.τ} = 1,032 кА	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_H / 100 = 12,73$ кА	—
I _{п.0} = 31,175 кА	I _{дин} = 45 кА	—
i _у = 78,086 кА	i _{дин} = 120 кА	i _{дин} = 125 кА
B _к = 146,7 кА ² ·с	I ² _{тер} t _{тер} = 8100 кА ² ·с	I ² _{тер} t _{тер} = 2025 кА ² ·с

Вибір основного обладнання

Вторинне навантаження трансформатора струму

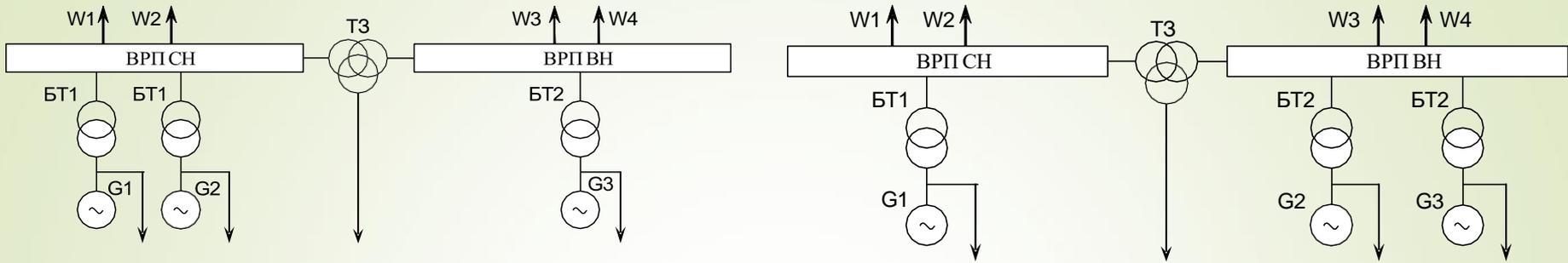
Вибір розрядників

№	Прилад	Тип	Навантаження фаз, В·А			Місце встановлення	Тип розрядника
			А	В	С		
1	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—	Виводи БТ з боку ВРП-220 кВ	РВМГ–220 МУ1
2	Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5	ЛЕП-220 кВ	РВМГ–220 МУ1
3	Варметр	Д-304	0,5	—	0,5	ВРП-220 кВ	РВМГ–220 МУ1
4	Лічильник активної енергії	СА3-І670	2,5	—	2,5	Виводи БТ з боку ВРП-35 кВ	РВМГ–35 МУ1
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10	ВРП-35 кВ	РВМГ–35 МУ1
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5	ЛЕП-35 кВ	РВМГ–35 МУ1
	Сумарне значення		14	10	14		

Вторинне навантаження трансформатора напруги

Назва приладу	Тип	S однієї котуш.	К-ть котуш	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	4	—
Варметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	СА3-І670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	3	7,3
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Е-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Е-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне значення						69	7,3

Проектування структурної схеми станції



Структурна схема станції - варіант 1 та варіант 2

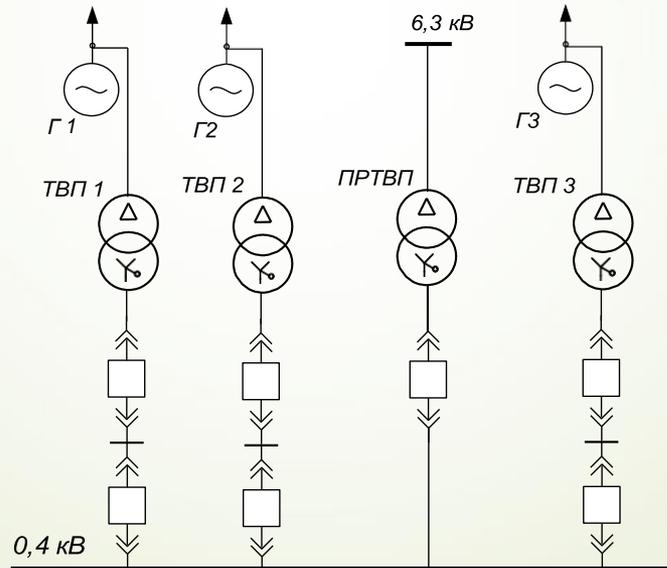


Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

Захист від пошкоджень у статорах:

- Диференціальний захист статора (повздовжній) - основний вид захисту статора; реагує на міжфазні та міжвиткові пошкодження обмотки; використовує трансформатори струму, встановлені на виводах фаз генератора; час спрацювання – мінімальний (0,03–0,05 с), що забезпечує локалізацію аварії.
- Захист від замикань на землю в обмотці статора: варіанти реалізації: напруговий захист нульової послідовності; захист за активним опором; вимірювання третьої гармоніки (застосовується на генераторах із заземленою нейтраллю через опір). Призначення — виявлення однофазного замикання на корпус або землю, що становить найбільш ймовірний вид аварії для гідрогенераторів.

Захист ротора та збудження:

- Захист від замикання обмотки збудження на землю: реєструє одно- або двочкове замикання обмотки ротора на корпус; реалізується за допомогою приладів контролю ізоляції обмотки збудження.
- Захист від підвищеної температури ротора: використовує термодатчики у вентиляційних каналах та попереджає перегрів, викликаний надмірним струмом або дефектами обдуву.

Захист від ненормальних режимів роботи:

- Захист від перевантаження за струмом: обмежує режим тривалих перевантажень; струм задається в залежності від теплової моделі генератора.
- Захист від асинхронного режиму (втрати збудження): реагує на зниження струму збудження, що призводить до виходу генератора із синхронізму; як правило використовується імпедансний захист.
- Захист від зниження напруги запобігає роботі генератора в умовах аварійного зниження напруги на шинах ГЕС.
- Захист від підвищення напруги оберігає ізоляцію генератора від перевищення допустимого рівня напруги.

Механічні захисти гідроагрегату

- Захист від підвищення та зниження частоти: працює при розбалансі навантаження системи або аварійному режимі; попереджає небезпечні механічні резонанси турбіни.
- Захист від підвищеної вібрації агрегату реєструє механічні дефекти: розцентрування ротора, руйнування підшипників, гідродинамічні збурення.
- Захист підшипників за температурою реагує на перегрів мастилонасосів, ковзних підшипників, подушок підпору.

Захист системи збудження та допоміжних механізмів

- Захист випрямної установки: контроль перевантаження вентилів; виявлення пробою напівпровідникових елементів.
- Захист за струмом якоря збудника запобігає перевищенню допустимого рівня струму збудження.

Релейний захист та автоматика

Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

Обладнання	Найменування захисту	Тип захисту
1. Блок гідрогенератор-трансформатор		
	Захист від багатофазних КЗ в ОС	Повздовжний диференціальний захист з реле типу ДЗТ-11/5
	Захист від замикань на землю в ОС	Захист типу ЗЗГ-1
	Захист від зовнішніх симетричних КЗ	Дистанційний захист з реле типу КРС-3
	Захист ОС від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	Струмів захист зворотної послідовності типу РТФ-6М
	Захист від підвищення напруги на виводах генератора та трансформатора	Двохступеневий максимальний захист напруги з реле типу РН-53/200
	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	Струмів захист в колі статора та мінімальний струмів захист в колі випрямляючого трансформатора (реле типу РСТ-11)

Примітка: а) на ЛЕП-35 кВ встановлюємо пристрій АПВ типу РПВ-58;

б) на ЛЕП-220 кВ встановлюємо пристрій типу АПВ-2П

Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

	Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора	Захист типу КЗР-3
	Захист випрямляючого трансформатора від між фазних КЗ	Струмова відсічка з реле типу РТ-40
	Захист кіл ротора та тиристорного перетворювача	Двохступеневий МСЗ з реле типу РТ-40
	Резервний захист системи збудження	МСЗ з реле типу РТ-40
	Захист від усіх видів КЗ в обмотках та на виводах блокового трансформатора	Поздовжний диференціальний струмів захист типу РНТ-566
	Захист від зовнішніх КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраліями	Струмів захист нульової послідовності типу КЗ-3
	Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист з реле типу РЗТ-80
2. Трансформатор власних потреб		
	Захист від багатофазних КЗ в обмотках та на виводах	Поздовжний диференціальний струмів захист типу РНТ-565 або струмова відсічка на реле типу РСТ-11
	Захист від зовнішніх між фазних КЗ	МСЗ з реле типу РСТ-11
	Захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ	Спеціальний струмів захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50
	Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист типу РЗТ-80
3. ЛЕП-220 кВ		
	Захист від усіх видів КЗ	Панель захисту ШДЕ-2801
4. ЛЕП-35 кВ		
	Захист від усіх видів КЗ	Панель захисту типу ШДЕ-2801 або ЕПЗ-1636М
5. Електродвигуни 0,4 кВ		
	Захист від між фазних КЗ та замикань на землю	Автомати типу АВМ та АЗ700
6. Збірні шини електроустановок		
	Захист від КЗ	Диференціальний струмів захист типу ДЗШ або ДЗШТ

У межах роботи розроблено електричну частину гідроелектростанції потужністю 63 МВт, призначеної для покриття навантаження місцевого енергетичного району та видачі електроенергії в мережу України. Побудовано графіки навантаження, визначено техніко-економічні показники та обрано три гідрогенератори типу СГКЕ-600/160-84 потужністю по 21 МВт, які забезпечують надійну та стійку роботу станції.

Розроблено систему власних потреб із резервуванням на базі трансформаторів ТМН-2500/35 і ТМН-4000/35, що гарантує безперервне електроживлення обладнання. Електроенергія видається до мереж 220 кВ і 35 кВ через ВРП відповідно до вимог надійності.

Виконано розрахунки струмів короткого замикання, визначено теплову та динамічну стійкість обладнання, на основі чого підібрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори та розрядники.

Окрема увага приділена розробці комплексу релейного захисту та автоматики гідрогенераторів, який включає захист від внутрішніх та зовнішніх пошкоджень, ненормальних режимів роботи, асинхронізму, зворотної потужності, аварій у мережі, а також функції автоматики частоти та напруги.

Результатом роботи стала технічно обґрунтована конфігурація електричної частини ГЕС, яка забезпечує високу надійність, селективність, безпеку та ефективність роботи станції в усіх режимах.