

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ

18 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 4500/375-16»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Кефа Р.П.

(прізвище та ініціали)

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

Малогулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« 06 » чудня 2024 р.

Опонент: доц. каф. ЕСС ЕМ, к.т.н. доц.

Зиміко М. В.

(прізвище та ініціали)

« 09 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

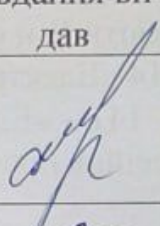
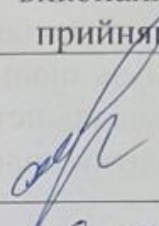
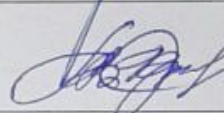
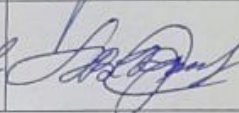
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

6. Консультанти розділів роботи

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

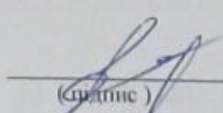
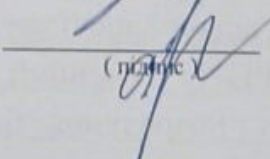
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	
2	Обґрунтування проєктування ГЕС	21.09.24	26.09.24	
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	
4	Релейний захист і автоматика	11.10.24	28.10.24	
5	АСК ТП електричних станцій. Економічна час- тина	29.10.24	05.11.24	
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної ек- сплуатації електроустановок	06.11.24	12.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	
	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

Р. П. Кефа

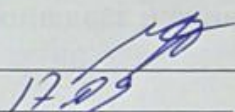
Ю. В. Малогулко

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.


17.09.2024 року

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

Кефі Роману Петровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 18 МВт з агрегатами типу ВГС 4500/375-16»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Встановлена потужність станції 18 МВт, тип агрегатів: ВГС 4500/375-16; повна номінальна потужність генератора $S_{ном} = 5,63$ (МВА); активна номінальна потужність генератора $P_{ном} = 4,5$ (МВт); номінальна напруга генератора $U_{ном} = 6,3$ (кВ), напруга мережі району – 10 кВ. Електрична енергія видається на $U = 35$ кВ, максимальне навантаження місцевого району 6 МВт, вид промисловості району – деревообробна.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проєктування гідроелектростанції. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист і автоматика електростанції. 4. АСК ТП ГЕС. 5. Економічна частина. 6. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Актуальність та задачі дослідження. Головна схема електричних з'єднань. План та розріз ВРП-35. Релейний захист. Схема захисту трансформатора зв'язку із системою. Розрахунок блискавкозахисту. Основні техніко-економічні показники ГЕС. Висновки.

АНОТАЦІЯ

Кефа Р.П. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 18 МВт з агрегатами типу ВГС 4500/375-16. Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця: ВНТУ, 2024. – 126 с., таблиць: 28, рисунків: 21, бібліографій: 21.

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена питанням дослідження проектування гідроелектростанції електричної станції. В роботі виконано техніко-економічне обґрунтування об'єкту, розраховано та побудовано графіки електричних навантажень, здійснено вибір силового обладнання, структурної схеми станції, схеми власних потреб станції.

Розраховано струми короткого замикання, вибрано комутаційну апаратуру та струмоведучі частини; розглянуто вибір вимірювальних трансформаторів – струму та напруги та вибір розрядників. В роботі також досліджено питання автоматичної системи управління ТП електричних станції. Розраховано релейний захист та автоматику та здійснено розрахунок техніко-економічних показників станції.

В окремому розділі виконано огляд заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок, проаналізовано умови праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України, розраховано захисне заземлення трансформатора.

Ключові слова: гідроелектростанція, електричне обладнання, трансформатори, розподільні пристрої, високовольтні вимикачі.

ANNOTATION

Kefa Roman. Electrical part of a hydroelectric power plant with a capacity of 18 MW with units of the VGS 4500/375-16 type. Master's qualification work – Vinnytsia: VNTU, 2024. – 126 p., tables: 28, figures: 21, bibliographies: 21.

The master's qualification work is devoted to the issues of researching the design of a hydroelectric power station. The work includes a feasibility study of the facility, calculations and construction of electrical load schedules, selection of power equipment, structural diagram of the station, scheme of the station's own needs.

Short-circuit currents are calculated, switching equipment and current-carrying parts are selected; the selection of measuring transformers - current and voltage and the selection of arresters are considered. The work also examines the issue of the automatic control system of TP of electric stations. Relay protection and automation are calculated and the calculation of the technical and economic indicators of the station is carried out.

In a separate section, an overview of measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations is carried out, working conditions are analyzed when performing work related to the installation of measuring transformers operating as part of the electric power system of Ukraine, and protective grounding of the transformer is calculated.

Keywords: hydroelectric power plant, electrical equipment, transformers, switchgear, high-voltage circuit breakers.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОБҐРУНТУВАННЯ ОБ'ЄКТУ	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	10
2.1 Розрахунок графіків навантажень	10
2.2 Вибір основного обладнання	15
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції	16
2.4 Вибір схеми власних потреб станції	23
2.5 Вибір схем відкритих розподільчих пристроїв	24
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання	31
2.7 Вибір струмоведучих частин	51
2.8 Вибір комутаційного обладнання	59
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів	60
2.10 Вибір розрядників	66
2.11 Розрахунок блискавкозахисту ВРП 35 кВ	66
2.12 Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН	69
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ГЕС	72
3.1 Вибір організаційної структури оперативного керування	72
3.2 Вибір засобів захисту двигунів власних потреб	75
3.3 Захист збірних шин	75
3.4 Захист трансформаторів зв'язку	75
3.5 Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ	76
3.6 Вибір засобів захисту та автоматики ЛЕП	76
3.7 Вибір засобів регулювання частоти та активної потужності	77
3.8 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки, зв'язку	79
3.9 Релейних захист гідрогенератора ВГС 4500/375-16	80

4 АСК ТП ЕЛЕКТРИЧНИХ ГЕС	89
4.1 Інформаційне забезпечення АСК ТП ГЕС	90
4.2 Збір та переробка інформації для АСК ГЕС	94
4.3 Комплекс технічних засобів і кількість ієрархічних рівнів АСК	95
ТП ГЕС	
4.4 Структурна схема керування ГЕС за допомогою АСК	96
4.5 Дослідження оптимального складу агрегатів і найвигіднішого	100
розподілу навантаження між блоками ГЕС	
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	104
5.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої ГЕС	104
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	106
5.3 Аналіз отриманих даних	111
6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ	113
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	
6.1 Задачі розділу	113
6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем	114
вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі	
електроенергетичної системи України	
6.3 Розрахунок захисного заземлення трансформатора	112
6.4 Протипожежний захист силових трансформаторів	119
ВИСНОВКИ	121
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	123
ДОДАТКИ	126

ВСТУП

Гідроелектростанції (ГЕС) відіграють важливу роль у розвитку енергетичної системи України. Розбудова ГЕС є стратегічно важливим напрямком для забезпечення енергетичної безпеки країни, покращення екологічної ситуації та підвищення ефективності використання національних ресурсів. Ось ключові аспекти важливості розвитку ГЕС:

1. Енергетична безпека та незалежність: Україна прагне зменшити залежність від імпортованих енергоресурсів. ГЕС використовують місцеві природні ресурси – річкову воду, що дозволяє зменшити споживання викопного палива. Це підвищує стабільність енергопостачання і зменшує вплив коливань на світових ринках енергоносіїв.

2. Стабілізація енергосистеми: ГЕС відіграють важливу роль у регулюванні частоти та напруги в енергосистемі. Завдяки швидкому запуску і зупинці, гідроелектростанції можуть оперативно реагувати на пікові навантаження. Вони також працюють у синергії з атомними електростанціями, які забезпечують базове навантаження, і вітровими та сонячними електростанціями, залежними від погодних умов.

3. Екологічна стійкість: ГЕС є одним із найбільш екологічно чистих джерел енергії. На відміну від теплоелектростанцій, вони не виділяють вуглекислий газ, сірчисті сполуки чи тверді частинки. Це сприяє зменшенню викидів парникових газів і боротьбі зі змінами клімату.

4. Економічна вигода: Вартість електроенергії, виробленої ГЕС, є однією з найнижчих серед усіх видів генерації. Гідроелектростанції мають тривалий термін експлуатації, що робить їх вигідними для інвестицій. Окрім цього, вони забезпечують місцеві громади робочими місцями та сприяють розвитку інфраструктури.

5. Покращення водного балансу: Багато ГЕС в Україні виконують не лише енергетичну функцію, але й сприяють регулюванню водного

балансу в басейнах річок. Вони допомагають запобігти паводкам, сприяють іригації та водопостачанню, що особливо важливо для посушливих регіонів.

6. Розвиток відновлюваної енергетики: ГЕС є частиною глобальної тенденції переходу до відновлюваних джерел енергії. Україна має значний потенціал у цій сфері завдяки річковій мережі, зокрема Дніпру, Дністру, Південному Бугу та інших водних об'єктів.

7. Національна стратегія розвитку енергетики: Відповідно до енергетичної стратегії України, збільшення частки відновлюваних джерел енергії є одним із ключових пріоритетів. ГЕС, як частина цієї стратегії, дозволяють зменшити залежність від викопного палива, забезпечуючи стійкий розвиток енергосистеми.

Попри значні переваги, розбудова ГЕС в Україні потребує врахування екологічних і соціальних аспектів. До них належать: зміни екосистеми річок – необхідність мінімізації впливу на природне середовище; ресурсні витрати – великі інвестиції в будівництво, модернізацію та обслуговування ГЕС; ризики старіння існуючих об'єктів – потреба в реконструкції та оновленні старих гідроелектростанцій.

Проте, за умов належного планування, сучасних технологій та державної підтримки, розбудова ГЕС стане важливим кроком до енергетичної незалежності та сталого розвитку України.

ГЕС споруджується тільки для вироблення електроенергії або в складі водогосподарських комплексів, які однозначно вирішують задачі покращення пароплавства та зрошення. Стікання більшості річок характеризується суттєвою нерівномірністю, в зв'язку з чим при ГЕС створюються водосховища сезонного та багаторічного регулювання. Водноенергетичні характеристики ГЕС визначаються шляхом водогосподарських розрахунків, які базуються на статично оброблених даних багаторічних спостережень за стіканням річок.

Енергетичні та техніко-економічні показники ГЕС суттєво залежать від природних умов і різних станцій можуть суттєво відрізнятись.

Агрегати для кожної ГЕС, як правило, проектуються індивідуально згідно характеристик даної ГЕС. Основною економічною перевагою ГЕС перед ТЕС є низька собівартість вироблення енергії із-за відсутності втрат на паливо. В той же час ТЕС, як правило, потребують більш високих капіталовкладень.

В зв'язку з високими маневровими якостями обладнання ГЕС, їх використовують в змінній частині графіка навантаження, використовуючи можливості добового регулювання стікання. При цьому число годин використання встановленої потужності різних ГЕС в залежності від природних умов змінюється від 1000-1500 (пікові установки) до 5000-6000 годин. Крім експлуатаційних переваг використання ГЕС в піковій і напівпіковій зонах графіка навантаження дає можливість збільшувати її встановлену потужність за рахунок встановлення дешевих додаткових агрегатів без зміни втрат в основні споруди ГЕС, що суттєво знижує питомі капіталовкладення в ГЕС і підвищує їх ефективність в порівнянні з ТЕС.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Розглядаючи проблеми електроенергетики на сучасному етапі її розвитку, слід відзначити, що на першому місці свого значенню, складності і масштабності стоїть проблема забезпечення надійного та якісного енергозабезпечення в умовах ринку. Забезпечення стабільної роботи Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України в умовах дефіциту маневрових генеруючих потужностей та значної частки базової потужності є однією з ключових проблем. Введення в експлуатацію двох енергоблоків потужністю по 1000 МВт на Хмельницькій та Рівненській атомних електростанціях (АЕС) додатково збільшило базову потужність, що ускладнило можливість ефективного регулювання сезонних та добових навантажень у системі. Для суттєвого покращення структури генерувальних потужностей необхідно впроваджувати нові маневрові джерела. Важливу роль у забезпеченні стабільності та "живучості" енергосистеми відіграють гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакумуючі електростанції (ГАЕС), потужність яких нині становить лише 9% замість необхідних 15–20% [1].

В Україні, враховуючи рівнинний характер річок, потенціал для будівництва нових великих гідроелектростанцій майже вичерпаний. Тому подальший розвиток гідроенергетики зосереджений на модернізації існуючих ГЕС і спорудженні гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС). Варто відзначити позитивний досвід реалізації першого етапу реконструкції гідроелектростанцій Дніпровського каскаду. У рамках цього етапу було модернізовано 16 гідроагрегатів, що дало змогу збільшити встановлену потужність на 88,1 МВт, підвищити рівень безпеки та надійності експлуатації, а також продовжити термін служби оновленого обладнання щонайменше на 30 років.

Важливі завдання електроенергетики України належить вирішувати у зв'язку з реалізацією завдання щодо інтеграції ОЕС України до об'єднання

енергосистем європейських країн. Виконання цього завдання вимагає вирішення низки організаційно-технічних та науково-технічних проблем, які відповідають вимогам, в тому числі щодо резервів і потужності, проти аварійного керування для забезпечення стійкості і “живучості” ОЕС України.

Один з останніх прикладів на цю тему – системна аварія на північному сході США та прилеглих провінціях Канади: без електропостачання залишилось 50 млн. людей, від системи відключилась 21 електростанція, в тому числі 10 АЕС. Збитки склали понад 6 млрд. доларів. У тому ж році трапились аварії національного масштабу в Італії, Швеції та Данії.

Слід зазначити, що розвиток і нормальне функціонування електроенергетики неможливе без розвитку власного енергомашинобудування і суміжних галузей промисловості, здатних забезпечити енергетику сучасним вискооефективним устаткуванням.

Очевидно, що зношене, фізично і морально застаріле енергетичне обладнання породжує основні проблеми в електроенергетиці: відносно низьку ефективність генерування, перетворення, передачі та розподілу енергії, необхідність подовження ресурсу енергоблоків електростанцій.

Вивести електроенергетику України на світовий рівень, який забезпечуватиме високу ефективність, надійність і безпеку функціонування при збереженні екологічної сприятливості всього паливно-енергетичного комплексу (ПЕК), можливо лише за умови впровадження сучасного енергетичного обладнання..

2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків навантаження

Режим роботи електростанцій визначається графіками електричних і теплових навантажень на рівні району або системи. Потужність електростанцій має забезпечувати покриття цих графіків з урахуванням втрат енергії під час її передачі від місця вироблення до точки споживання, а також витрат на власні потреби станції. Графіки електричних навантажень зазвичай подаються у відсотках від максимальної потужності району $P_{p \max}$ та системи $P_{c \max}$.

Алгоритм розрахунку графіків електричних навантажень:

- постійні втрати в мережах системи (С):

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}, \quad (2.1)$$

- змінні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot P_{ct}^2 / P_{c \max}, \quad (2.2)$$

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

- сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{c.від} = P_{відt} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}, \quad (2.3)$$

- потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{ent} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{відt}}{P_{сст}} \right) \cdot \frac{P'_{en} \cdot P_{відt \max}}{100}, \quad (2.4)$$

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

– потужність, що виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир } t} = P_{\text{від } t} + P_{\text{вп } t}, \quad (2.5)$$

По приведеному алгоритму проводяться розрахунки для всіх часових інтервалів і для всіх пір року, з використанням ЕОМ. Результати зведені в таблицю 2.1

За даними таблиці 2.1 будуються наступні графіки $P = f(t)$: графік потужності, що віддається в систему (рисунки 2.1); графік потужності, що виробляється генераторами (рисунки 2.2); річний графік по тривалості (рисунки 2.3).

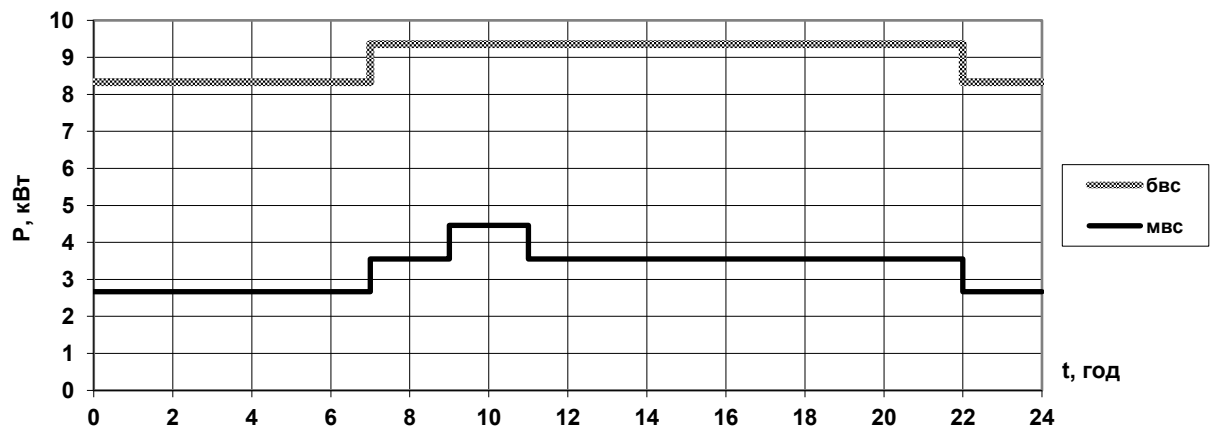


Рисунок 2.1 - Потужність, яка віддається в систему

Таблиця 2.1 - Дані для побудови графіків електричних навантажень

Години доби, год.		0-7	7-9	9-11	11-22	22-24
Навантаження місцевого району, %	бвс	90	95	100	95	90
	мвс	30	30	40	35	20
Навантаження місцевого району, кВт	бвс	5400	5700	6000	5700	5400
	мвс	1800	1800	2400	2100	1200
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, кВт	бвс	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	мвс	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, кВт	бвс	340,2	379,05	420,0	379,05	340,2
	мвс	37,8	37,8	67,2	51,45	16,8
Потужність, що віддається в місцевий район, кВт	бвс	5800,2	6139,05	6480	6139,05	5800,2
	мвс	1897,8	1897,8	2527,2	2211,45	1276,8
Навантаження системи, %	бвс	90	100	100	100	90
	мвс	30	40	50	40	30
Навантаження системи, кВт	бвс	7200	8000	8000	8000	7200
	мвс	2400	3200	4000	3200	2400
Постійні втрати потужності в мережах системи, кВт	бвс	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	мвс	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Змінні втрати потужності в мережах системи, кВт	бвс	972	1200	1200	1200	972
	мвс	108	192	300	192	108
Потужність, що віддається в систему, кВт	бвс	8332	9360	9360	9360	8332
	мвс	2668	3552	4460	3552	2668
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, кВт	бвс	14132,2	15499,05	15840	15499,05	14132,2
	мвс	4565,8	5449,8	6987,2	5763,45	3944,8
Витрата на власні потреби, кВт	бвс	275,95	290,38	293,99	290,38	275,95
	мвс	174,93	184,26	200,50	187,58	168,37
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, кВт	бвс	14408,16	15789,44	16133,99	15789,44	14408,16
	мвс	4740,73	5634,06	7187,70	5951,03	4113,17

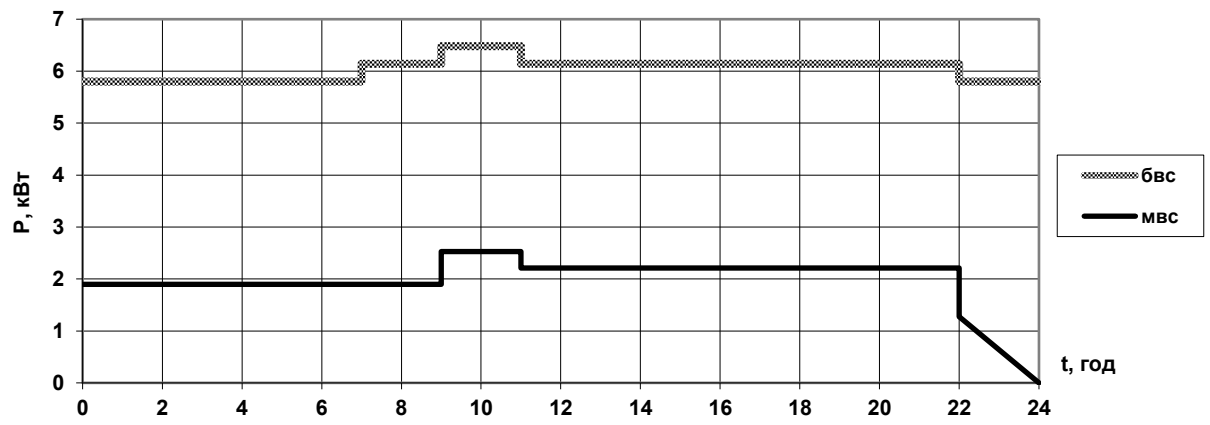


Рисунок 2.2 - Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

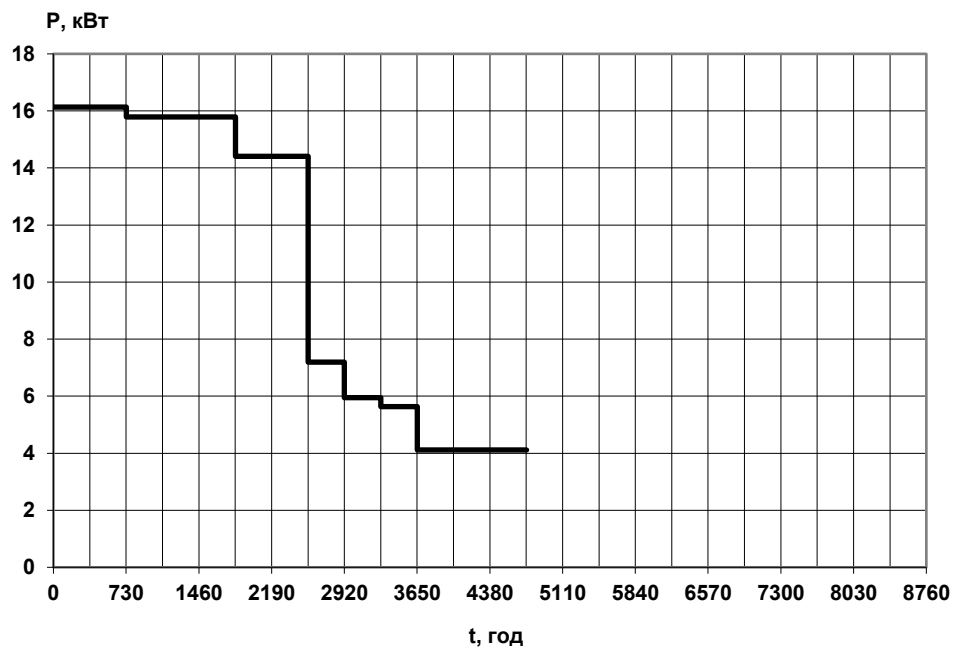


Рисунок 2.3- Річний графік навантаження

Техніко-економічні показники роботи станції:

1. Максимальне навантаження станції:

$$P_{\max} = 16133,9904 \text{ (кВт)}.$$

2. Річне вироблення електроенергії:

$$\epsilon_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} t_i \quad (2.6)$$

$$\epsilon_p = 67097078,1 \text{ (кВт·год)}.$$

3. Середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \epsilon_p / T \quad (2.7)$$

$$P_{cp} = 7659,4838 \text{ (кВт)}.$$

4. Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = P_{cp} / P_{\max} \quad (2.8)$$

$$K_3 = 0,4747421.$$

5. Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_6 = P_{cp} / P_{\text{вст}} \quad (2.9)$$

$$K_6 = 0,4255269.$$

6. Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \epsilon_p / P_{\max} \quad (2.10)$$

$$T_{\max} = 4158,74043 \text{ (год).}$$

7. Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \epsilon_p / P_{\text{вст}} \quad (2.11)$$

$$T_{\text{вст}} = 3727,61545 \text{ (год).}$$

8. Коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = P_{\text{вст}} / P_{\max} \quad (2.12)$$

$$K_{\text{рез}} = 1,11565704.$$

Розрахувавши техніко-економічні показники, можна зробити висновок, що ця електрична станція має резерв потужності ($K_{\text{рез}} = 1,11565704$).

2.2 Вибір основного обладнання

Основне обладнання для ГЕС, за можливості, обирається однотипним, оскільки це сприяє індустріалізації будівництва, полегшує умови експлуатації та спрощує проведення ремонтних робіт. Основним енергетичним обладнанням гідроелектростанцій є гідрогенератори.

Вибір гідрогенераторів

Тип гідротурбін залежить від максимального напору на ГЕС. При виборі керуємося наступними рекомендаціями: 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.

Виходячи з вищевикладеного вибираємо генератор [2, таблиця 2.2] ВГС 4500/375-16 у кількості 4 шт.

Параметри генераторів, взяті з [2], заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри генератора

арка	Потужність		U_n , кВ	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S , МВА	P , МВт			
ВГС 4500/375-16	5,63	4,5	6,3	0,8	0,17

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

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є ключовим етапом проєктування електричної частини електростанції, оскільки він визначає повний перелік елементів та їх взаємозв'язків. Основними вихідними даними для прийняття рішення щодо головної схеми є тип електростанції та вид палива, кількість і потужність агрегатів, графіки навантажень споживачів, їх склад, а також характеристики енергосистеми.

Вибір схеми приєднання станції до системи

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає в виборі напруги, на яких буде видаватися електроенергія кількості та пропускної здатності ліній на кожній напрузі.

У відповідності із завданням та керуючись методичними рекомендаціями [1] для системи приймаємо напругу 35 кВ, а для району – 10 кВ. Розрахуємо кількість, та визначимо пропускну спроможність ліній електропередач для зв'язку станції з системою, враховуючи наступні вимоги:

1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватись видача всієї наявної на станції потужності;

2) у разі одночасного відключення двох ліній електропередач (ЛЕП) у повній схемі або аварійного відключення однієї лінії в умовах ремонтного стану мережі допускається обмеження потужності, яка видається електростанцією. Однак це має здійснюватися з мінімальним впливом на роботу станції, по можливості, без зупинки енергоблоків.

$$n_{35} = \frac{P_{c\max}}{P_{\text{прдон}35}} + 1, \quad (2.13)$$

$$n_{35} = \frac{9,360}{15} + 1 = 1,624 \approx 2, \text{ отже, приймаємо 2 лінії.}$$

$$n_{10} = \frac{P_{c\max}}{P_{\text{прдон}10}} + 1, \quad (2.14)$$

$$n_{10} = \frac{6,480}{3} + 1 = 3,16 \approx 4, \text{ отже, приймаємо 4 лінії.}$$

Значення $P_{\text{гр}}$ беремо з [1], таблиці 2.1.

Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор – трансформатор і вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні).

Розподіл генераторів між РП різних напруг виконуємо з урахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги $P_{\text{від},\max}$, а також того факту, що перетік потужності з РП однієї напруги в РП іншої напруги в нормальному і аварійному режимах має бути мінімальним.

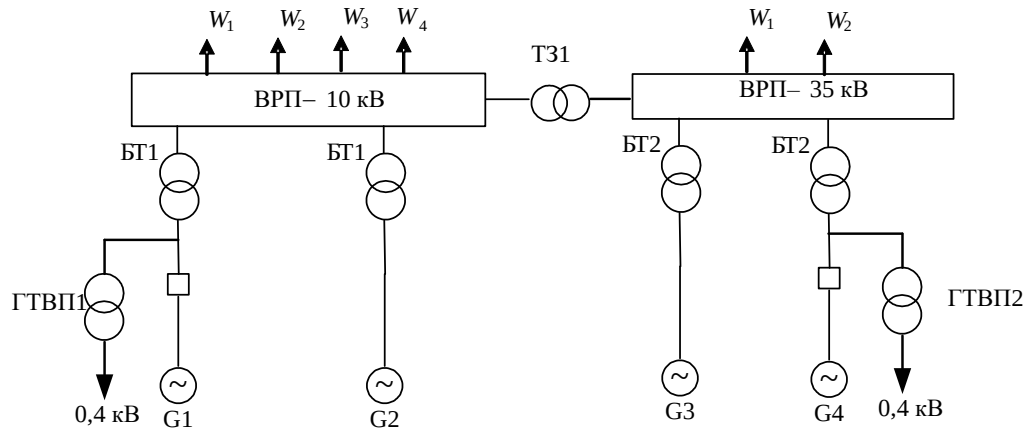


Рисунок 2.4 - Структурна схема станції, перший варіант

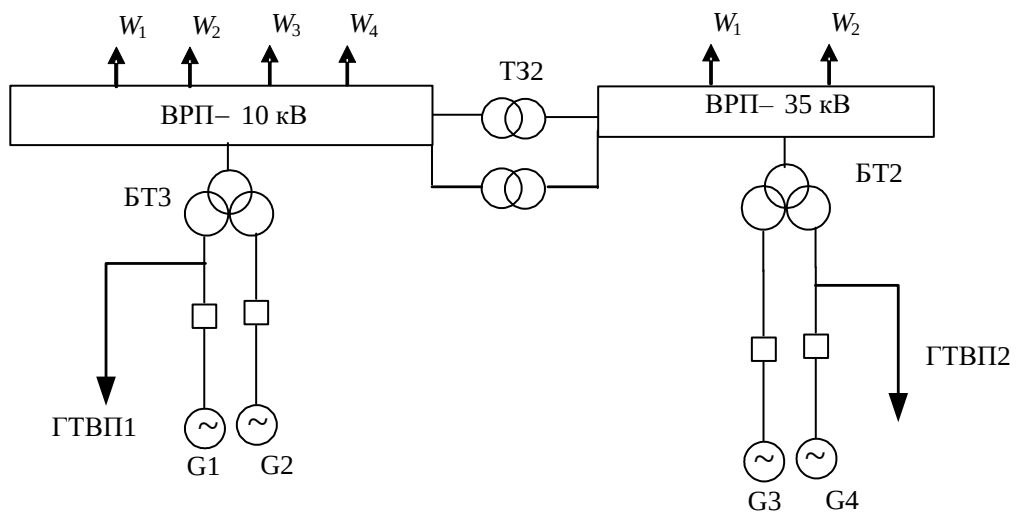


Рисунок 2.5 - Структурна схема станції, другий варіант.

Вибір трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає в визначенні їх кількості, типу і номінальної потужності.

Всі трансформатори та автотрансформатори, окрім блочних трансформаторів, повинні мати прилади регулювання напруги під навантаженням.

Варіант 1:

1) Блочні трансформатори:

$$S_{\text{ном.БТ}} \geq 2 \cdot S_{\text{ном.Г}}, \quad (2.15)$$

$$S_{\text{ном.БТ}} = 2 \cdot 5,63 = 11,26 \text{ (МВА)}.$$

2) Трансформатори власних потреб (ТВП):

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot P_{НОМ.Г} \cdot K_{П} , \quad (2.16)$$

$$S_{ТВП} \geq 2 \cdot 4,5 \cdot 0,7 = 6,3 \text{ (МВА)}.$$

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.3.

3) Вибір автотрансформаторів зв'язку.

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.\max} = \sum_{i=1}^n (S_{НОМ.Г i} - S_{ВП.НОМ}) - S_{p.від.\max} , \quad (2.17)$$

де $S_{НОМ.Г}$ – номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району; $S_{p.від.\max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1); $S_{ВП.НОМ}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням.

$$S_{p.\max} = 2 \cdot 5,63 - 0,126 - 6,48 / 0,8 = 3,03 \text{ (МВА)}.$$

б) Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n (S_{НОМ.Г i} - S_{ВП.НОМ}) - S_{p.від.\min} , \quad (2.18)$$

де $S_{p.\min}$ – мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

$$S_{p.\min} = 2 \cdot 5,63 - 0,126 - 5,8 / 0,8 = 3,88 \text{ (МВА)}.$$

в) Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{p.ав} = \sum_{i=1}^{n-1} (S_{НОМ.Г i} - S'_{в.п.}) - S_{p.від.\max} \quad (2.19)$$

де $S'_{в.п.}$ – потужність власних потреб блоків місцевого району, що лишилися в роботі.

$$S_{p.ав} = 5,63 - 0,126 - 8,1 = - 2,6 \text{ (МВА)}.$$

Всі марки та параметри трансформаторів I варіанту зводимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 - Марки та параметри трансформаторів (I варіант)

Позначення на схемі	Тип Трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %	ΔP_{xx} кВт	$\Delta P_{\text{к,к}}$ Вт	Вар- тість, тис. грн
			ВН	СН	НН				
БТ 1	ТМ-6300/10	6,3	10	—	6,3	7,5	7,4	46,5	114
БТ 2	ТМ-6300/35	6,3	35	—	6,3	7,5	7,6		121,2
ТЗ	ТМН-4000/35	4	35	—	11	7,5	5,6	33,5	176,8
ГТВП 1	ТСЗ-160/10	0,16	6,3	—	0,4	5,5	0,7	2,7	70,4
ГТВП 2	ТСЗ-250/10	0,25	10	—	0,4	5,5	1	3,8	70,4

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, усі перетоки потужності між РП і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

Для варіанту II розрахунки аналогічні, відповідно результати зведемо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 - Марки та параметри трансформаторів (II варіант)

Позначення на схемі	Тип Трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %	ΔP_{xx} кВт	$\Delta P_{\text{к,к}}$ Вт	Вар- тість, тис. грн
			ВН	СН	НН				
БТ 3	ТРДНС-25000/10	25	10,5	—	6,3- 6,3	9,5	25	115	136
БТ 4	ТРДНС-25000/35	25	15,75	—	6,3- 6,3	10,5	25	115	383,8
ТЗ	2×ТМН-4000/35	35	—	11	7,5	5,6	33,5	—	176,8

Техніко-економічне порівняння структурних схем станції

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_H K + B, \quad (2.20)$$

де p_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_H = 0,12$); K – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.; B – річні експлуатаційні витрати, тис. грн.

Капіталовкладення K при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо по показниках вартості неоднакових елементів варіантів схеми, в даному випадку трансформаторів ТМ-6300/10 та ТМ-6300/35.

Оскільки грошові показники в довіднику [2] відповідають рівню цін 1989 року, то для їх приведення до сучасного рівня вводимо ціновий коефіцієнт 40. Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо в таблицю 2.5.

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$B = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5}, \quad (2.21)$$

де $(p_a + p_0)$ – відрахування на амортизацію та обслуговування, з [2]:

$(p_a + p_0) = 9,4\%$; β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії, по кривій рисунок 4.1. [5], з врахуванням цінового коефіцієнту $\beta = 4,04$ коп/(кВт·год); ΔW_{Σ} – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати в блочному двообмотковому трансформаторі:

$$\Delta W_{BT} = n \cdot P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.22)$$

де P_x, P_k – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА; $S_{\max}$ – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно; τ – тривалість максимальних втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.23)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{415,87}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2554 \text{ (год)}.$$

Таблиця 2.5 – Вартість обладнання для I та II варіантів

Обладнання	Вартість одиниці, тис. грн.	Варіанти			
		I		II	
		кількіс ть	загальна вартість	кількіс ть	загальна вартість
БТ 1	114	2	228	-	-
БТ 2	121,2	2	242,4	-	-
БТ 3	136	-	-	1	136
БТ 4	383,8	-	-	1	383,6
ТЗ	176,8	1	176,8	2	358,6
Вимикач 35 кВ	60	6	360	6	360
Вимикач 10 кВ	35	8	280	8	280
Генераторні	70	2	140	4	280
Разом	-	-	1427,2	-	1793,4

Варіант I:

$$\Delta W_{\text{БТ1-2}} = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{ТЗ}} = 614867,7834 \text{ (кВт·год)};$$

$$B^I = \frac{9,4}{100} \cdot 1427,2 + 4,04 \cdot 614867,7834 \cdot 10^{-5} = 158,9975 \text{ (тис. грн.)};$$

$$З^I = 0,12 \cdot 1427,2 + 158,9975 = 330,2915 \approx 330,29 \text{ (тис. грн.)}.$$

Варіант II:

$$\Delta W_{\text{БТ3-4}} = \Delta W_{\text{БТ3}} + \Delta W_{\text{БТ4}} + \Delta W_{\text{ТЗ1}} + \Delta W_{\text{ТЗ2}} = 629399,6389 \text{ (кВт·год)};$$

$$B^{\text{II}} = \frac{9,4}{100} \cdot 1793,4 + 4,04 \cdot 629399,6389 \cdot 10^{-5} = 194,0073 (\text{тис. грн. / рік});$$

$$З^{\text{II}} = 0,12 \cdot 1793,4 + 194,0073 = 409,2153 (\text{тис. грн.}).$$

Для подальшого розрахунку приймаємо варіант I.

2.4 Вибір схеми власних потреб станції

Розробляємо схему живлення ВП (рисунок 2.6), користуючись рекомендаціями, викладеними в [1].

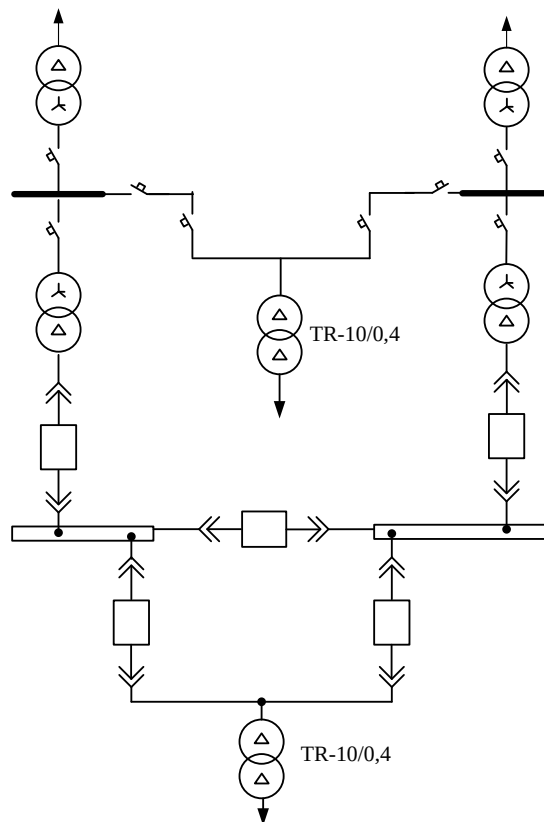
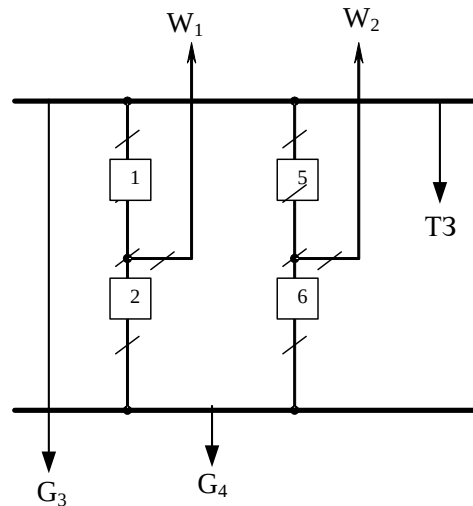


Рисунок 2.6 - Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанцій

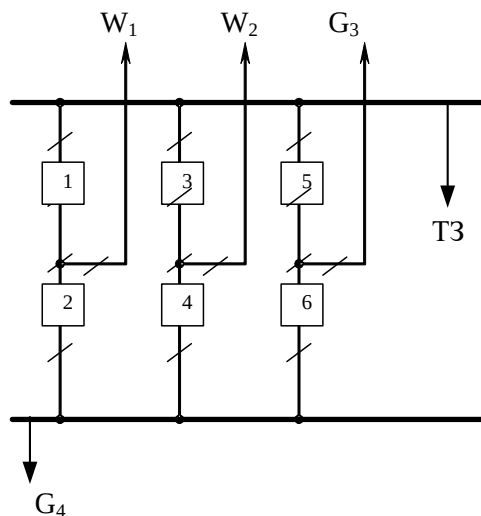
Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

2.5 Вибір схем відкритих розподільчих пристроїв (ВРП)

Видача потужності зі станції здійснюється з шин ВРП 35 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, наведені на рисунку 2.7, а, б.



а)



б)

Рисунок 2.7- Схема ВРП – 35 кВ: а – I варіант, б – II варіант

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = p_H \cdot K + B + M(Y) \rightarrow \min \quad (2.24)$$

де p_H – нормативний коефіцієнт ($p_H = 0,12$); K – капіталовкладення в будівництво споруди:

$$K = n \cdot C_K, \quad (2.25)$$

де n – кількість вимикачів на РП; C_K – вартість комірки з вимикачем; B – річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K, \quad (2.26)$$

де $(p_a + p_0) = 9,4$ [2] – відрахування на амортизацію та обслуговування. $M(Y)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

Варіант I

Варіант будови ВРП по схемі розширеного чотирикутника представлений на рисунку 2.7, а.

Капітальні затрати на спорудження ВРП-35 кВ з 4 вимикачами при вартості комірки $C_K = 60$ тис. грн. [2] (з врахуванням цінового коефіцієнту 5,4):

$$K = 4 \cdot 60 = 240 \text{ (тис.грн.)}.$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{9,4}{100} \cdot 240 = 22,56 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

1. Визначаємо генераторні та лінійні вимикачі (на рисунку 2.7,а позначені відповідно буквами Г та Л) і нумеруємо їх ($Q1 - Q4$).

2. Знаходимо параметри потоків раптових відмов генераторних та

лінійних вимикачів:

$$\omega_{ГВ} = K_{ВН} \cdot \omega_1 , \quad (2.27)$$

$$\omega_{ЛВ} = K_{ВН} \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100}) \quad (2.28)$$

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.

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

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

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

$$K_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760} , \quad (2.29)$$

$$K_0 = 1 - n \cdot K_p , \quad (2.30)$$

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

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

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

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

4. 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:

$$T_{ВП} = T_{В} - \frac{T_0^2}{2 \cdot T_n} , \quad (2.31)$$

де $T_{В}$ – час відновлення, год [1]:

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

5. Розрахунок ведемо у вигляді таблиці 2.6, 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 2.8, в яку вибираємо з таблиці 2.6 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:

$$M(Y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i P_i T_i + K_{2ш} T_{ш} P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (2.32)$$

де y_0 – питомий збиток [1], з врахуванням цінового коефіцієнту 5,4, $y_0 = 3,3$ 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 $T_{вп}$).

$$M(Y) = 1,917 \text{ (тис. грн.)}.$$

Приведені затрати для I схеми:

$$Z^I = 0,12 \cdot 240 + 22,56 + 1,917 = 53,277 \text{ (тис. грн.)}.$$

Варіант II

Схема шестикутника (рисунок 2.7, б). Розрахунок виконуємо по алгоритму аналогічно I варіанту:

$$K = 6 \cdot 60 = 360 \text{ (тис.грн.)};$$

Таблиця 2.6 – Таблиця станів відмов елементів I варіанту

Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	Ко		Кр	
			óлв	óгв	óлв	óгв
T3, W1, G4, D(W1,G3)	4,96	1	1	0	2	0
T3, G3, W1,D(W2,G4)	4,96	1	1	0	2	0
T3, G4, W2, D(W1, G3)	4,96	1	1	0	2	0
T3, G3, W2 , D(W1,G4)	4,96	1	1	0	2	0
T3, G3, G4, W2, W1	9,36	1	0	0	4	0
T3	0,559	30	4	0	0	0
T3, W1, D(W2,G4,G3)	0,559	30	0	0	2	0
T3, G4, D(W1,W2,G3)	4,96	30	0	0	2	0
T3, D(W1,G3),D(W2,G4)	0,559	30	0	0	2	0
T3, D(W1,G4), D(W2,G3)	0,559	30	0	0	2	0

$$B = \frac{9,4}{100} \cdot 360 = 33,84 \text{ (тис.грн.)};$$

$$\omega_{\text{св}} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \text{ (тис.грн.)};$$

$$\omega_{\text{дв}} = 0,6 \cdot (0,01 + 0,01 \cdot 20/100) = 0,0072 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_p = \frac{0,2 \cdot 800}{8760} = 0,0018;$$

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

$$T_0 = 1 \text{ (год)};$$

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

Результати аналізу надійності для II-го варіанту зведені в таблицю 2.7.

$$M(Y) = 0,476 \text{ (тис. грн.)}.$$

Приведені затрати для II схеми:

$$З^{\text{II}} = 0,12 \cdot 360 + 33,84 + 0,476 = 77,516 \text{ (тис. грн.)};$$

$$З^{\text{I}} = 53,277 \text{ тис. грн.} < З^{\text{II}} = 77,516 \text{ (тис. грн.)}.$$

Таблиця 2.7 – Таблиця станів відмов елементів II варіанту

Елементи, що відключились	P,[МВт]	t,[год]	Ко		Кр	
			о́лв	о́гв	о́лв	о́гв
W1, T31, D(G4,W2,G3)	0,559	1	1	0	3	0
W1, G4, D(W2,T31,G3)	4,4	1	1	0	3	0
W2, T31, D(G4,W1,G3)	0,559	1	1	0	3	0
W2, G4, D(T31,W1,G3)	4,4	1	1	0	3	0
G3, T31, D(G4,W1,W2)	4,96	1	0	1	0	3
G3, G4, D(W2,T31,W1)	8,8	1	0	1	0	3
W2, W1, G4, D(T31,G3)	9,36	1	0	0	2	0
G3, W1, G4, D(T31,W2)	8,8	1	0	0	1	1
W2, W1, T31, D(G4,G3)	9,36	1	0	0	2	0
G3, W1, T31, D(G4,W2)	4,96	1	0	0	1	1

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

Таблиця № 2.8 – Вибір відмов, що мають однакові наслідки

Вимикач, що відмовив	Параметр потоків відмов ωі	Елемент, що відключився, математичне очікування числа відмов та тривалість відродження відключених елементів				
		Коефіцієнт режиму K _j та вимикачі, що в ремонті				
		K _o =0,9926	K _p =0,0018			
			Q1-л	Q2-л	Q3-л	Q4-л
Q1-л	0,0072	T3, G4, W1, D(W2,G3)-To T3-Tв		T3, G4, W1, D(W2,G3)-To W1, T3, D(W2,G4, G3)-Tв	T3, G4, W1, D(W2,G3)-To T3, G4, D(W1,W2,G3)-Tв	T3, G4, G3, W2, W1-To T3, D(W1,G3), D(W2,G4)-Tв
Q2-л	0,0072	T3, G3, W1, D(W2,G4)-To T3-Tв	T3, G3, W1, D(W2,G4)-To T3,W1, D(W2,G3,G4)-Tв		T3, G3, G4, W2, W1-To T3,D(W1,G4), D(W2,G3)-Tв	T3, G3, W1, D(W2,G4)-To T3,G3, D(W1,W2,G4)-Tв
Q3-л	0,0072	T3, G4, W2, D(W1,G3)-To T3-Tв	T3, G4, W2, D(W1,G3)-To T3,G4, D(W2,W1,G3)-Tв	T3, G4, G3, W2, W1-To T3,D(W1,G4), D(W2,G3)-Tв		T3, G4, W2, D(W1,G3)-To T3,W2, D(W1,G4,G3)-Tв
Q4-л	0,0072	T3, G3, W2, D(W1,G4)-To T3-Tв	T3, G3, G4, W2,W1-To T3,D(W1,G3), D(W2,G4)-Tв	T3, G3, W2, D(W1,G4)-To T3,G3, D(W1,W2,G4)-Tв	T3, G3, W2, D(W1,G4)-To T3,W2, D(W1,G4,G3)-Tв	

Таблиця № 2.9 - Вибір відмов, що мають однакові наслідки

Вимикач, що відмовив	Параметр потоків відмов Wi	Елемент, що відключився, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів						
		Коефіцієнт режиму Kj та вимикачі, що в ремонті						
		Ko=0,9890	Kp=0,0018					
			Q1-л	Q2-л	Q3-л	Q4-л	Q5-г	Q6-г
Q1-л	0,0072	W1, T31, D(G4,W2,G3)-To		W1, T31, D(G4,W2,G3)-To W1-Тв	W1, T31, D(G4,W2,G3)-To	W2, W1, T31, D(G4,G3)-To	W1, T31, D(G4,W2,G3)-To	G3, W1, T31, D(G4,W2)-To
Q2-л	0,0072	W1, G4, D(T31,W2,G3)-To	W1, G4, D(T31,W2,G3)-To W1-Тв		W2, W1, G4, D(T31,G3)-To	W1, G4, D(T31,W2,G3)-To	G3, W1, G4, D(T31,W2)-To	W1, G4, D(T31,W2,G3)-To
Q3-л	0,0072	W2, T31, D(G4,W1,G3)-To	W2, T31, D(G4,W1,G3)-To	W2, W1, T31, D(G4,G3)-To		W2, T31, D(G4,W1,G3)-To W2-Тв	W2, T31, D(G4,W1,G3)-To	G3, W2, T31, D(G4,W1)-To
Q4-л	0,0072	W2, G4, D(T31,W1,G3)-To	W2, W1, G4, D(T31,G3)-To	W2, G4, D(T31,W1,G3)-To	W2, G4, D(T31,W1,G3)-To W2-Тв		G3, W2, G4, D(T31,W1)-To	W2, G4, D(T31,W1,G3)-To
Q5-г	0,006	G3, T31, D(G4,W1,W2)-To	G3, T31, D(G4,W1,W2)-To	G3, W1, T31, D(G4,W2)-To	G3, T31, D(G4,W1,W2)-To	G3, W2, T31, D(G4,W1)-To		G3, T31, D(G4,W1,W2)-To G3-Тв
Q6-г	0,006	G3, G4, D(T31,W1,W2)-To	G3, W1, G4, D(T31,W2)-To	G3, G4, D(T31,W1,W2)-To	G3, W2, G4, D(T31,W1)-To	G3, G4, D(T31,W1,W2)-To	G3, G4, D(T31,W1,W2)-To G3-Тв	

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струму короткого замикання проводиться для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки установок релейного захисту та автоматики.

Для розв'язку більшості задач, які зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок. До таких припущень відносяться наступні:

- приймається, що фази ЕРС всіх генераторів не змінюються на протязі всього процесу КЗ;
- не враховується насичення магнітних систем, що дозволяє рахувати постійними і такими, що не залежать від струму
- індуктивні опори всіх елементів коротко замкнутого кола;
- нехтують намагнічуючими струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідностей елементів короткозамкнутого кола на землю;
- вважають, що трьохфазна система є симетричною; вплив навантаження на струм КЗ враховують наближено; при обчисленні струму КЗ зазвичай нехтують активним опором кола.

При зазначених припущеннях похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10%, що вважається допустимим.

Для розрахунку струмів КЗ складається розрахункова схема, по якій складається електрична схема заміщення. Шляхом поступового перетворення схема заміщення приводиться до більш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел були зв'язані з точкою КЗ одним результируючим опором. Знаючи результируючу ЕРС джерела та результируючий опір, по закону Ома визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім ударний струм, періодичну та аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 2.8).

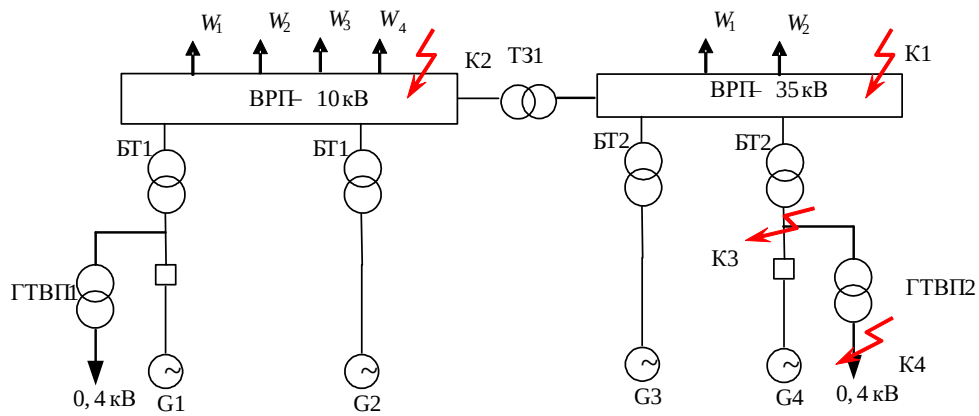


Рисунок 2.8 - Розрахункова схема установки

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 (рисунок 2.9).

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

Приймаємо $S_B = 100$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_{*1} = X_{*сном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.32)$$

$$X_{*1} = 0,28 \cdot \frac{100}{6400} \approx 0,0044.$$

- ПЛЕП 35 кВ:

$$X_{*w} = X_{y\partial} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}, \quad (2.33)$$

$$X_{*w} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,58.$$

- Блочних трансформаторів БТ:

$$X_{*BT1} = \frac{u_{\kappa\delta-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.34)$$

$$X_{*BT1} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19;$$

$$X_{*BT2} = \frac{u_{\kappa\delta-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.35)$$

$$X_{*BT2} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19.$$

- Генераторів:

$$X_{*Г} = X_{d*ном}'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.36)$$

$$X_{*Г} = 0,17 \cdot \frac{100}{5,63} = 3,02.$$

- ТЗ:

$$X_{*ТЗ} = \frac{u_{\kappa B\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}, \quad (2.37)$$

$$X_{*ТЗ} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,875.$$

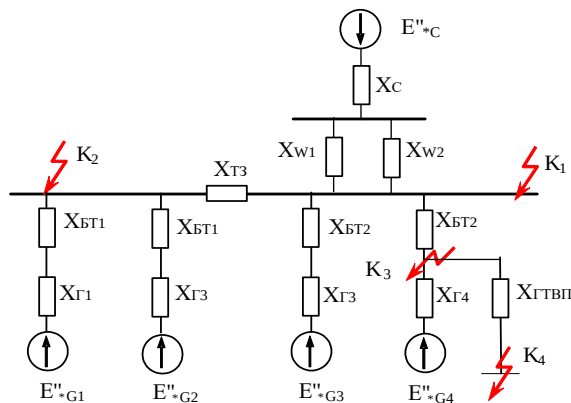


Рисунок 2.9 - Електрична схема заміщення

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

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

$$I_{по} = \frac{E''}{X_{рез*}} \cdot I_B, \quad (2.38)$$

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

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.39)$$

К₁ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які

мають вплив на точку КЗ К₁ (рисунок 2.10). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.11).

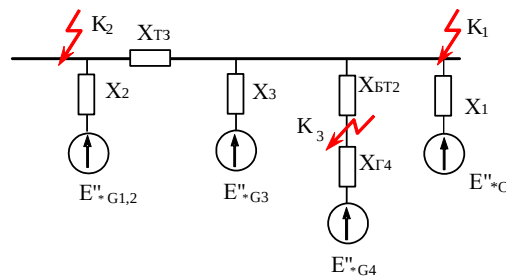


Рисунок 2.10 – Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₁

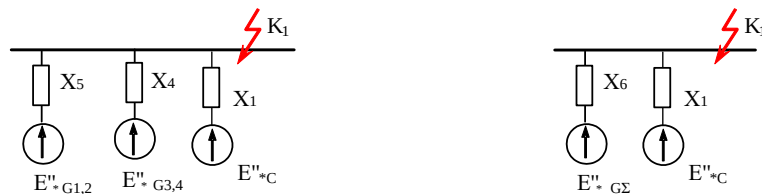


Рисунок 2.11 – Приведена схема для розрахунку в точці КЗ

$$X_{*1} = X_{*c} + \frac{X_{*w}}{2}, \quad (2.40)$$

$$x_{*1} = 0,0044 + \frac{0,58}{2} = 0,2944;$$

$$x_{*2} = \frac{x_{*T} + x_{*BT}}{2}, \quad (2.41)$$

$$x_{*2} = \frac{3,02 + 1,19}{2} = 2,105;$$

$$x_{*3} = x_T + x_{BT}, \quad (2.42)$$

$$x_{*3} = 3,02 + 1,19 = 4,21;$$

$$x_{*4} = \frac{x_{*3}}{2}, \quad (2.43)$$

$$x_{*5} = x_{*2} + x_{*T}, \quad (2.44)$$

$$x_{*5} = 2,105 + 1,875 = 3,98;$$

$$x_{*6} = \frac{x_{*5} \cdot x_{*4}}{x_{*5} + x_{*4}}, \quad (2.45)$$

$$x_{*6} = \frac{3,98 \cdot 2,105}{3,98 + 2,105} = 1,38;$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.46)$$

$$I_{B1} = 100/(\sqrt{3} \cdot 37) = 1,56 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{E''_{*C}}{x_{*1}} \cdot I_{B1}, \quad (2.47)$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{1}{0,2944} \cdot 1,56 = 5,3 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-4}} = \frac{E''_{*G1-4}}{x_{*6}} \cdot I_{B1},$$

$$(2.48)$$

$$I_{\text{ПОГ1-4}} = \frac{1,13}{1,38} \cdot 1,56 = 1,28 \text{ (кА)}.$$

K_2 Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2 представлена на рисунку 2.12.

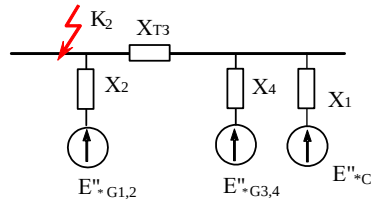


Рисунок 2.12 – Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2

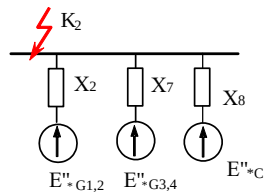


Рисунок 2.13 – Приведена схема заміщення для розрахунку струмів в точці K_2

$$X_{\Delta} = X_{T3} \cdot (X_{*4} + X_{*1}), \quad (2.49)$$

$$x_{\Delta} = 1,875 \cdot (2,105 + 0,2944) = 4,5;$$

$$X_{*7} = X_{*4} + \frac{X_{\Delta}}{X_{*1}}, \quad (2.50)$$

$$x_{*7} = 2,105 + \frac{4,5}{0,2944} = 17,39;$$

$$X_{*8} = X_{*1} + \frac{X_{\Delta}}{X_{*4}}, \quad (2.60)$$

$$x_{*8} = 0,2944 + \frac{4,5}{2,105} = 2,43;$$

$$X_{*9} = \frac{X_{*2} \cdot X_{*7}}{X_{*2} + X_{*7}}, \quad (2.61)$$

$$x_{*9} = \frac{2,105 \cdot 17,39}{2,105 + 17,39} = 1,88;$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.62)$$

$$I_{B2} = 100/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*8}} \cdot I_{B2}, \quad (2.63)$$

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{1}{2,43} \cdot 5,5 = 2,26 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-4}} = \frac{E''_{*G1-4}}{X_{*9}} \cdot I_{B2}, \quad (2.64)$$

$$I_{\text{ПОГ1-4}} = \frac{1,13}{1,88} \cdot 5,5 = 3,3 \text{ (кА)}.$$

К₃ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₃ представлена на рисунку 2.14, а), а також приведена схема для розрахунку струмів в точці КЗ на рисунку 2.14, б).

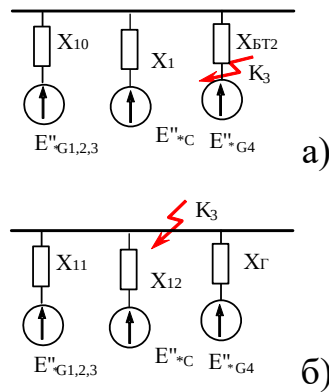


Рисунок 2.14 – Електрична схема (а) і приведена схема (б) заміщення для розрахунку в точці К₃

$$X_{*10} = \frac{X_{*3} \cdot X_{*5}}{X_{*3} + X_{*5}}, \quad (2.65)$$

$$X_{*10} = \frac{4,21 \cdot 3,98}{4,21 + 3,98} = 2,05;$$

$$X_{\Delta} = X_{*БТ} \cdot (X_{*10} + X_{*1}), \quad (2.66)$$

$$x_{\Delta} = 1,19 \cdot (2,05 + 0,2944) = 2,79;$$

$$x_{*11} = x_{*10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*1}}, \quad (2.67)$$

$$x_{*11} = 2,05 + \frac{2,79}{0,2944} = 11,53;$$

$$x_{*12} = x_{*1} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*10}}, \quad (2.68)$$

$$x_{*12} = 0,2944 + \frac{2,79}{2,05} = 1,66;$$

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.69)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{2,05 \cdot 10^6}}{90} = 15,7 \quad 100/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 9,16 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{E''_{*C}}{x_{*12}} \cdot I_{B3}, \quad (2.70)$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{1}{1,66} \cdot 9,16 = 5,52 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{E''_{*G1-3}}{x_{*11}} \cdot I_{B3}, \quad (2.71)$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{1,13}{11,53} \cdot 9,16 = 0,9 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4}} = \frac{E''_{*C}}{x_{*I}} \cdot I_{B3}, \quad (2.72)$$

$$I_{\text{ПОГ4}} = \frac{1,13}{3,02} \cdot 9,16 = 3,43 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок струмів КЗ в системі власних потреб електростанції

К₄ В цьому випадку суттєвий вплив на характер процесу і струм мають групи потужних електродвигунів, ввімкнених поблизу місця пошкодження. Напруга на виводах двигуна при цьому виявляється менше їх ЕРС, внаслідок чого вони переходять в режим генератора, який посиляє

струм в місце пошкодження. Визначимо початкове значення періодичної складової струму КЗ для системи та для двигунів. При розрахунку КЗ в системі ВП користуємось рекомендаціями, викладеними в [1].

$$Z_m = 10^4 \cdot \frac{U_k \cdot U_{т.ном}^2}{S_{т.ном}}, \quad (2.73)$$

$$Z_m = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{160} = 55 \text{ (МОм)};$$

$$r_m = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_k \cdot U_{т.ном}^2}{S_{т.ном}^2}, \quad (2.74)$$

$$r_m = 10^6 \cdot \frac{2,7 \cdot 0,4^2}{160^2} = 16,88 \text{ (МОм)};$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 + r_m^2}, \quad (2.75)$$

$$X_m = \sqrt{55^2 + 16,88^2} = 52,34 \text{ (МОм)};$$

$$I_{ГТВП.ном} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 231,2 \text{ (А)}.$$

Виберемо шини в колі власних потреб зі сторони 0,4 кВ. Зведемо дані в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 - Тип шин

Тип	$I_{ном}$, А	q, 35×3 мм ²	$X_{шт}$, МОм	$r_{шт}$, МОм	l , м	$X_{ш}$, Ом	$r_{ш}$, Ом
ШРА 73	250	175	0,1	0,2	10	1	2

$$X_{сВН} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{но}} \quad (2.76)$$

$$X_{сВН} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 9,85} = 0,37 \text{ (Ом)};$$

$$X_C = 10^3 \cdot X_{CBH} \cdot \left(\frac{U_{m,номHH}}{U_{m,номBH}} \right)^2, \quad (2.77)$$

$$X_C = 10^3 \cdot 0,37 \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 8 \text{ (Ом)};$$

$$X_\Sigma = X_C + X_u + X_m, \quad (2.78)$$

$$X_\Sigma = 8 + 52,34 + 1 = 61,34 \text{ (МОм)};$$

$$r_\Sigma = r_m + r_u, \quad (2.79)$$

$$r_\Sigma = 16,88 + 2 = 18,88 \text{ (МОм)};$$

$$Z_\Sigma = \sqrt{61,34^2 + 18,88^2} = 64,2 \text{ (МОм)};$$

Визначимо початкове значення періодичної складової струму КЗ:

– для системи:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{U_{\text{срном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}, \quad (2.80)$$

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 64,2} = 3,6 \text{ (кА)};$$

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ.

Його значення визначається за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot k_y, \quad (2.81)$$

$$i_y = 1,36 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,6 = 6,9 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПО,Д}} = 2,29 \cdot I_{\text{т.ном}}, \quad (2.82)$$

$$I_{\text{ПО,Д}} = 2,29 \cdot 231,2 = 529 \text{ (А)};$$

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot I_{\text{т.ном}}, \quad (2.83)$$

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot 231,2 = 744 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = 3,6 + 0,53 = 4,13 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Sigma} = 7,64 \text{ (кА)};$$

Виберемо автомат типу ВА 53 – 37 з такими параметрами:

$$U_{a.ном} = 660 \text{ В} > U_{уст} = 400 \text{ В};$$

$$I_{a.ном} = 250 \text{ А} > I_{max} = 231,2 \text{ А};$$

$$i_y = 7,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{по} = 47,5 \text{ (кА)};$$

Порівняємо розрахунковий і допустимі струми ШРА 73, за умовами нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{max} = 15 \text{ (А)} < I_{доп} = 215 \text{ (А)}.$$

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, поблизу групи потужних електродвигунів знаходиться точка (K_4):

$$B_k = I_{по}^{(3)^2} \cdot (t_{відк} + T_a) + 1,5 \cdot I_{по,д}^2 \cdot T_a + 4 \cdot I_{по,д} \cdot T_a, \quad (2.84)$$

$$B_k = 3,6^2 \cdot (0,11 + 0,03) + 1,5 \cdot 0,53^2 \cdot 0,33 + 4 \cdot 3,6 \cdot 0,5 \cdot 0,33 = 2,05 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{min} = \sqrt{B_k} / C, \quad (2.85)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1, таблиці 6.3];

$$q_{min} = \frac{\sqrt{2,05 \cdot 10^6}}{90} = 15,7 \text{ (мм}^2\text{)},$$

$$q_{min} = 15,7 \text{ мм}^2 < q = 175 \text{ мм}^2, \text{ отже шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини на механічну міцність.

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

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ звідки } l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (2.86)$$

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

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

$$J = b \cdot h^3 / 12, \quad (2.87)$$

$$J = 0,5 \cdot 3,5^3 / 12 = 1,786 \text{ (см}^4\text{)};$$

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{1,786}{1,75}} = 0,87 \text{ (м}^2\text{)}; \quad l \leq \sqrt{0,87} = 0,94 \text{ (м)}.$$

Цей варіант розташування шин дозволяє значно збільшити відстань між ізоляторами до 0,94 м, тобто дає значну економію ізоляторів. Приймаємо розташування шин горизонтально, відстань між ізоляторами $l = 0,9$ м; відстань між фазами $a = 0,8$ м.

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

$$\sigma_{\text{розр.мак}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W}, \quad (2.88)$$

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

$$W = b \cdot h^2 / 6, \quad (2.89)$$

$$W = 0,5 \cdot 3,5^2 / 6 = 0,012 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$\sigma_{\text{розр.мак}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{7,64^2 \cdot 0,9^2}{0,8 \cdot 0,012} = 85 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{розр.мах}} = 85 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 89,2 \text{ МПа}, \quad \text{шини механічно міцні.}$$

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:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_y, \quad (2.90)$$

де $I_{\text{п0}}$ – 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:

$$\tau = t_{\text{вл відкл}} + 0,01, \quad (2.91)$$

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

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (2.92)$$

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, таблиці 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, таблиці 5.7].

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{св.откл.}}$, с	τ , с
ВРП 35 кВ	ВБНК-35А	0,05	0,06
ВРП 10 кВ	ВР-1	0,03	0,04
В колах генераторів	ВР-1	0,03	0,04

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Загальні величини

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{п0}}$, кА	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
K_1	Генератори 1–4	1,28	0,06	0,05	1,82	0,3
	Система	5,3	0,06	0,02	1,608	0,05
K_2	Генератори 1–4	3,3	0,04	0,05	1,82	0,45
	Система	2,26	0,04	0,02	1,608	0,14
K_3	Генератори 4	3,43	0,04	0,05	1,82	0,45
	Генератори 1–3	0,9	0,04	0,05	1,82	0,45
	Система	5,52	0,04	0,03	1,72	0,26

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

K_1 Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0C}} \cdot k_y, \quad (2.93)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 5,3 \cdot 1,608 = 12,05 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1-4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0G1-4}} \cdot k_y, \quad (2.94)$$

$$i_{yG1-4} = \sqrt{2} \cdot 1,28 \cdot 1,82 = 3,29 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0C}} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}, \quad (2.95)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 5,3 \cdot 0,05 = 0,375 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1-4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1-4} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-4}}, \quad (2.96)$$

$$i_{a\tau G1-4} = \sqrt{2} \cdot 1,28 \cdot 0,3 = 0,543 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$: оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [1] приймаємо, що $I_{п\tau} = I_{п0} = \text{const}$:

$$I_{п\tau C} = I_{п0 C} = 5,3 \text{ (кА)}.$$

По методиці, викладеній в [1, рисунку 5.3] розраховуємо періодичну складову струму КЗ.

1) Визначається номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{ном G1-4} = \frac{S_{ном G1-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{сп K31}}, \quad (2.97)$$

2) Знаходиться відношення $I_{noG} / I'_{ном G}$, для якого по кривій рисунок 5.3 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходиться відношення $I_{n\tau G} / I_{noG}$, з якого і отримується значення $I_{п\tau G}$.

$$I'_{ном G1-4} = \frac{5,63 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,35 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG1-4}}{I'_{ном G1-4}} = \frac{1,28}{0,35} = 3,66; \quad \frac{I_{n\tau G1-4}}{I_{noG1-4}} = 0,86 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{п\tau G1-4} = 0,86 \cdot I_{п0 G1-4} = 1,10 \text{ (кА)}.$$

К₂ Ударний струм, аперіодична складова – аналогічно К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 C} \cdot k_y, \quad (2.98)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 2,26 \cdot 1,608 = 5,14 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1-4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}G1-4} \cdot k_y, \quad (2.99)$$

$$i_{yG1-4} = \sqrt{2} \cdot 3,3 \cdot 1,82 = 8,49 \text{ (кА)};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}C} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}, \quad (2.100)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 2,26 \cdot 0,14 = 0,45 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG1-4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}G1-4} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-4}}, \quad (2.101)$$

$$i_{arG1-4} = \sqrt{2} \cdot 3,3 \cdot 0,45 = 2,12 \text{ (кА)}.$$

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

$$I_{\text{п}\tau C} = I_{\text{но}C} = 2,26 \text{ (кА)}.$$

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

$$I'_{\text{ном}G1-4} = \frac{S_{\text{ном}G1-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K32}}, \quad (2.102)$$

$$I'_{\text{ном}G1-4} = \frac{4 \cdot 5,63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,24 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I'_{\text{но}G1-4}}{I'_{\text{ном}G1-4}} = \frac{3,3}{1,24} = 2,66 \quad \text{по [1, рисунок 5.3]:} \quad \frac{I_{\text{п}\tau G1-4}}{I'_{\text{но}G1-4}} = 0,91 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{\text{п}\tau G1-4} = 0,91 \cdot 3,3 = 3,0 \text{ (кА)}.$$

КЗ Ударний струм, аперіодична складова – аналогічно К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}C} \cdot k_y, \quad (2.103)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 5,52 \cdot 1,72 = 13,43 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG4} \cdot k_y, \quad (2.104)$$

$$i_{yG4} = \sqrt{2} \cdot 3,43 \cdot 1,82 = 8,83 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1-3} \cdot k_y, \quad (2.105)$$

$$i_{yG1-3} = \sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot 1,82 = 2,32 \text{ (кА)};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{aC}}, \quad (2.106)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 5,52 \cdot 0,26 = 2,031 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG4} \cdot e^{-\tau/T_{aG4}}, \quad (2.107)$$

$$i_{arG4} = \sqrt{2} \cdot 3,43 \cdot 0,45 = 2,18 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1-3} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}}, \quad (2.108)$$

$$i_{arG1-3} = \sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot 0,45 = 0,57 \text{ (кА)}.$$

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

$$I_{\tau C} = I_{noC} = 5,52 \text{ (кА)}.$$

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

$$I'_{noG4} = \frac{S_{noG4}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3.3}}, \quad (2.109)$$

$$I'_{noG4} = \frac{5,63}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,52 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG4}}{I'_{noG4}} = \frac{3,43}{0,52} = 6,6; \quad \frac{I_{nTG4}}{I'_{noG4}} = 0,74 \Rightarrow I_{nTG4} = 0,74 \cdot 3,43 = 2,54 \text{ (кА)};$$

$$I'_{noG1-3} = \frac{S_{noG1-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3.3}}, \quad (2.110)$$

$$I'_{noG1-3} = \frac{3 \cdot 5,63}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,55 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{поГ1-3}}{I'_{номГ1-3}} = \frac{0,9}{1,55} = 0,58 < 1, \text{ тому } I_{птГ1-3} = 0,9 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання

В цьому розділі був проведений розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%. Така точність дозволяє в подальшому проводити вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин тощо.

Таблиця 2.13 – Сумарні значення струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{п0}$, кА	$I_{пт}$, кА	$i_{ат}$, кА	i_y , кА
К ₁ шини 35 кВ	Генератори 1–4	1,28	1,10	0,543	3,29
	Система	5,3	5,3	0,375	12,05
	Σ	6,58	6,4	0,918	15,34
К ₂ шини 10 кВ	Генератори 1–4	3,3	3,0	2,12	8,49
	Система	2,26	2,26	0,45	5,14
	Σ	5,56	5,26	2,57	13,63
К ₃ Генератор и Г1	Генератори 1–3	0,9	0,9	0,57	2,32
	Система	5,52	5,52	2,031	13,43
	Σ	6,42	6,42	2,601	15,75
	Генератор 4	3,43	2,54	2,18	8,83
	Σ	9,85	8,96	4,781	24,58

Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Кількість в провіднику теплоти, що виділилася при КЗ, прийнято характеризувати тепловим імпульсом V_k короткого замикання. Він визначається по-різному в залежності від місця КЗ: віддалене КЗ (точка К₁, К₂), КЗ поблизу генератора (К₃):

K₁

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{від\kappa} + T_a) , \quad (2.111)$$

де $t_{від\kappa}$ – час відключення [1, таблиця 6.2].

$$B_{\kappa} = 6,58^2 \cdot (0,2 + 0,02) = 9,53 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₂

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{від\kappa} + T_a) , \quad (2.112)$$

де $t_{від\kappa}$ – час відключення [1, таблиця 6.2].

$$B_{\kappa} = 5,56^2 \cdot (0,2 + 0,02) = 6,80 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₃ В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ:

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a} , \quad (2.113)$$

де $B_{\kappa a}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи.

$$B_{\kappa a} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}} , \quad (2.114)$$

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

$$B_{\kappa\Gamma} = B_{\kappa C} + B_{\kappa\Gamma} + B_{\kappa\Gamma C}, \quad (2.115)$$

$$B_{\kappa C} = I_C^2 \cdot t_{\text{відк}}, \quad (2.116)$$

$$B_{\kappa\Gamma} = B_* \cdot I_{\text{но}\Gamma}^2 \cdot t_{\text{відк}}, \quad (2.117)$$

$$B_{\kappa\Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{но}\Gamma} \cdot t_{\text{відк}}, \quad (2.118)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рисунку 6.2 [1].

$$B_{\kappa\Gamma} = 5,52^2 \cdot 0,03 + 3,43^2 \cdot 0,05 + \frac{4 \cdot 5,52 \cdot 3,43}{0,03^{-1} + 0,05^{-1}} = 2,92 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa C} = 5,52^2 \cdot 0,3 = 9,14 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa\Gamma} = 0,7 \cdot 5,52^2 \cdot 0,3 = 6,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa\Gamma C} = 2 \cdot 5,52 \cdot 0,83 \cdot 3,43 \cdot 0,3 = 9,43 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa\Gamma} = 9,14 + 6,4 + 9,43 = 24,97 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} = 2,92 + 24,97 = 27,89 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до таблицю 2.14.

Таблиця 2.14 – Теплові імпульси

Точка КЗ	K_1	K_2	K_3
B_{κ} , кА ² ·с	9,53	6,80	27,89

2.7. Вибір струмоведучих частин

Вибір збірних шин ВРП 35 кВ

Вибір збірних шин ВРП–35 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Згідно [1]:

– ЛЕП:

$$I_{p.\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.119)$$

$$I_{p.\max} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 0,31 \text{ (кА)}.$$

– Блочні трансформатори:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95}, \quad (2.120)$$

$$I_{p.\max} = \frac{5,63}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 0,098 \text{ (кА)}.$$

– Трансформатор зв'язку:

$$I_{p.\max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.121)$$

$$I_{p.\max} = 1,5 \cdot \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,099 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 95/16, каталожні дані взято з [3]: $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$; $d = 13,5 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А} > I_{p.\max} = 310 \text{ А}.$$

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.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.122)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]); $r_0 = d / 20 = 0,675$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 24,85 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (2.123)$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (2.124)$$

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

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

$$U = 1,1 \cdot U_{ном}, \quad (2.125)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 38,5}{0,675 \cdot \lg \frac{189}{0,675}} = 4,4 \text{ (кВ/см)}.$$

$$\text{Тому: } 0,9 \cdot 33,89 = 30,501 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 6,3 = 4,708 \text{ (кВ/см)},$$

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 $I_{п0} = 6,58 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$, $i_y = 15,34 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

Відгалуження до трансформаторів зв'язку вибираємо за економічною густиною струму:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}}, \quad (2.126)$$

$$I_{р.маx} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.127)$$

$$I_{р.маx} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,066 \text{ (кА)}.$$

$$q_{ек} = \frac{6,6}{1,3} = 50,77 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо АС 50/8 з $q = 50 \text{ мм}^2$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{маx} = 99 \text{ А} < I_{доп} = 210 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибір збірних шин ВРП 10 кВ

Вибір збірних шин ВРП – 10 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Згідно [1]:

– ЛЕП:

$$I_{р.маx} = \frac{P_{маx}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.128)$$

$$I_{р.маx} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 0,22 \text{ (кА)}.$$

– Блочні трансформатори:

$$I_{р.маx} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}, \quad (2.129)$$

$$I_{р.маx} = \frac{5,63}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 0,342 \text{ (кА)}.$$

– Трансформатор зв'язку:

$$I_{p.\max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.130)$$

$$I_{p.\max} = 1,5 \cdot \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,346 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 120/27, каталожні дані взято з [3]: $I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}$; $d = 15,5 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\max} = 346 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

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

Перевірку шин на електродинамічну стійкість згідно [1] не виконуємо, оскільки $I_{\text{п0}} = 5,56 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$, $i_y = 13,63 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

Відгалуження до трансформаторів зв'язку вибираємо за економічною густиною струму:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ек}}}, \quad (2.131)$$

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.132)$$

$$I_{p.\max} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,231 \text{ (кА)},$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{231}{1,3} = 178 \text{ (мм}^2\text{)},$$

Вибираємо АС 185/24 з $q = 185 \text{ мм}^2$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{\max} = 231 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 520 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибір жорстких шин

Виберемо шини в колі власних потреб зі сторони 6,3 кВ.

Збірні шини зазвичай виконуються з жорстких алюмінієвих шин, оскільки мідні через високу вартість практично не застосовуються навіть за великих струмових навантажень. Для струмів до 3000 А використовуються одно- та двосмугові шини, а для більших струмів рекомендується застосування шин коробчатого перерізу, які мають переваги завдяки зменшенню втрат від ефекту близькості та поверхневого ефекту, а також забезпечують кращі умови охолодження.

Збірні шини та ошиновка для напруги 6–10 кВ виконуються з провідників прямокутного або коробчатого профілю, які кріпляться на опорних фарфорових ізоляторах. Шинотримачі, на яких закріплюються шини, допускають їх повздовжнє зміщення через температурне розширення. Для шин великої довжини встановлюються компенсатори, що знижують механічне навантаження на з'єднання. У місцях приєднання до апаратів шини вигинають або встановлюють додаткові компенсатори, щоб уникнути передачі температурних зусиль на апарати.

З'єднання шин по довжині зазвичай здійснюється шляхом зварювання. Для підключення алюмінієвих шин до мідних (латунних) затискачів апаратів використовуються перехідні затискачі, які запобігають утворенню електролітичної пари "мідь – алюміній".

Для покращення тепловіддачі та зручності експлуатації шини фарбують залежно від струму:

- Для змінного струму: фаза А — жовтий, фаза В — зелений, фаза С — червоний;
- Для постійного струму: позитивна шина — червоний, негативна — синій.

Згідно з пунктом §1.3.28 ПУЕ, економічна щільність струму для збірних шин у межах відкритих і закритих розподільчих пристроїв (РП) не

перевіряється. Переріз шин вибирається виходячи з нагріву, тобто за допустимим струмом.

Визначаємо розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.133)$$

$$I_{\max} = \frac{0,16}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,015 \text{ (кА)}.$$

За умовами експлуатації беремо однополосні алюмінієві шини 20×3: $I_{\text{доп}} = 215 \text{ (А)}$; $q = 60 \text{ (мм}^2\text{)}$.

По умовах нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 15 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 215 \text{ (А)}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \sqrt{B_{\kappa}} / C, \quad (2.134)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1, таблиці 6.3];

$$q_{\min} = \sqrt{27,89 \cdot 10^6 / 90} = 58,68 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$q = 60 \text{ (мм}^2\text{)} > q_{\min} = 58,68 \text{ (мм}^2\text{)}$, отже шини термічно стійкі.

Перевіримо шини на механічну міцність.

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

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad \text{звідки } l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (2.135)$$

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

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

$$J = b^3 \cdot h / 12, \quad (2.136)$$

де b, h – розміри шини.

$$J = 2 \cdot 0,3^3 / 12 = 0,0045 \text{ (см}^4\text{)},$$

$$\text{Тоді} \quad l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,0045}{0,60}} = 0,075 \text{ (м}^2\text{)}; l \leq \sqrt{0,075} = 0,27 \text{ (м)}.$$

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

$$J = b \cdot h^3 / 12, \quad (2.137)$$

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

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,2}{0,60}} = 0,502 \text{ (м}^2\text{)}; \quad l \leq \sqrt{0,502} = 0,71 \text{ (м)}.$$

Цей варіант розташування шин дозволяє значно збільшити відстань між ізоляторами до 0,71 м, тобто дає значну економію ізоляторів. Приймаємо розташування шин горизонтально, відстань між ізоляторами $l = 0,7$ м; відстань між фазами $a = 0,8$ м.

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

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W}, \quad (2.138)$$

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

$$W = b \cdot h^2 / 6, \quad (2.139)$$

$$W = 0,3 \cdot 2^2 / 6 = 0,2 \text{ (см}^3\text{)},$$

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,7^2 \cdot 24580^2}{0,8 \cdot 0,2} = 32,05 \text{ (МПа)},$$

$\sigma_{розр} = 32,05 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$, шини механічно міцні.

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

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

де $U_{\text{уст}}$, $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга відповідно РП та ізолятора; $F_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на ізолятор; $F_{\text{розр}}$ – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2] опорний ізолятор ИО-10-3,75 УЗ: $U_{\text{ном}} = 10$ (кВ), $F_{\text{розр.мах}} = 3,75$ (кН), висота ізолятора $H_{\text{із}} = 120$ (мм).

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

$$F_{\text{в}} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (2.140)$$

$$F_{\text{в}} = 1,62 \cdot \frac{24580^2 \cdot 0,7}{0,8} \cdot 10^{-7} = 85,64 \text{ (Н)}.$$

Допустиме навантаження:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{розр.мах}}, \quad (2.141)$$

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

$F_{\text{розр}} = F_{\text{в}} = 85,64 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$, умова виконується.

Вибираємо прохідний ізолятор ИП-10/630-750-І У, ХЛ, Т2:

$$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мах}} = 0,098 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 0,63 \text{ кА};$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{в}} = 0,5 \cdot 85,64 = 42,82 \text{ (Н)};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 750 = 450 \text{ (Н)};$$

$$F_{\text{розр}} = 42,82 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 450 \text{ Н},$$

усі умови виконуються.

2.8 Вибір комутаційного обладнання

Усі елементи розподільчого пристрою (РП) електричної станції або підстанції повинні забезпечувати надійну роботу в нормальних тривалих режимах і мати достатню термічну та динамічну стійкість для функціонування за найважчих умов коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується виробниками лише за умови їх правильного вибору, який включає перевірку відповідності параметрів апаратів робочим та аварійним режимам.

Основні параметри обладнання для нормальних режимів: Номінальний струм — має відповідати умовам тривалої експлуатації. Номінальна напруга — повинна відповідати параметрам системи.

Перевірка на коротке замикання:

Для оцінки роботи апаратів у аварійних режимах виконується перевірка їхньої відповідності умовам короткого замикання, зазвичай трьохфазного, як найбільш критичного.

- Електродинамічна стійкість: апарат повинен витримувати максимальний ударний струм, який має бути не більшим за допустимий струм апарата.

- Термічна стійкість: обчислений тепловий імпульс порівнюється з допустимим значенням, визначеним за каталогом, як добуток квадрата номінального струму термічної стійкості на номінальний час термічної стійкості.

Вимоги до вимикачів високої напруги: Надійне відключення струмів — від найменших значень до номінального струму відключення. Швидкодія — мінімальний час відключення. Придатність до автоматичного повторного включення (АПВ) — швидке повторне включення після відключення. Пофазне управління — для вимикачів напругою 110 кВ і вище. Легкість обслуговування — зручність огляду та ревізії контактів. Безпека — вибухо- і пожежобезпечність. Ергономіка — зручність транспортування та експлуатації.

Правильний вибір апаратів розподільчого пристрою з урахуванням усіх перелічених вимог є запорукою їхньої надійної роботи та забезпечення

стабільності функціонування енергосистеми в умовах як нормальної експлуатації, так і аварійних ситуацій.

Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Виберемо вимикачі та роз'єднувачі за каталожними даними, щоб відповідали розрахунковим та занесемо їх до таблиці 2.15.

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

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для електричної ізоляції вимірювальних кіл і систем захисту від високовольтних первинних кіл.

Конструкція: має замкнутий магнітопровід із двома обмотками: первинною (послідовно ввімкнutoю в коло) і вторинною (до неї підключаються вимірювальні прилади). Номінальні значення вторинного струму — 5 А або 1 А. Особливості роботи: коефіцієнт трансформації залежить від струму намагнічування, що спричиняє похибку. Ця похибка зростає при збільшенні навантаження або при значному відхиленні первинного струму від номінального.

Класи точності: 0,2 — для лабораторних приладів. 0,5 — для лічильників фінансового обліку. 1 — для технічних вимірювань. 3 і 10 — для релейного захисту.

Важливі правила експлуатації:

- Струмові кола приладів і реле мають малий опір, тому трансформатор струму працює в режимі, близькому до короткого замикання.
- Заборонено розривати вторинне коло під час протікання струму через первинне коло, щоб уникнути небезпеки високої напруги.
- У разі необхідності заміни приладів вторинну обмотку попередньо замикають накоротко або шунтують обмотку приладу.

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартних значень.

Конструкція: первинна обмотка підключена до мережі, а до вторинної обмотки паралельно приєднуються котушки приладів і реле; для безпеки один вихід вторинної обмотки заземлюють.

Особливості роботи: працює в режимі, близькому до холостого ходу, оскільки опір кіл великий, а струм невеликий. Похибки: через розсіювання магнітного потоку і втрати в осерді; кутова похибка через відхилення кута між векторами первинної і вторинної напруги від 180° .

Класи точності: 0,2; 0,5; 1; 3 — залежно від допустимої похибки.

Вимоги до роботи:

- Загальне споживання потужності приладами та реле, підключеними до вторинної обмотки, не повинно перевищувати номінальну потужність трансформатора, інакше похибка зростає.

- Обмотки можуть бути з'єднані за різними схемами залежно від призначення трансформатора.

Трансформатори струму та напруги є критично важливими компонентами для забезпечення точного вимірювання та надійного захисту в електроустановках. Їхня правильна експлуатація та дотримання умов використання гарантують ефективність роботи системи.

Таблиця 2.15 – Вимикачі та роз'єднувачі

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 35 кВ	ВБНК – 35	РВК – 35/2000 УЗ
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 0,31 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,6 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,0 \text{ кА}$
$I_{п.т} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{п.відк} = 25 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 0,918 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{п.ном} \beta_n = 8,46 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 6,58 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	—
$i_y = 15,34 \text{ кА}$	$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{дин} = 115 \text{ кА}$
$B_k = 9,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП – 10 кВ	ВР – 1 (комірка КУ 10Ц)	комірка КУ 10Ц
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 0,346 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0,63 \text{ кА}$
$I_{п.т} = 5,26 \text{ кА}$	$I_{п.відк} = 20 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 2,57 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{п.відк} \beta_n = 11,3 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 5,56 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	—
$i_y = 13,63 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 6,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор – 6,3 кВ	ВР – 1	РВ – 10/400 УЗ
$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 0,015 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{ном} = 0,4 \text{ кА}$
$I_{п.т} = 8,96 \text{ кА}$	$I_{п.відк} = 20 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 4,781 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{п.відк} \beta_n = 11,3 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 9,85 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	—
$i_y = 24,58 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 41 \text{ кА}$
$B_k = 27,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

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

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по таблиці 4.11 [3], Обираємо шинний трансформатор струму ТШЛ-10, параметри якого з [2]: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $I_{1ном} = 2 \text{ кА}$; $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$; $k_{тер} = 35$; $t_{тер} = 3 \text{ с}$, клас точності 0,2.

Його перевірку проводимо за умовами:

- По напрузі установки:

$$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

- По допустимому струму:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{Iном}};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = 0,015 \text{ кА} < I_{\text{Iном}} = 1 \text{ кА}.$$

- По електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}}$$

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

- По термічній стійкості:

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

$$27,89 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < (35 \cdot 2)^2 \cdot 3 = 14700 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

- По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

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 і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 таблиці 2.16.

З таблиці 2.16 видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2, \quad (2.142)$$

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = 6/5^2 = 0,24 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2н} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_k = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ (Ом)}.$$

Переріз кабелю, мм²:

$$q = \rho \cdot l_{розр} / R_{з.пров.}, \quad (2.143)$$

Відповідно [3], для електростанцій з генераторами до 100 МВт застосовується кабель з алюмінієвими жилами (питомий опір алюмінію $\rho = 0,0283$), орієнтовна довжина 20 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1]: $l_{розр} = l = 20$ м; тоді:

$$q = 0,0283 \cdot 20 / 0,86 = 0,658 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

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

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0283 \cdot 20}{2,5} + 0,1 + 0,24 = 0,5664 \text{ Ом} < Z_{2н} = 1,2 \text{ (Ом)}.$$

Таблиця 2.16 – Типи приладів

Прилад	Тип	Навантаження фаз, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	САЗ-І670	2,5	—	2,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	—	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	—	1,0
Сумарне значення		6	0,5	6

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки.

Здійснимо вибір ВТН, встановленого біля генератора, $U_{уст} = 6,3$ кВ. Приймаємо трансформатор напруги ЗНОМ-15-63У2, $U_{н1} = 10,5/\sqrt{3}$ 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 (таблиця 2.17). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2].

Таблиця 2.17 – Типи вимірювальних приладів

Назва приладу	Тип	S однієї котушки	Кількість котушок	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	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-И670	2 Вт	2	0,38	0,925	4	9,7
Сумарне значення	-	-	-	-	-	34	9,7

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (2.144)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34^2 + 9,7^2} = 35,36 \text{ (В·А)};$$

$$S_{2розр} = 35,36 \text{ В·А} < S_{2н} = 75 \text{ В·А},$$

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.

2.10 Вибір розрядників

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг.

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

Вибираємо наступні розрядники та заносимо в таблицю 2.18:

Таблиця 2.18 – Види розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ з боку ВРП-35 кВ	РВМГ-35 МУ1
ВРП-35 кВ	РВМГ-35 МУ1
ЛЕП-35 кВ	РВМГ-35 МУ1
Виводи БТ з боку ВРП-10 кВ	РВМГ-10 МУ1
ВРП-10 кВ	РВМГ-10 МУ1
ЛЕП-10 кВ	РВМГ-10 МУ1

Вибрані розрядники забезпечать надійний захист ізоляції.

2.11 Розрахунок блискавкозахисту ВРП 35 кВ

Блискавкозахист виконується штиревидними блискавковідводами (БВ). Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рисунок 2.15, 2.16).

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

де h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити;
 h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами;

h_x, h, L – беруться на підставі обраної схеми ВРП [5]; r_x – радіус зони захисту одного БВ, м; h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.145)$$

b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, \quad (2.146)$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 8 \text{ (м)}; \quad h = 14 \text{ (м)}; \quad L_{1-2} = 23 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), \quad (2.147)$$

$$r_x = 1,5 \cdot (14 - 1,25 \cdot 8) = 6 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 14 - \sqrt{9 \cdot 14^2 + 0,25 \cdot 23^2} = 12,45 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), \quad (2.148)$$

$$b_x = 3 \cdot (12,45 - 1,25 \cdot 8) = 7,35 \text{ (м)};$$

$$R = 4 \cdot 14 - 12,45 = 43,55 \text{ (м)}.$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблицю 2.19. Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рисунок 2.15, 2.16). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.

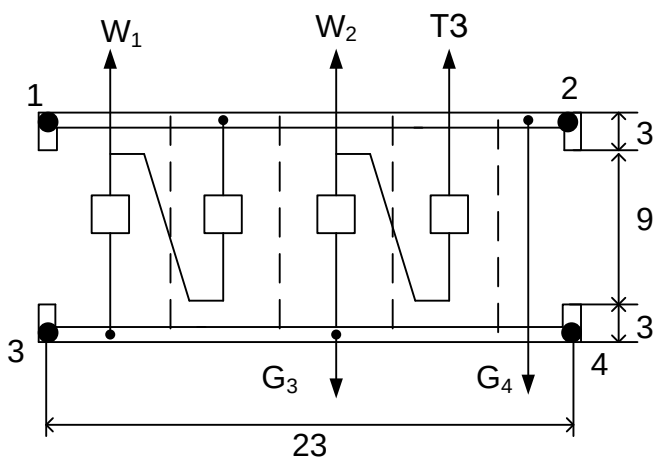


Рисунок 2.15 – Розрахункова схема грозозахисту

Таблиця 2.19 – Результати розрахунку величин необхідних для побудови зон захисту

$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$
$L_{1-2} = L_{3-4} = 23$	12,45	7,35	6
$L_{1-3} = L_{2-4} = 15$	13,34	10,02	6
$L_{1-4} = L_{2-3} = 27,5$	11,81	5,43	6

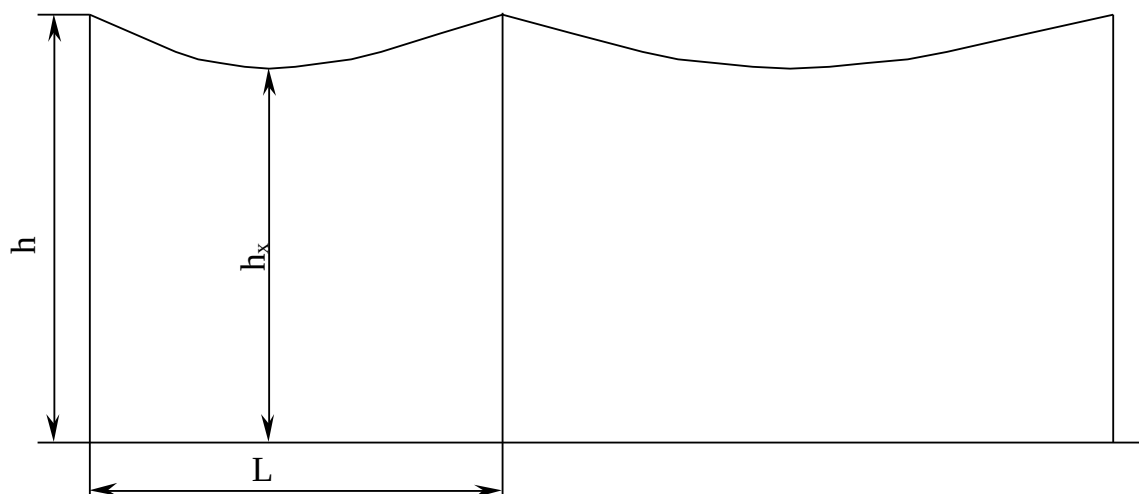


Рисунок 2.16 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

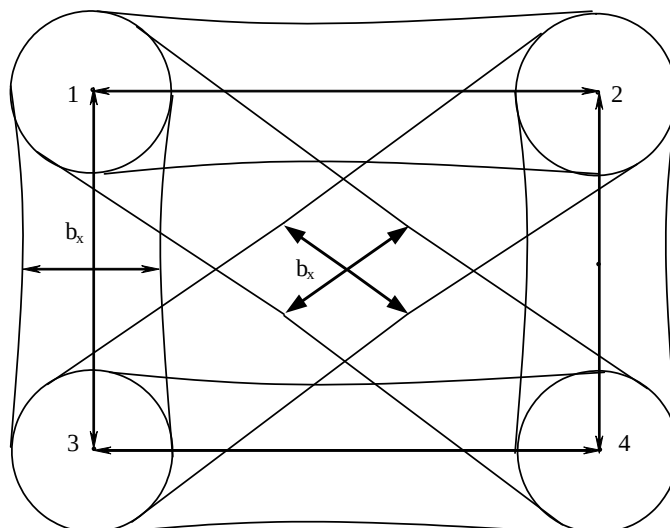


Рисунок 2.17 – Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

2.12 Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН

Площа ВРП [5]: $S = (25 \times 16) \text{ м}^2$. Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ м}$. Питомий опір землі $\rho_{13} = 65 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Опір заземлюючого пристрою ВРП 35 кВ становить $R = 5 \text{ Ом}$. Опір заземлюючого пристрою нейтралі трансформатора на стороні 0,4 кВ дорівнює $R = 4 \text{ Ом}$.

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних комірок і вертикальних провідників у кількості $n = 6$ шт, довжиною $l = 5 \text{ м}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ м}$ (рисунок 2.18). Загальна довжина полоси 82 метри.

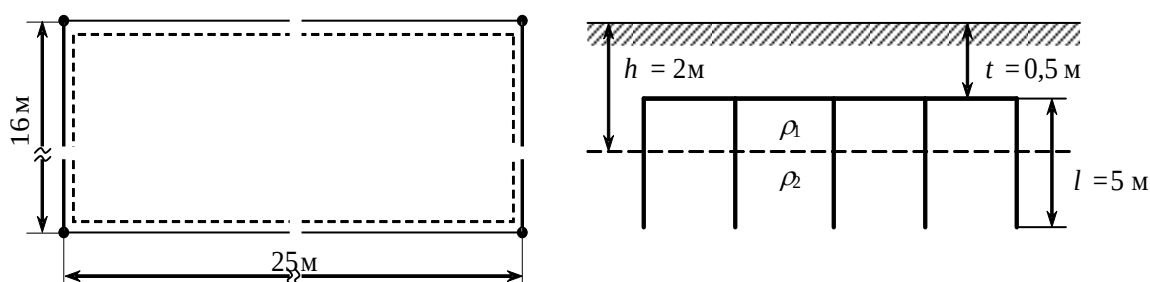


Рисунок 2.18 – Схема заземлюючого пристрою.

Визначасмо опір заземлюючої полоси:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр.}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{bt}}{l}, \quad (2.149)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 227,5}{82} \cdot \lg \frac{2 \cdot 82^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 5,95 \text{ (Ом)},$$

$$\rho_{\text{розр.}} = k_c \cdot \rho, \quad (2.150)$$

$$\rho_{\text{розр.}} = 3,5 \cdot 65 = 227,5 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

Попередньо приймемо в контурі 6 вертикальних заземлювачів, то коефіцієнт використання полоси $\eta_{\Gamma} = 0,64$.

Тоді опір полоси в контурі із 6 вертикальних заземлювачів набуде виду:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (2.151)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{5,95}{0,64} = 9,3 \text{ (Ом)}.$$

Розрахуємо опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3}, \quad (2.152)$$

$$R_B = \frac{9,3 \cdot 4}{9,3 - 4} = 7,02 \text{ (Ом)}.$$

Кількість вертикальних заземлювачів знайдемо за формулою:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (2.153)$$

$$\rho_{\text{розр.}} = k_c \cdot \rho, \quad (2.154)$$

$$\rho_{\text{розр.}} = 1,15 \cdot 65 = 74,75 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

Розрахуємо опір одного вертикального заземлювача:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр.}}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (2.155)$$

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 74,75}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2+5}{4 \cdot 3,2-5} \right) = 16,16 \text{ (Ом)};$$

$$n_B = \frac{16,16}{7,02 \cdot 0,59} = 3,9.$$

Приймаємо в контурі 4 вертикальних заземлювачі.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ГЕС

3.1 Вибір організаційної структури оперативного керування

Для керування роботою електричних станцій в нормальних та аварійних режимах на них встановлюється велика кількість допоміжних пристроїв, які створюють систему керування.

Система керування має п'ять основних підкласів: вимірювання; сигналізації; регулювання; керування комутаційними апаратами; захисту.

Підсистеми вимірювання та сигналізації забезпечують необхідну інформацію про роботу обладнання та хід технологічного процесу; за допомогою підсистеми регулювання та керування здійснюється управління об'єктом. При різких відхиленнях від нормального режиму роботи або при пошкодженні обладнання діє захист і виконує автоматичне вимикання відповідних елементів.

Для зручності оперативного обслуговування прилади і апарати керування зосереджуються на щитах управління (ЩУ). Число ЩУ, які встановлюються на станції, їх територіальне розташування та склад пристроїв залежать від прийнятої на станції структури оперативного керування.

У нинішній час склалися три форми організаційної структури оперативного керування: цехова; блочна; централізована.

Цехова структура передбачає розподіл обслуговуючого об'єкту на оперативні ділянки, котрі сформовані за принципом об'єднання однотипного силового обладнання. Кожен цех обслуговує оперативна бригада на чолі з начальником зміни цеху.

При блочній структурі в оперативну ділянку входить обладнання одного або двох енергетичних блоків. Ділянку обслуговує оперативна бригада, що складається з операторів та декількох обходчиків. Оперативне керування здійснюється в цілому в обох випадках начальником зміни станції, який знаходиться в оперативному підпорядкуванні у чергового диспетчера енергосистеми.

Централізована структура керування означає, що оперативне обслуговування всього об'єкта ведеться централізовано однією оперативною бригадою без розподілу об'єкта на оперативні ділянки.

Відносна простота технологічного процесу та висока ступінь його автоматизації на ГЕС дозволяють вибрати централізовану структуру оперативного обслуговування: з центрального ЩУ (здійснюється начальником зміни ГЕС) або з диспетчерського пункту енергосистеми (здійснює черговий диспетчер системи за допомогою засобів телемеханіки). В останньому випадку також передбачається ЦЩУ, так як в деяких ситуаціях (пошкодження засобів телемеханіки, відмова автоматики) необхідна передача функції керування персоналу ГЕС або персоналу, який перебуває на ГЕС по аварійному виклику. Поряд з ЦЩУ у машинному залі біля кожного агрегату встановлюють агрегатні ЩУ для керування агрегатами під час ремонтів та випробувань або у випадку пошкодження пристроїв автоматики.

Прилади та пристрої ЩУ мають дві групи елементів. Перша, яка знаходиться безпосередньо біля обладнання, - це первинні вимірювальні перетворювачі, комутаційні апарати, виконувальні елементи. Друга група елементів знаходиться на ЩУ і до її складу входять:

- вимірювальні (вторинні) прилади;
- засоби фіксації цифрової та текстової інформації;
- прилади та апарати керування;
- прилади та реле захисту і автоматичних пристроїв, електронні регулятори.

Для зменшення кількості приладів контролю та керування на ЩУ використовують вимірювання „за викликом”, вибіркове та групове керування. Вимірювання „за викликом” дозволяє одним приладом за допомогою перемикача здійснювати цілу серію послідовних вимірювань.

Особливістю вибіркового керування є використання для групи виконавчих механізмів одного загального ключа управління та клавішного номеронаберача.

Групове керування передбачає подачу команди або одночасно на ряд виконавчих механізмів, або на один виконавчий механізм групи функціонально зв'язаних механізмів з подальшим розвитком команди по програмі. Вищою фазою групового керування є ієрархічна система керування функціональними групами за допомогою УОМ по ланцюгу: виконавчі механізми (нижній рівень) – підгрупи (середній рівень) – група (вищий рівень).

ЩУ повинен мати мнемонічну схему з'єднань основних елементів керуючого об'єкта і мати сигналізацію для передачі оператору інформації про порушення в режимі роботи об'єкта.

В пунктах централізованого керування наступні види сигналізації:

- а) світлова – про положення активних елементів керуючого об'єкту;
- б) світлозвукова аварійна – аварійна технологічна, аварійних вимикань та автоматичних увімкнень вимикачів;
- в) світлозвукова попереджувальна – про відхилення режиму роботи обладнання від нормального та пошкодженнях оперативних кіл;
- г) світлозвукова – для виклику персоналу в приміщення місцевих ЩУ допоміжних цехів та різних електротехнічних пристроїв;
- д) сигналізації дії технологічних та електричних захистів.

Вимірюваннями повинні бути охоплені всі параметри основного та допоміжного обладнання, які визначають режим об'єкта. На електричних станціях використовуються вимірювальні прилади чотирьох типів:

- а) вказувальні аналогові та цифрові прилад – для візуального спостереження за параметрами режиму;
- б) прилади реєстрації – для безперервного графічного або цифрового запису параметрів в нормальному режимі;
- в) інтегруючі прилади (лічильники) – для сумування показань в часі;
- г) фіксуючі прилади – для графічного запису параметрів в аварійних умовах.

3.2 Вибір засобів захисту двигунів власних потреб

На асинхронних електродвигунах (ЕД) власних потреб 0,4 кВ встановлюють захист від міжфазних КЗ та захист від однофазних замикань на землю, а для ЕД, які можуть піддаватися перевантаженню – захист від перевантаження з дією на вимикання. Також передбачається груповий захист мінімальної напруги.

Захист від усіх видів КЗ в ЕД виконується на триполюсних автоматах серій АВМ, АЗ100, АЗ700 з комбінованим розщеплювачем.

3.3 Захист збірних шин

Захист збірних шин РУ станцій здійснюють двома способами [20]:

- а) за допомогою основних або резервних захистів приєднань систем, які захищаються (секцій) шин;
- б) за допомогою спеціальних швидкодіючих захистів.

Другий спосіб набув найбільшого розповсюдження там, де частіше всього використовують диференціальний принцип, а захисти розподіляються на три групи:

- диференціальні струмові;
- диференціальні струмові з гальмуванням;
- диференціально-фазні.

В мережах з глухозаземленою нейтраллю захисти шин реагують на всі види КЗ між фазами, однофазні та багатofазні КЗ на землю, а в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю – на всі види КЗ між фазами, подвійні замикання на землю та двохфазні КЗ на землю в одній точці.

3.4 Захист трансформаторів зв'язку

Для трансформаторів зв'язку передбачаються захисти від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів [20]:

- від багатofазних та однофазних КЗ в обмотках та на його виводах;

- від усіх пошкоджень усередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу з трансформаторного масла, а також від зниження рівня масла;

- від надструмів, які обумовлені зовнішніми міжфазними КЗ;
- від перевантажень;
- пуск пристроїв пожежогасіння від релейного захисту.

3.5 Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ

Для захисту ТВП передбачаються наступні захисти [20]:

- поздовжній диференціальний захист або струмова відсічка від КЗ в обмотках або на їх виводах;
- максимальний струмовий захист від зовнішніх міжфазних КЗ;
- спеціальний струмовий захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю в мережі 0,4 кВ;
- захист від перевантаження.

3.6 Вибір засобів захисту та автоматики ЛЕП

Для мереж 110 кВ захистом від міжфазних КЗ є дистанційний захист, який має блокування від коливання та асинхронного режиму. Від однофазних КЗ на землю використовують струмові ступінчаті захисти нульової послідовності (направлені та ненаправлені), які діють і при двохфазних КЗ на землю. В якості додаткових до дистанційних захистів передбачаються струмові відсічки та чутливі останні ступені струмових захистів нульової послідовності.

Для захисту паралельних ліній можуть бути використані захисти для окремих ліній, а також поперечні диференціальні струмові направлені захисти. В якості резервних завжди використовуються струмові відсічки.

Для резервування відмов захистів та вимикачів в основних вузлах мережі використовуються поєднання дальнього резервування з ближнім.

Згідно з ПУЕ обов'язкове використання АПВ на усіх повітряних та змішаних лініях з напругою вище 1 кВ. Всі пристрої АПВ можна об'єднати у три групи: несинхронні, швидкодіючі та з уловлюванням синхронізму. Крім АПВ на електростанціях використовують і інші види протиаварійної автоматики:

- автоматика для запобігання порушення стійкості (АЗПС);
- автоматика для ліквідації асинхронного ходу (АЛАХ);
- автоматика для обмеження підвищення частоти (АОПЧ);
- автоматика для обмеження підвищення напруги (АОПН).

Для регулювання напруги та реактивної потужності на станціях використовують пристрої РПН трансформаторів та системи АРЗ генераторів.

3.7 Вибір засобів регулювання частоти та активної потужності

Для зберігання постійної частоти необхідно безперервно підтримувати баланс активних потужностей. Безперервний розподіл навантаження між агрегатами станції та між станціями в енергосистемі повинен здійснюватися за законами оптимізації режиму роботи на кожному рівні. Усе це обумовлює необхідність безперервного змінювання потужності агрегатів станцій, які приймають участь в покритті змінної частини добового графіку навантаження. В цьому плані ГЕС мають в порівнянні з ТЕС великий діапазон регулювання, який обмежується лише умовами кавітації.

Вирішення усіх задач оптимізації режиму виробництва, розподілу та споживання електричної енергії здійснюється на базі автоматичної системи регулювання частоти та активної потужності (АСРЧАП), яка створюється на усіх рівнях керування режимом енергосистеми.

Функціонування цієї системи викликає зміну частоти обертання та потужності турбо- і гідроагрегатів на частоторегулюючих станціях (ЧРЕС), які передбачаються для ліквідації небалансу між виробництвом та споживанням у будь-який момент часу шляхом впливу на автоматичний регулятор частоти обертання (АРЧО) турбін.

В основні функції АСРЧАП входить:

- а) остаточне регулювання частоти в ЕЕС;
- б) регулювання частоти в окремих частинах ЕЕС при їх відділенні;
- в) регулювання обмінної потужності між ОЕЕС;
- г) обмеження та регулювання перетоків потужності по зовнішнім та внутрішнім зв'язкам ОЕЕС;
- д) оптимальний розподіл навантаження між елементами ЕЕС на будь-якому рівні керування.

Серед АРЧО турбін розрізняють три типи регуляторів:

- гідромеханічні;
- гідродинамічні;
- електрогідравлічні.

Регулятори першого та другого типів використовують для парових турбін, а для гідравлічних турбін в основному використовують електрогідравлічні регулятори (ЕГР).

Основні функції АРЧО:

- регулювання частоти обертання;
- обмеження можливих підвищень частоти обертання в перехідному процесі складання навантаження;
- пуск та зупинка турбіни;
- зміна частоти обертання при синхронізації;
- розподіл навантаження між турбінами;
- режимні обмеження потужності турбіни;
- участь в роботі АСРЧАП енергосистеми.

В нинішній час АРЧО функціонують за астатичним законом регулювання частоти, який найбільш просто може бути забезпечений в енергосистемі виділенням однієї ЧРЕС (зазвичай ГЕС), яка приймає на себе усі випадкові зміни навантаження та зміни навантаження в діапазоні добового графіку. Такий метод регулювання частоти обумовлює неекономічний режим роботи ЧРЕС в межах всієї зміни навантаження ЧРЕС у відповідності з

диспетчерським графіком розподілу навантаження між усіма електростанціями енергосистеми. Ця корекція може здійснюватися з тим або іншим інтервалом часу персоналом або автоматичним пристроєм задання графіка навантаження (ЗГН).

3.8 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки, зв'язку

На електростанції повинна бути забезпечена система дистанційного управління комутаційними апаратами для проведення необхідних переключень в нормальних режимах та про ліквідацію аварійних станів. Дія системи дистанційного управління супроводжується роботою засобів сигналізації, які дають необхідну інформацію про стан обладнання і спрацювання захисту.

На щитах управління ГЕС повинні бути встановлені наступні види сигналізації: положення комутаційних апаратів, аварійна, попереджуюча та командна.

Сигналізація положення комутаційних апаратів використовується для інформації оперативного персоналу про стан електричних з'єднань у нормальних та аварійних умовах (ПМОВФ).

Сигналізація аварійного відключення вимикачів застосовується для сповіщення персоналу про відключення вимикача релейним захистом і виконується в поєднанні світлового і звукового сигналів (РИС-Є2М).

Попереджуюча сигналізація сповіщає персонал про ненормальний режим роботи контролюючих об'єктів та частин електроустановок або про ненормальний стан вторинних кіл захисту та автоматики.

Система телемеханіки дозволяє впроваджувати контроль і управління режимом роботи електроустановок на великій відстані.

Пристрої телемеханіки вимагають більш економічний канал зв'язку в порівнянні з пристроями дистанційного управління. Розрізняють такі системи телемеханіки:

- системи телесигналізації для передачі з контрольованого пункту (КП) на диспетчерський пункт (ДП) телесигналів про положення контрольованих об'єктів, а також аварійних сигналів (АТ-80);
- система телевимірів дозволяє передачу з КП на ДП кількісних значень контрольованих величин безперервно (ТМРС-10);
- система телеуправління використовується для передачі ДП на КП команд телеуправляємим об'єктам (УТМ-7);
- система телерегулювання для автоматичного регулювання режимами роботи електроустановок.

Для організації каналів зв'язку (КЗ) застосовуються провідні лінії зв'язку, радіолінії, лінії електропередач та інші. Канали зв'язку можуть бути односторонніми та двосторонніми. Виділені канали використовуються тільки в даній системі телемеханіки і вони ввімкнені постійно. Комутуючі КЗ створюються лише на час подачі сигналу і після закінчення передачі автоматично розпадаються.

Залежно від пунктів з'єднань та характеристик об'єктів застосовують наступні способи організації каналів зв'язку:

- використання існуючих кабельних чи повітряних ліній зв'язку між контрольованим пунктом (КП) та диспетчерським пунктом (ДП);
- використання виділених жил кабелів телефонної мережі станції;
- використання силових ліній електропередачі для організації високочастотних КЗ;
- використання радіо та радіолінійних ліній зв'язку.

Використання самостійних ліній зв'язку більш доцільне.

3.9 Релейних захист гідрогенератора ВГС 4500/375-16

Передбачається релейний захист від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів:

- багатofазних КЗ в обмотці статора та на його виводах;

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

Захист від багаторазових КЗ в обмотці статора та на його виводах

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

Розрахункові уставки захисту:

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

$$I_{\text{нб.розр.мах}} = K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{зовн.розр.мах}}, \quad (3.1)$$

$$I_{\text{нб.розр.мах}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 6420 = 321, \text{ А},$$

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

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

б) визначається розрахунковий первинний струм спрацьовування захисту за умовами:

- неспрацьовування від розрахункового струму небалансу:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.розр.мах}}, \quad (3.2)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot 321 = 417,3, \text{ А};$$

де $K_{\text{н}} = 1,3$ – коефіцієнт надійності;

- неспрацьовування від максимального струму навантаження при пошкодженні кола циркуляції:

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

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 543,79 = 706,93, \text{ А.}$$

Приймаємо: $I_{сз} = 706,93 \text{ А.}$

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

$$K_q = I_{к.розр.мін} / I_{сз} \geq 2, \quad (3.4)$$

$$K_q = 0,87 \cdot 3430 / 706,93 = 4,22 > 2.$$

г) струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = I_{сз} / n_c, \quad (4.5)$$

$$I_{ср} = 706,93 / (1000/5) = 3,53, \text{ А;}$$

д) число витків диференціальної обмотки реле:

$$\omega_{\text{диф.розр}} = F_{ср} / I_{ср} = 100 / I_{ср}; \quad (3.6)$$

$$\omega_{\text{диф.розр}} = 100 / 3,53 = 28,33.$$

Приймаємо $\omega_{\text{диф.}} = 28 \text{ витків.}$

Остаточні значення струмів спрацювання:

$$I_{ср} = F_{ср} / \omega_{\text{диф}}, \quad (3.7)$$

$$I_{сз} = I_{ср} \cdot n_c, \quad (3.8)$$

$$I_{ср} = 100 / 28 = 3,57, \text{ А,}$$

$$I_{сз} = 3,57 \cdot 200 = 714, \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 3430 / 714 = 4,18 > 2.$$

В коло короткозамкненої обмотки реле вмикаємо максимальний опір 10 Ом.

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 $U_{\phi} / 100 / \sqrt{3} / 100 / 3$ В.

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

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

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 РСТ-11, 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 спрацьовування захисту та струм спрацьовування реле:

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{Г.НОМ} / K_{ПОВ}, \quad (3.9)$$

$$I_{cp} = K_{CX} \cdot I_{c3} / n_c, \quad (3.10)$$

$$I_{c3} = 1,2 \cdot 516,6 / 0,85 = 729,3, \text{ A};$$

$$I_{cp} = 1 \cdot 729,3 / 200 = 3,65, \text{ A}.$$

б) первинна напруга спрацьовування захисту та спрацьовування реле:

$$U_{c3} = (0,6-0,75) \cdot U_{Г.НОМ}, \quad (3.11)$$

$$U_{cp} = U_{c3} / n_H, \quad (3.12)$$

$$U_{c3} = 0,65 \cdot 6300 = 4095, \text{ В};$$

$$U_{cp} = 4095 / (6300 / 100) = 65, \text{ В}.$$

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:

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 3430 / 729,3 = 4,09 > 1,5.$$

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.

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:

$$I_{\text{сзI}} = 0,4 \cdot I_{\text{Г.ном}}, \quad (3.13)$$

$$I_{\text{сзI}} = 0,4 \cdot 516,6 = 206,64, \text{ А};$$

- витримка часу першого ступеня:

$$t_{\text{сзI}} = 2 \text{ хв};$$

- струм спрацьовування другого ступеня:

$$I_{\text{сзII}} = 0,2 \cdot I_{\text{Г.ном}}, \quad (3.14)$$

$$I_{\text{сзII}} = 0,2 \cdot 516,6 = 103,32, \text{ А};$$

- витримка часу другого ступеня:

$$t_{\text{сзII}} = 15 \text{ хв};$$

Струми спрацьовування реле:

$$I_{\text{срI}} = 206,64/200 = 1,03, \text{ А};$$

$$I_{\text{срII}} = 103,32/200 = 0,52, \text{ А}.$$

Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

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

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{Г.ном}} / K_{\text{пов}}, \quad (3.15)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,05 \cdot 516,6 / 0,85 = 638,2, \text{ А}.$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{ср}} = 638,2/200 = 3,191, \text{ А}.$$

Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора

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

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

Первинна напруга спрацьовування:

$$U_{сз} = 1,5 \cdot U_{г.ном}; \quad (3.16)$$

$$U_{сз} = 1,5 \cdot 6300 = 9450, \text{ В.}$$

Витримка часу:

$$t_{сз} = 0,5 \text{ с.}$$

Напруга спрацьовування реле:

$$U_{ср} = 9450/63 = 150, \text{ В.}$$

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 $1,1 \cdot I_{рот..ном}$ та при зменшенні струму ротора до $0,5 \cdot I_{р.ном}$:

$$I_{д1} = 1,1 \cdot I_{рот.ном}, \quad (3.17)$$

$$I_{д2} = 0,5 \cdot I_{рот.ном}. \quad (3.18)$$

Струм спрацьовування реле: $I_{д1} = 1,1 \cdot 300/200 = 1,65, \text{ А};$

$$I_{д2} = 0,5 \cdot 300/200 = 0,75, \text{ А.}$$

Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

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

Захист кіл ротора

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

Захист виконується двофазним та дворелейним в кожному ступені з реле типу РСТ-11, 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:

$$I_{дI} = 1,8 \cdot I_{рот.ном}; \quad (3.19)$$

$$I_{дI} = 1,8 \cdot 300 = 540, \text{ А.}$$

- 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:

$$I_{дII} = K_n \cdot I_{рот.форс}; \quad (3.20)$$

$$I_{дII} = 1,8 \cdot 540 = 972, \text{ А};$$

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

Струми спрацьовування реле: $I_{спI} = 540/200 = 2,7, \text{ А}; I_{спII} = 972/200 = 4,86, \text{ А.}$

Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі

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

Таблиця 3.1 - Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

Найменування захисту	Тип захисту
1	2
1. Блок гідрогенератор - трансформатор	
Захист від багатофазних КЗ в ОС	Поздовжній диференціальний захист з реле типу ДЗТ-11/5
Захист від замикань на землю в ОС	Струмовий 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	Захист зворотної послідовності типу РТФ-7/2
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	Захист струму в колі статора та мінімальний захист струму 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 міжфазних 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	Поздовжній диференціальний захист струму типу РНТ-566
Захист від зовнішніх КЗ на землю в мережі з заземленими нейтралями	Захист струму 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	Поздовжній диференціальний захист струмів типу РН-565 або струмова відсічка на реле типу РСТ-11
Захист від зовнішніх міжфазних КЗ	МСЗ з реле типу РСТ-11
Захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ	Спеціальний захист струму нульової послідовності з реле типу РТЗ-50
Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист типу РЗТ-80
3. ЛЕП - 35 кВ	
Захист від усіх видів КЗ	Ступеневий захист струму на реле РСТ-11
4. ЛЕП - 10 кВ	
Захист від усіх видів КЗ	Фазна відсічка з реле РСТ-11
5. Електродвигуни 0,4 кВ	
Захист від міжфазних КЗ та замикань на землю	Автомати типу АВМ та АЗ700
6. Збірні шини	
Захист від КЗ	Диференціальний захист струмів типу ДЗШ або ДЗШТ

Примітка: на ЛЕП-35 кВ встановлюємо пристрій АПВ типу РСТ-11.

Виділяють 4 етапу автоматизації виробничих процесів за ступенем складності розв'язування задач:

- 1 етап заснований на застосуванні в системі керування СК інформаційної машини (ІМ), що здійснює централізований контроль, сигналізацію і запис у цифровій формі найбільш важливих параметрів. Керування залишається за оператором і автономними регуляторами. Автоматизується тільки збір вихідних даних;

- 2 етап - використання в СК інформаційно-обчислювальної машини ІВМ. Тут оператор може одержати деякі, що розраховуються машиною і періодично видаються на друк. Прийняття рішень - за оператором;

- 3 етап - використання в СК обчислювальної машини, що оптимізує, (ООМ), яка не тільки розраховує ТЕП, але і розробляє оптимальне рішення;

- 4 етап - застосування в СК керуючої обчислювальної машини (КОМ), яка включена в контур керування і повинна здійснювати усі функції контролю, сигналізації й оптимізації параметрів системи. Вихід машини пов'язаний із виконавчим механізмом (засувкою, регулятором, задатчиком і т.д.), за допомогою якого можна управляти технологічним процесом.

Вибір рівня керування на ГЕС залежить від ступеня автоматизації виробничих процесів. Для великих ГРЕС і АЕС застосування електронно-цифрових обчислювальних машин є ефективним рішенням, оскільки це забезпечує додаткові можливості для оперативної обробки даних та розширення спектра завдань, які можуть бути вирішені в процесі управління.

4.1 Інформаційне забезпечення АСК ТП ГЕС

Визначення структури потоків інформації є першим етапом розробки АСК будь-якого підприємства. Великий перелік питань пов'язаний із задачею оптимізації параметрів інформаційних потоків. Сюди входять:

- виділення обсягу первинної інформації відповідно до функцій і задач кожного підрозділу електростанції;
- поділ первинної інформації за загальними класифікаційними ознаками;
- визначення системи показників, що вироблюються кожним вузлом або об'єктом за основними функціями;
- алгоритмізація одержання кожного основного показника;
- кодування точки утворення, руху і призначення показника з вказівкою проміжних точок використання;
- визначення характеристик потоків інформації (кількість переданих знаків в одиницю часу, терміновість передачі, періодичність, достовірність).

Визначення обсягу первинної інформації здійснюється на підставі дослідження документації і документообігу об'єкта, за результатами цих досліджень визначається коло задач, розв'язуваних тим або іншим виконавцем або підрозділом. Для цього застосовуються анкетне й усне опитування робітників апарата керування, самофотографія і фотографія робочого дня співробітника, моментальні спостереження, а також безпосереднє обстеження різноманітних аспектів організації. Велике значення має досвід експлуатації АСК аналогічних об'єктів.

При аналізі інформаційних потоків будь-який елемент автоматизованої системи керування (АСК) необхідно розглядати в контексті його місця в ієрархічній системі керування. Це передбачає його оцінку з трьох позицій:

1. Як елемента певного рівня керування в загальній системі.
2. Як елемента, що складається із сукупності підсистем або елементів нижчого рівня.
3. Як складової частини елемента більш високого рівня керування.

Матеріали, отримані під час обстеження, які містять дані про існуючу структуру керування та інформаційні потоки кожного елемента, слугують базою для подальшого аналізу та проєктування інформаційного забезпечення АСК.

Наведемо перелік деяких найбільше важливих параметрів що вимірюються на блоці 100 МВт. Таблиця параметрів зроблена вибірково, уся кількість параметрів що вимірюються по блоку може досягати 200. Періодичність надходження кожного параметра складає 1-5 с.

Для одержання вихідної інформації від працюючих установок використовуються датчики, тобто прилади, що перетворюють неелектричні величини в електричні. Вони характеризуються - видом виміру (аналогові, дискретні), діапазоном зміни величини, похибкою і чутливістю. Електронною промисловістю серійно випускаються датчики тиску, температури, витрат рідин, газів і пару, всіх електричних величин і деяких видів разового аналізу. Похибка датчиків складає 1-2%, що не завжди достатньо для задач регулювання технологічних процесів і оптимізації режимів роботи устаткування. Більшість датчиків мають аналоговий вихід у виді напруги в діапазоні 30-60 В постійного струму (термопари), 0,6-0,8 В змінного струму (диференційно-трансформаторні датчики витрат). Для вводу в ЕОМ використовуються сигнали постійного струму 0-5 мА або 0-20 В напруги. Для одержання уніфікованого сигналу (закодованої величини) використовуються нормуючі перетворювачі, що дають на виході електричний сигнал у вигляді напруги в діапазоні від 0 до 10 В, який потім перетворюється в код за допомогою аналого-цифрового перетворювача. Проте, через відсутність датчиків виміру витрат твердого або пиловугільного палива, рішення задач оптимізації з використанням ЕОМ ускладнено. Деякі показники вводяться в ЕОМ вручну (наприклад, графік навантаження блока). Половина з них вводиться після кожного місяця роботи блока або через більш тривалий проміжок часу. Перелік подібного роду показників (приблизний) наведений у таблиці 4.1.

Порівнюючи задані параметри з тими що вимірюються за аналізований період, оператор може стежити за ходом ТП і активно управляти ним.

Інформація, що отримується від приладів, є робочою для оперативного персоналу блока, на більш високий рівень керування видається тільки частина

цієї інформації, необхідна для ухвалення рішення по усій ГЕС в цілому й по окремих її частинах.

При створенні АСК необхідно класифікувати одержувану інформацію по окремим ознакам. До таких ознак можна віднести:

- сигналізація положення вимикачів;
- вимір одного параметра (наприклад, температури або тиску) у різноманітних точках технологічного ланцюга;
- розбивка блока на ділянки і використання для індикації параметрів мінімальної кількості вимірювальних приладів і датчиків; вимір
- електричних і неелектричних параметрів; за
- виконуваними функціями - технологічні параметри, захист, підтримка режиму, економічні характеристики і т.д.

На нових станціях збір інформації для обробки здійснюється по вузлах або зонам енергетичного устаткування.

Особливістю даного засобу збору інформації є велика компактність кабелю, що з'єднує нормуючі перетворювачі з датчиками і наявність одного приладу для контролю різнотипних параметрів.

Таблиця 4.1 - Контрольовані параметри блока 4,5 МВт (вибірково)

Найменування параметра	Одиниці виміру,	Абсолютна похибка
Потужність на затискачах ВГС 4500/375-16	МВт	0,3
Температура зовнішнього повітря	°С	1,0
Витрати мережної води через бойлер	т/год	2,0
Витрати пару на живильний турбонасос	т/год	1,0
Температура пару за відбором	°С	4,2
Температура конденсату в конденсаторі	°С	1,0
Температура свіжого пару перед турбіною	°С	1,6
Тиск свіжого пара перед турбіною	МПа	0,02
Витрати живильної води на котел	т/год	0,8
Витрати гострого пару на турбіну через 1 нитку паропроводу	т/год	0,125
Температура охолоджувальної води на вході в конденсатор	°С	1,0
Витрати мазуту за період, що аналізується	т/год	0,01
Температура повітря, що присмоктується в корпус	°С	1,0
Потужність, споживана ПЕН блока	МВт	0,15
Ознака роботи ПЕН	-	-
Ознака роботи димососу	-	-
Потужність, що споживається димососом	МВт	0,05
Ознака роботи бустерного насоса	-	-
Потужність, що споживається БН	МВт	0,125
Потужність, що споживається робочим ТСН	МВА	0,15

Таблиця 4.2 - Перелік подібного роду показників

Найменування параметра	Одиниця виміру
Тривалість аналізованого періоду	ч
Кількість одиничних вимірів одного параметра за період, що аналізується	шт.
Коефіцієнт сезонної зміни нормативної витрати тепла на в.п.	-
Плановий виробіток електроенергії за аналізований період	млн.кВт·год
Планові витрати тепла на П.Т.Н	кДж/год
Планові витрати тепла на в.п.	кДж/год
Кут встановлення лопастей 1 циркуляційного насоса блока	град.
Коефіцієнт надлишку повітря у вихідних газах першого корпусу котла	-
Нижча теплота згорання мазуту	кДж/кг

4.2 Збір та переробка інформації для АСК ГЕС

Система керування (СК) заснована на послідовному виконанні таких операцій:

- збору даних:
- опрацювання даних для одержання вихідної інформації;
- опрацювання вихідної інформації для ухвалення рішення;
- виконання рішення для отримання оптимальних результатів.

Параметр, який контролюється датчиком перетворюється в сигнал по струму або по напрузі певного рівня, який потім нормуючим перетворювачем перетвориться в код величини. Інформація про кількісний розмір параметра подається в інформаційно-обчислювальну машину для класифікації й опрацювання (обчислення вторинних параметрів).

Обрана система класифікації (сукупність ознак і регламентація їхніх значень), разом із системою кодування інформації від датчиків забезпечує пошук будь-якої класифікаційної групи, у тому числі й ідентифікацію (виділення) кожного об'єкта класифікації. Код кожного параметра має ідентифікаційну й інформаційну частину.

Перша частина характеризує з якого об'єкта або точки контролю береться вимір і номер параметра, а також, визначає тимчасові показники (число, місяць, рік, зміну, вахту). Друга частина - вимірювальну величину параметра.

Інформація про хід технологічного процесу знімається з датчиків, розташованих у різноманітних місцях блока в аналоговому і цифровому вигляді. Для приведення сигналів до єдиного діапазону зміни струму або напруги (уніфікації) застосовуються нормуючі перетворювачі, НП. Після НП уніфіковані сигнали надходять на опитуючий пристрій - безконтактний елемент, що комує з часом опитування $= 5-15$ с - і потім на АЦП, де аналоговий сигнал перетворюється в цифровий код, з якими в ЕОМ проводяться різноманітні операції: усереднення за час 15 хв, 8 годин і 24 години, обчислення ТЕП, порівняння з заданими значеннями параметрів. Частина інформації видається в ЦМ, де вирішуються загальностанційні задачі в темпі ТП. Результати рішення цих задач у ЦМ у вигляді цифрових сигналів передаються на ЦАП - цифро-аналогові перетворювачі, що перетворюють цифровий сигнал в аналоговий відповідної тривалості в потужності для керування приводами виконавчих механізмів-засувок, заслінок, регуляторів і т.д. Кількість датчиків і виконавчих механізмів на блок можна визначити з довідників.

4.3 Комплекс технічних засобів і кількість ієрархічних рівнів АСК ТП ГЕС

Історично сформована система оперативного керування ГРЕС має 2 рівня - блочний щит керування (БЩК) і центральний щит керування (ЦЩК).

Дана система сприяє більшій централізації керування і зарекомендувала себе з найкращої сторони при тривалій експлуатації станцій з крупними блоками. Проте, зараз намічаються деякі тенденції до збільшення рівнів керування ГЕС до 3, особливо з декількома видами блоків.

Машини виконані на елементах мікроелектронної техніки. Вони здійснюють збір, і первинне опрацювання інформації з датчиків, а також формування сигналів для керування приводами виконавчих механізмів. Швидкість опитування до 1000 датчиків в секунду. У число задач входить збір інформації з аналогових датчиків температури і тиску в різних точках блоків.

Робота машини відбувається в реальному масштабі часу за час опитувань проводяться операції перетворення аналогових сигналів у цифровий код, лінеаризація і масштабування, порівняння параметрів з уставками. Ввод інформації на цифрові індикатори, реєстрація параметрів по виклику оператора, запис інформації на перфоленту або магнітні диски.

Для вирішення задач, що вимагають великих обсягів пам'яті і швидкодії, частина оперативної інформації нижнього ієрархічного рівня ГЕС передається на верхній - центральну машину, що вирішує також загальностанційні задачі. Архітектура керуючих обчислювальних комплексів, як на базі АСОТ (агрегатна система обчислювальної техніки), так і на базі СМ - будується на модульному принципі - із набору функціональних блоків - модулів, що виконують певні функції: процесор, пристрій керування, пристрої введення-виводу і т.д.

4.4 Структурна схема керування ГЕС за допомогою АСК

На підставі обраного КТС будуємо структурну схему керування ГЕС за допомогою засобів АСК. Оперативний персонал входить у дану систему як складова частина. Для індикації інформації, що отримується від машин блочного рівня і ЦШК застосовуються дисплеї - станції індикації дачних на базі телевізійних приймальних трубок.

АСК ТП об'єкта є нижнім ієрархічним рівнем керування, задачі якого вирішуються в темпі реального часу. Технологічний процес виробітки електроенергії характеризується великою кількістю інформації, що отримується з різноманітних ланок енергоустановок, швидкоплинністю протікання нестаціонарних процесів типу К.З., аварійних ситуацій і т.д., відсутністю складів готової продукції. Робота виконується в такій послідовності:

1. Визначається необхідна кількість інформації, що отримується від різноманітних видів блоків за допомогою аналогових і дискретних датчиків, 30% аналогових показників є нормованими, тобто вручну задається форма (плановий показник) даного параметра, а автоматичні пристрої повинні підтримувати його з заданим ступенем точності. Кількість датчиків на блок береться з таблиці П1. 3 [17]. На кожний параметр в ОЗУ інформаційної машини виділяється 1 машинне слово - 4 байта (з урахуванням ідентифікаційної частини).

2. Для блокового рівня керування визначається структура АСК ТП. Як правило, на ГЕС один блочний щит керування (БЩК) встановлюється на 2 блока потужністю від 100 до 500 МВт включно і на 1 блок 800 і 1200 МВт. Таким чином, уся робоча інформація з блоків збирається на одну інформаційну машину (ЕОМ) з інтервалом часу опитування датчиків 5 с. За час між опитуваннями проводяться обчислення, необхідні для керування процесом.

Необхідний обсяг пам'яті ЕОМ на 1 блок визначається за такою формулою:

$$П'_6 = (1,3 \cdot m + n + l + k) \cdot 4, \quad (4.1)$$

$$П'_6 = (1,3 \cdot 80 + 30 + 50 + 30) \cdot 4 = 856, \text{ байт.}$$

де m - кількість аналогових датчиків;

n - кількість цифрових датчиків;

l - кількість пристроїв контролю обробки релейного захисту;

k - кількість виконавчих механізмів.

3. Вибираємо необхідну ЕОМ. У випадку великих запасів по об'єму пам'яті і продуктивності можна одну таку машину використовувати на кількість блоків більше 2.

4. Для забезпечення КТС на рівні АСК ТП ГЕС необхідно визначити об'єм вихідної інформації від блоків і резерв пам'яті для вирішення оперативних задач. Обсяг вихідної інформації від блоків на центральну машину визначаємо як 30% від обсягу робочої інформації блоків.

$$P_6 = 0,3 \cdot \Sigma P'_6, \quad (4.2)$$

$$P'_6 = 0,3 \cdot 856 \cdot 4 = 1027,2, \text{ байт.}$$

Проводячи дані обчислення, ми одержуємо основні параметри інформаційного забезпечення технологічного процесу на рівні блока і всієї ГЕС.

ПЕОМ можуть виконувати значно більший обсяг робіт, чим потрібно на їхньому робочому місці.

1. Зараз достатньо важко знайти ПЕОМ нижчого класу з гарантією на її роботу;

2. Програмні оболонки які використовуються на підприємствах, постійно ускладнюються, збільшуються в обсязі, становлячись більш наочними і зручними.

Таким чином, необхідність застосування АСК ТП очевидна. Машина набагато швидше диспетчера опрацьовує інформацію і дає оптимальні варіанти роботи. Тому забезпечується економія палива, тобто економія коштів.

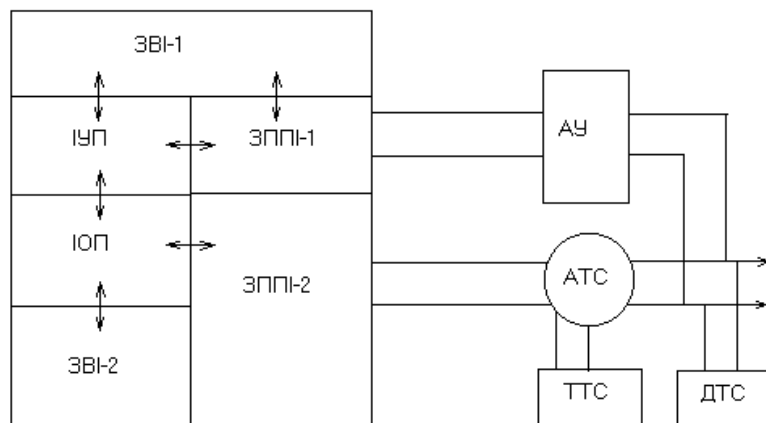


Рисунок 4.1 – Структура технічних засобів ОІУК

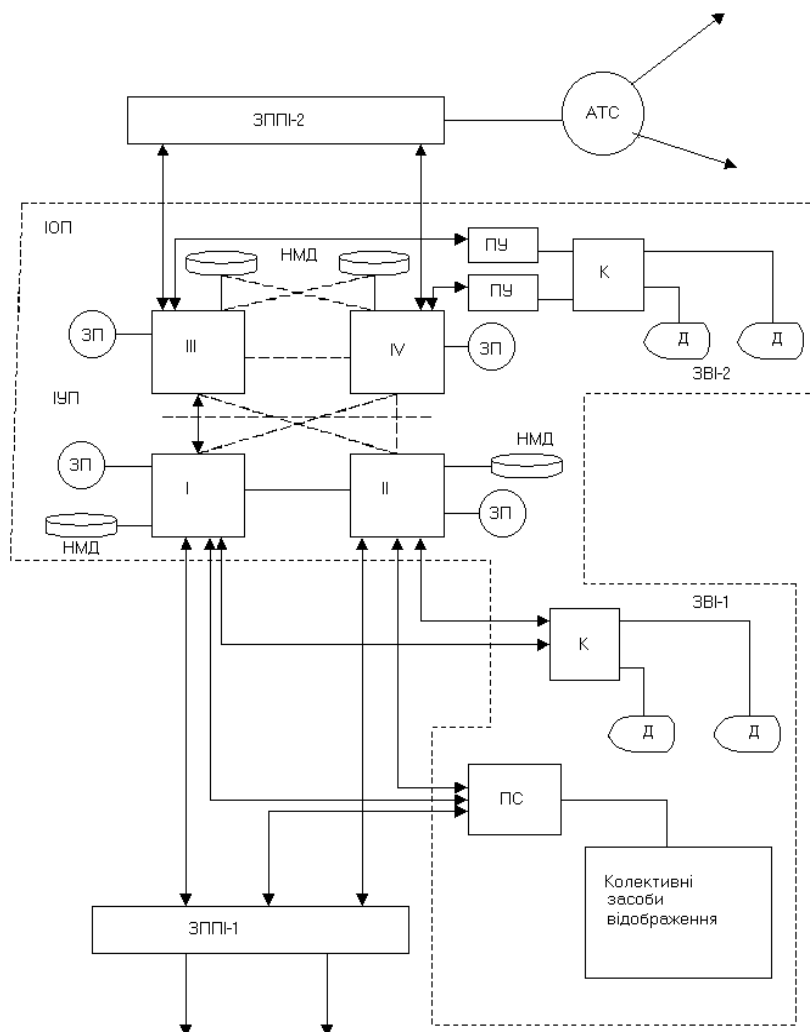


Рисунок 4.2 – Структурна схема ОІУК

4.5 Дослідження оптимального складу агрегатів і найвигіднішого розподілу навантаження між блоками ГЕС

1. Знаючи склад блоків ГЕС необхідно визначити основні техніко-економічні показники (ТЕП) блоків по точках витратної характеристики $V_i=f(P_i)$. До основних ТЕП, що визначаються з витратної характеристики (ВХ) відносяться:

$P_{\max} - P_{\min}$ - діапазон зміни навантаження блока;

$b_i = d V_i/dP_i$ - відносний приріст витрати палива в i -тій точці ВХ;

$\delta_i = V_i/P_i$ - питома витрата умовного палива в i -тій точці ВХ;

$\eta_i = P_i/8.14V_i$ - К.К.Д. у i -тій точці ВХ.

З застосуванням ЕОМ ця задача значно спрощується. Використовуючи програму розраховуємо всі необхідні ТЕП.

Для забезпечення великого обсягу обчислювальної роботи необхідно користуватися ЕОМ. Потім у відповідному масштабі і при введених обмеженнях будуються відповідні характеристики, що знадобляться в подальших розрахунках для визначення оптимальної стратегії у виборі складу агрегатів і розподілу навантажень між блоками.

2. При наявності РХ блоків і їхніх основних ТЕП необхідно побудувати сумарну расходну характеристику ГЕС, яка б перекривала весь діапазон змін навантаження станції від мінімально можливої до встановленої потужності. Оскільки при наявності різнотипних блоків це багатоваріантна задача, у кожній точці РХ необхідно вибирати варіант, при якому була б мінімальна витрата палива.

У реальних умовах ГЕС існує більша кількість обмежень, проте, вони сюди не вводяться для спрощення задачі. Алгоритм (А) побудови видаткової характеристики ГЕС із декількома видами блоків має наступну послідовність:

А.1. Визначаємо масштаб по осях В и Р і будуємо осі в прямокутній системі координат.

А.2. По характеристиках відносних приростів для j і k виглядів блоків визначаємо для якого з видів ОПРТ має менше значення. Як правило, це більш

потужні блоки (к-вид). З урахуванням обмежень мінімальної потужності блоків будуємо сумарну РХ j-блоків, потім k-1, k-2... 1. Наприклад, якщо в нас є 3 блока по 800 МВт і 5 по 300 МВт, то спочатку на координатній сітці наносимо в діапазоні 3 $P_{\min}$ -2400 МВт ВХ паралельно працюючих блоків 3x800, потім у діапазоні 2 $P_{\min}$ -1600 МВт ВХ 2x800 і потім від $P_{\min}$ -800 РХ - 800 МВт. При однакових ВХ блоків і рівномірному завантаженню дотримується рівність відносних приростів, що є критерієм оптимальності рівномірного розподілу навантаження між блоками.

А.3. На сумарній ВХ залишається незаповнений діапазон у початковій частині характеристики і кінцевій, є провали й у середній частині, що необхідно заповнити за рахунок блоків меншої потужності, у кінцевій частині ВХ робимо таку ж побудову з урахуванням роботи блоків більш потужних на повне навантаження, тобто до ординати В додається $\Sigma V_{\max}$ від к-блоків, а до абсциси $P - \Sigma P_{k.уст.}$. У початковій частині будуємо ВХ блоків за тим же принципом, що й у підпункті алгоритму 2.

Для заповнення провалів у середній частині необхідно перебрати декілька варіантів сполучень блоків і вибрати з них оптимальний.

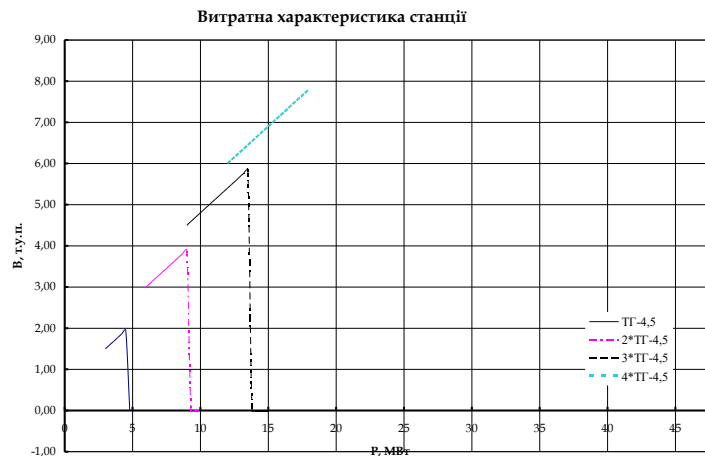
А.4. Для точок накладення ВХ від різноманітних варіантів (назвемо їх контрольними) необхідно перевірити хід ВХ за критерієм оптимального вибору складу устаткування. Повинний проходити варіант про меншим відносним приростом b .

А.5. Уточнюємо ВХ ГЕС, тобто відкидаємо непотрібні варіанти і виділяємо оптимальні. Наводимо суцільною лінією уточнену ВХ. Вертикальними лініями відокремлюємо зони з різним складом блоків.

Таблиця 4.3 - Витратні характеристики станції 4,5 МВт

ТГ-4,5	В0= 1,5		В1= 0,3		В2=1,50Е-004
блок	1	2	3	4	
Р _{нав}	ТГ-4,5	2·ТГ-4,5	3·ТГ-4,5	4·ТГ-4,5	Оптимальна витратна характеристика
3	1,50				1,50
3,3	1,59				1,59
3,6	1,68				1,68
3,9	1,77				1,77
4,2	1,86				1,86
4,5	1,95				1,95
4,8					0,00
5,1					0,00
5,4					
5,7					
6		3,00			3,00
6,3		3,09			3,09
6,6		3,18			3,18
6,9		3,27			3,27
7,2		3,36			3,36
7,5		3,45			3,45
7,8		3,54			3,54
8,1		3,63			3,63
8,4		3,72			3,72
8,7		3,81			3,81
9		3,90	4,50		3,90
9,3			4,59		4,59
9,6			4,68		4,68
9,9			4,77		4,77
10,2			4,86		4,86
10,5			4,95		4,95
10,8			5,04		5,04
11,1			5,13		5,13
11,4			5,22		5,22
11,7			5,31		5,31
12			5,40	6,00	5,40
12,3			5,49	6,09	5,49
12,6			5,58	6,18	5,58
12,9			5,67	6,27	5,67
13,2			5,76	6,36	5,76
13,5			5,85	6,45	5,85
13,8				6,54	6,54
14,1				6,63	6,63
14,4				6,72	6,72
14,7				6,81	6,81
15				6,90	6,90
15,3				6,99	6,99
15,6				7,08	7,08
15,9				7,17	7,17

16,2				7,26	7,26
16,5				7,35	7,35
16,8				7,44	7,44
17,1				7,53	7,53
17,4				7,62	7,62
17,7				7,71	7,71
18				7,80	7,80



$$P_{\min} = 3 \text{ МВт}; P_{\text{вст}} = 4,5 \times 4 = 18 \text{ МВт}.$$



Таким чином, використання комп'ютеризованих систем дозволило нам у найкоротші терміни розподілити навантаження між блоками ЕС. Програмні продукти подібного виду використовуються і на реальних станціях.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Енергетична галузь є однією з провідних галузей промисловості будь-якої країни. Для того щоб енергетичне підприємство давало прибуток і ефективно працювало його слід вірно спроектувати; проект має містити не лише технічну частину, але й фінансовий розрахунок. Це необхідно для того щоб визначити наскільки доцільно будувати дану електростанцію. Чи відповідатиме ціна на електроенергію спроектованої станції реальним можливостям споживачів. Саме цей аспект і є метою даного розділу: розрахувати вартість 1 кВт·год електроенергії виробленої ГЕС потужністю 18 МВт.

Передусім слід зауважити, що енергетика – виробництво досить специфічне. Його специфіка полягає в тому, що виробництво і передача; електроенергії жорстко пов'язані в часі з її споживанням, яке по годинам доби змінюється у відповідності з режимами роботи промислових, комунальних та інших підприємств, а також змінюється під впливом природних факторів (температура, освітлення і т.д.).

Енергетичне виробництво – безперервне, тривалість роботи технічно найбільш досконалих і економічних установок ГЕС протягом року становить близько 3000 год/рік. ГЕС, як правило, працює у піковій частині графіка навантажень.

В енергетиці основні фонди поділяються на три групи: будівлі і споруди; транспорт і зв'язок та офісне обладнання; силове обладнання та ін.

5.1 Визначення кошторисної вартості спроектованої ГЕС

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

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ГЕС

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	У % від розд. 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, тис.грн.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	4	50 %	324	2 %	12,96	48 %	311,04	648
2	Об’єкти основного виробничого призначення	900	72,5 %	11745	27 %	4374	0,5 %	81	16200
3	Об’єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	2 %	80 %	259,2	20 %	64,8	-	-	324
4	Об’єкти енергетичного господарства	1 %	90 %	145,8	10 %	16,2	-	-	162
5	Об’єкти транспортного господарства та зв’язку	5 %	95 %	769,5	5 %	40,5	-	-	810
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1 %	95 %	153,9	5 %	8,1	-	-	162
7	Упорядкування території	1 %	100 %	162	-	-	-	-	162
8	Тимчасові будівлі та споруди	15 %	80 %	1944	10 %	243	10 %	243	2430
9	Інші роботи та затрати	10 %	-	-	-	-	100 %	1620	1620
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5 %	-	-	-	-	100 %	81	81
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1 %	-	-	-	-	100 %	16,2	16,2
2	Проектні і дослідні роботи	10 %	-	-	-	-	100 %	1620	1620
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9 %	-	-	-	-	100 %	1458	1458
	Всього по розділах 1-13	-	-	1550 3,4	-	4759,5 6	-	5430,2 4	25693,2
	В т. ч. поворотні суми	5 %	-	-	-	-	-	271,51 2	271,512
	Всього	-	-	1550 3,4	-	4759,5 6	-	5158,7 2	25421,688

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 5.1.

У практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня.

Середній діапазон питомих капіталовкладень:

- малі ГЕС (до 10 МВт): 15000– 3,000 \$. Вищі витрати пояснюються високою часткою будівельно-монтажних робіт і обладнання.
- середні ГЕС (10–100 МВт): 1000 – 2,000 \$/кВт. Економія масштабу дозволяє знизити витрати на одиницю потужності.
- великі ГЕС (понад 100 МВт): 700 – 1,500 \$/кВт. Великі проекти мають відносно нижчу частку фіксованих витрат на кожен кіловат.

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво ГЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в таблиці 5.1.

Визначимо питомі капіталовкладення на 1 кВт встановленої потужності:

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

$$k_{\text{пит}} = 25421688 / 18000 = 1412,316 \text{ грн/кВт}.$$

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому еквіваленті. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за трьома економічними елементами: амортизація основних фондів; заробітна плата; інші.

Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої ($\Phi 1$) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи ($\Phi 2$) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи ($\Phi 3$) увійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi_1 = 60\% \cdot (K_{\text{заг}}); \quad (5.2)$$

$$\Phi_1 = 0,6 \cdot (18,000 \times 1412,316) = 15252,813 \text{ грн.}$$

$$\Phi_2 = 0,6 \cdot (18,000 \times 1412,316) = 1\,271,084 \text{ грн}; \quad (5.3)$$

$$\Phi_3 = 40\% \cdot (18,000 \times 1412,316) = 10168,675 \text{ грн.} \quad (5.4)$$

$$\Phi_3 = 0,4 \cdot 14733,9 + (4759,56 - 40,5) + 5158,728 = 15771,348.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2:

Таблиця 5.2 – Сума амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, тис.грн.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис.грн.
Φ1	15252,813	7%	1067697
Φ2	1271,084	28%	355903
Φ3	10168,675	20%	2033735
Разом	26692,572	-	3 457 335

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = (15252,813 \times 0.07) + (1271,084 \times 0.28) + (10168,675 \times 0.20) = 1067697 + 355903 + 2033735 = 3\,457\,335 \text{ грн.}$$

Розрахунок заробітної плати

Для визначення фонду заробітної плати підприємства попередньо необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$\mathcal{C} = k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{вст}}, \quad (7.6)$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово-виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності [5, табл. 4-2, ст.72];

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

$k_{шт}$ для ГЕС дорівнює 0,52 .

$$Ч = 0,52 \cdot 18 = 9 \text{ чоловік.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	76%
ІТР	10%
Службовці	3,5%
МОП	0,9%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	7 чол.
ІТР	1 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Річний фонд основної зарплати персоналу визначається по виразу:

$$B_{зп} = (1,57 \cdot (\sum(S_{сер.роб.іі} \cdot 12) + \sum(S_{сер.МОПіі} \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum(S_{сер.сл.іі} \cdot 12) + \sum(S_{сер.ІТРіі} \cdot 12))) \cdot K_K \cdot K_B, \quad (5.7)$$

де $S_{сер}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

k_k – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймаємо рівним 0,7); k_v – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

Таблиця 5.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Заробітна плата, грн./місяць	Нарахована зарплата
Робітники	20000	240000
ІТР	25000	300000
Службовці	18000	216000
МОП	12000	144000

Фонд заробітної плати становить:

$$B_{\pi} = (1,57 \cdot (20000 \cdot 7 + 12000 \cdot 1) \cdot 12 + \\ + 1,80 \cdot (18,000 \times 1 + 25,000 \times 1) \cdot 12) \times 0,7 \cdot 1,375 = 2\,768\,280 \text{ грн.}$$

Розрахунок інших витрат

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$B_{\text{ін}} = (B_a + B_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}} / 100, \quad (5.8)$$

$$B_{\text{ін}} = (3,457,335 + 2,768,280) \times 0.515 = 3\,155\,489 \text{ грн,}$$

де $I_{\text{н}} = 51,5\%$ – процент інших витрат.

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва:

$$B = B_a + B_{зп} + B_{ін}, \quad (5.9)$$

$$B = 3,457,335 + 2,768,280 + 3,155,489 = 9\,381\,104 \text{ тис.грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = B / E_{відп}, \quad (5.10)$$

$$C = 9\,381\,104 / 65272504,55 = 0,19 \text{ грн/кВт·год.}$$

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

Таблиця 5.4 – Сума річних витрат на виробництво електроенергії

Елементи затрат	Сума річних витрат, грн.
Амортизація	3 457 335
Заробітна плата	2 768 280
Інші витрати	3 155 489
Разом	9 381 104

5.3 Аналіз отриманих даних

Зводимо основні розраховані дані у таблицю 5.5.

Коефіцієнт обслуговування розраховується по формулі:

$$K_{обс} = N_{вст} / Ч; \quad (5.11)$$

$$K_{обс} = 18/9 = 2 \text{ МВт/чол.}$$

Таблиця 5.5 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	18
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	65272504,55
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	2
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис.грн.	25421,688
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	1412,316
Собівартість відпущеної електроенергії	грн / кВт·год	0,19

Отримані результати дають можливість зробити висновок про доцільність спорудження такої станції ГЕС буде працювати рентабельно і отримувати прибутки.

6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

6.1 Задача розділу

Конституція України гарантує право всіх громадян України на належні безпечні та здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці має бути забезпечена на кожному робочому місці. Це стосується і робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів на підстанції.

Коли плануються роботи з розташування, встановлення та експлуатації вимірювальних трансформаторів в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Ніколи не слід забувати про небезпеки, які пов'язані з механічними й електричними пристроями. Виводи первинної обмотки вимірювального трансформатора є основним джерелом небезпеки, так як на цих виводах при випадковому підключенні до вторинних обмоток освітлювальної або силової мережі на первинній обмотці з'являється велика напруга, яка є небезпечною для людського життя.

Оскільки роботи з монтажу вимірювального трансформатора проводяться на значній висоті та відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватись правил охорони праці щодо робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

Вимірювальні трансформатори як правило монтують на електричних підстанціях, де є можливість ураження електричним струмом від обладнання яке знаходиться під наведеною напругою, тому при роботі з таким обладнанням необхідно дотримуватись правил з охорони праці щодо безпечного виконання робіт в електроустановках понад 1 кВ які знаходяться під наведеною напругою.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань з охорони праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, які працюють у складі енергетичної системи України, з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтованого підходів про природу небезпеки.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, потребується вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг даного розділу БДР обмежений, то сформулюємо основні задачі охорони праці за темою БДР.

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі трансформатора. Розрахувати параметри заземлювального пристрою трансформатора.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту вимірювальних трансформаторів.

6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел та викладеного у підрозділі 6.1 матеріалу при проектуванні і виконанні монтажних робіт трансформаторів мають бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці.

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори: небезпечні рівні напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини; розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги); гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок,

інструментів, устаткування; рухомі частини виробничого устаткування; вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали; підвищена і знижена температури повітря робочої зони; підвищена вологість повітря; підвищена чи знижена рухомість повітря; підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони; підвищена яскравість світла; прямий і відбитий блиск; підвищений рівень шуму на робочому місці; підвищений рівень вібрації; підвищений рівень ультразвуку; підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні; підвищений рівень статичної електрики.

Додатково мають бути враховані такі фізичні небезпечні виробничі фактори: несправність вантажопідіймальних засобів; підвищений рівень електричної енергії; підвищена пожежна небезпека (відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри,); підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори: фізичні перевантаження; нервово-психологічні; втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) небезпеки є: рухомі машини і механізми; електрообладнання; природне середовище; людина.

6.3 Розрахунок захисного заземлення трансформатора

Відповідно до вимог розділу 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 ізолюваною 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 ° С 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:

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

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

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему :

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

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

$K_c = 1,4$ - 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)

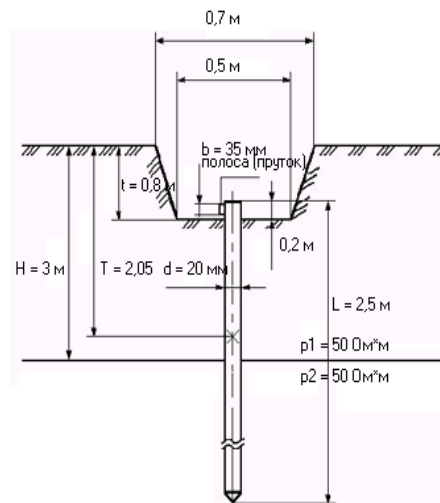


Рисунок 6.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

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

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

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

$$n_{op} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B}. \quad (6.4)$$

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

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_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 (6.7) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

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

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

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} :

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

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

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

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

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

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.

6.4 Протипожежний захист силових трансформаторів

Пожежна безпека енергетичних підприємств забезпечується за допомогою проведення організаційно-технічних заходів, спрямованих на попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику підрозділів ОРСЦЗ, успішного гасіння пожеж та евакуації людей із зони виникнення й можливого поширення пожежі, а також документів і матеріальних цінностей.

Заходи, що забезпечують пожежну безпеку трансформаторів, можна розділити на дві групи. До першої відносяться заходи, пов'язані з обладнанням трансформаторів, апаратами захисту і різними запобіжними пристроями. До другої групи належать заходи, пов'язані з раціональним розміщенням трансформаторів, а також плануванням відкритих майданчиків і вибором засобів гасіння пожеж. В даному випадку може виникнути пожежа, яка відноситься до класу Е – пожежі, пов'язані з горінням електроустановок.

Горючими матеріалами в оливних трансформаторах є: ізоляційна олива, яке використовується в великих кількостях, дерев'яні деталі (планки для кріплення відводів, клинки), а також паперова ізоляція обмоток. У сухих трансформаторах олива відсутня, а інші горючі матеріали аналогічні тим що використовуються в оливних трансформаторах. При вибуху або пожежі трансформатора трансформатор повинен бути відключений з усіх сторін від електромережі. Після зняття напруги гасіння пожежі виконувати усіма засобами пожежогасіння: повітряно-механічною піною, розпиленою водою, вогнегасниками. Горюча олива не рекомендується гасити компактними водяними струменями, тому що можливе збільшення площі загорання із-за розтікання оливи.

На трансформаторах в загальному випадку повинен передбачатися релейний захист від пошкоджень і ненормальних режимів наступних видів: всіх видів КЗ, включаючи і виткові, в обмотках і на виводах; замикань всередині бака оливонаповнених трансформаторів, що супроводжуються виділенням газу; міжфазних КЗ на ошиновці виводів ВН і НН;- замикань на землю на ошиновці виводів ВН і НН; струмів зовнішніх КЗ; перевантажень обмоток; підвищення напруги на виводах; порушень в системі охолодження; загорання (пожежі) оливи. Засоби пожежогасіння трансформатора необхідно підтримувати в постійній готовності. Протипожежні заходи повинні бути розроблені з урахуванням загальних і місцевих правил та інструкцій із залученням спеціалістів з протипожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті було розроблено проєкт гідроелектростанції з установленою потужністю 18 МВт, яка призначена для покриття пікових навантажень добового графіка електричної системи.

Основні аспекти проєкту:

1. Електрична частина:
 - Проведено розрахунки графіків навантаження електростанції.
 - Обчислено технічні показники роботи станції.
 - Виконано вибір основного електричного обладнання: генераторів і трансформаторів для блочної частини та власних потреб станції.
2. Основне обладнання:
 - Обрано чотири гідроагрегати типу ВГС 4500/375-16 з номінальною потужністю 4,5 МВт кожен.
 - Вибір структурної схеми станції базувався на техніко-економічному порівнянні двох варіантів; обрано схему чотирикутника.
3. Головна електрична схема:
 - Розроблено головну схему електричних з'єднань.
 - Виконано вибір комутаційної та вимірювальної апаратури, гнучкої і жорсткої ошиновки.
 - Розраховано блискавкозахист і заземлювальний пристрій для відкритого розподільчого пристрою (ВРП) на 35 кВ.
4. Автоматизація:
 - Проведено проєктування автоматичних систем керування для забезпечення надійної роботи ГЕС.
5. Релейний захист та автоматика:
 - Розраховано параметри спрацювання релейного захисту генератора.
 - Розглянуто всі види захисту та пристроїв автоматики, необхідних для безпечної та ефективної роботи станції.

6. Техніко-економічна частина:

- Розраховано собівартість виробленої електроенергії та основні техніко-економічні показники роботи станції.
- Проведений аналіз підтвердив економічну доцільність роботи станції.

Розроблена гідроелектростанція є технічно та економічно обґрунтованою. Вона забезпечує ефективне покриття пікових навантажень, відповідає сучасним вимогам до автоматизації та надійності, а також демонструє низьку собівартість виробленої електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elekrichni-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. 5. 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. Матеєнко / 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

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 18 МВт з агрегатами типу ВГС 4500/375-16»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Малогулко Ю. В., доцент кафедри ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____ Кефа Р.П. _____
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Експерт _____

(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

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

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 18 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 4500/375-16
08-21.МКР.008.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..
— _____ Малогулко Ю. В.
(підпис)

Магістр групи 1ЕС-23м
_____ Кефа Р.П.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків атомних електростанцій України скоро досягнуть свого кінцевого терміну експлуатації. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих ГЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проєктування електричної частини гідравлічних електростанцій і підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проєктування електричної частини гідроелектростанції потужністю 18 МВт;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження ГЕС у центральному регіоні України.

- технічне завдання: проєктування атомної електростанції потужністю 18 МВт з чотирма гідроагрегатами одиничною потужністю 4,5 МВт;
- елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ГЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та інші закордонні виробники);
- конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;
- показники технологічності: проєктування ГЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ;
- технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції;
- живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ГЕС виконати проєктування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проєктування ГЕС	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Релейний захист і автоматика	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	АСК ТП електричних станцій.	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ

	Економічна частина			
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини ГЕС потужністю 18 МВт з використанням агрегатів типу ВГС 4500/375-16 з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 18 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 4500/375-16

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 18
МВт з агрегатами типу ВГС 4500/375-16»

Виконав: ст. гр. 1ЕС-23м Кефа Р.П.
Керівник: к.т.н., доц. Малогулко Ю.В.

Вінниця 2024

Актуальність та задачі дослідження

Гідроелектростанції (ГЕС) відіграють важливу роль у розвитку енергетичної системи України. Розбудова ГЕС є стратегічно важливим напрямком для забезпечення енергетичної безпеки країни, покращення екологічної ситуації та підвищення ефективності використання національних ресурсів. Ось ключові аспекти важливості розвитку ГЕС:

Енергетична безпека та незалежність: Україна прагне зменшити залежність від імпортованих енергоресурсів. ГЕС використовують місцеві природні ресурси – річкову воду, що дозволяє зменшити споживання викопного палива. Це підвищує стабільність енергопостачання і зменшує вплив коливань на світових ринках енергоносіїв.

Стабілізація енергосистеми: ГЕС відіграють важливу роль у регулюванні частоти та напруги в енергосистемі. Завдяки швидкому запуску і зупинці, гідроелектростанції можуть оперативно реагувати на пікові навантаження. Вони також працюють у синергії з атомними електростанціями, які забезпечують базове навантаження, і вітровими та сонячними електростанціями, залежними від погодних умов.

Екологічна стійкість: ГЕС є одним із найбільш екологічно чистих джерел енергії. На відміну від теплоелектростанцій, вони не виділяють вуглекислий газ, сірчисті сполуки чи тверді частинки. Це сприяє зменшенню викидів парникових газів і боротьбі зі змінами клімату.

Економічна вигода: Вартість електроенергії, виробленої ГЕС, є однією з найнижчих серед усіх видів генерації. Гідроелектростанції мають тривалий термін експлуатації, що робить їх вигідними для інвестицій. Окрім цього, вони забезпечують місцеві громади робочими місцями та сприяють розвитку інфраструктури.

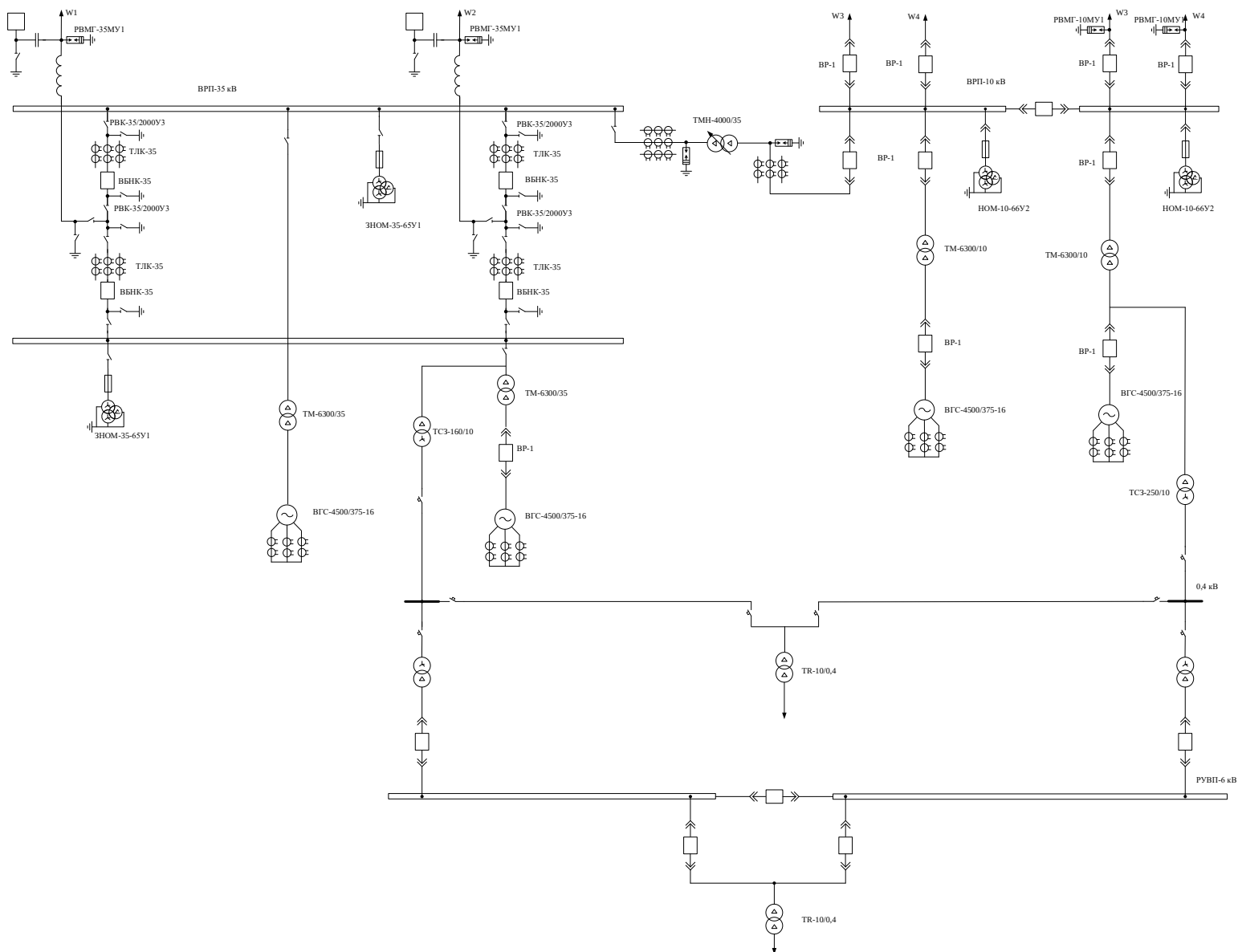
Покращення водного балансу: Багато ГЕС в Україні виконують не лише енергетичну функцію, але й сприяють регулюванню водного балансу в басейнах річок. Вони допомагають запобігти паводкам, сприяють іригації та водопостачанню, що особливо важливо для посушливих регіонів.

Розвиток відновлюваної енергетики: ГЕС є частиною глобальної тенденції переходу до відновлюваних джерел енергії. Україна має значний потенціал у цій сфері завдяки річковій мережі, зокрема Дніпру, Дністру, Південному Бугу та інших водних об'єктів.

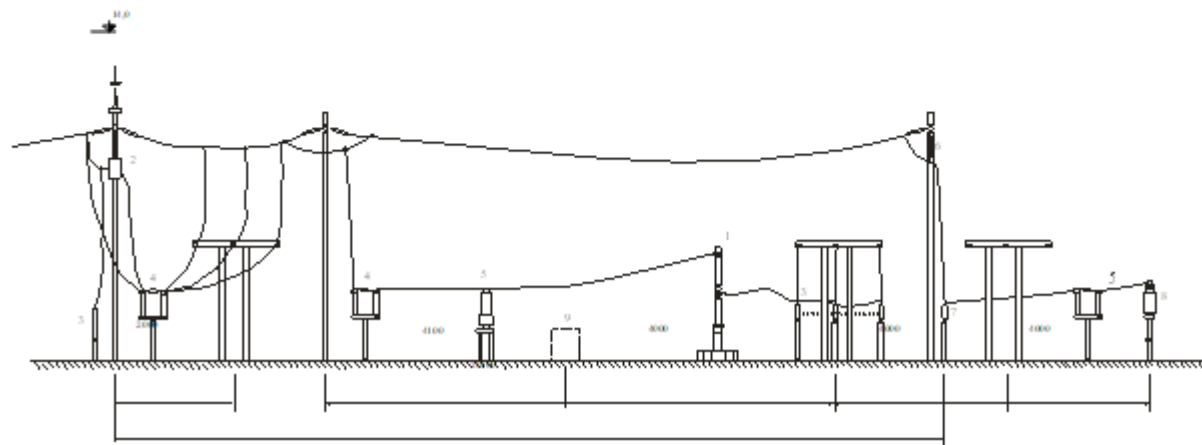
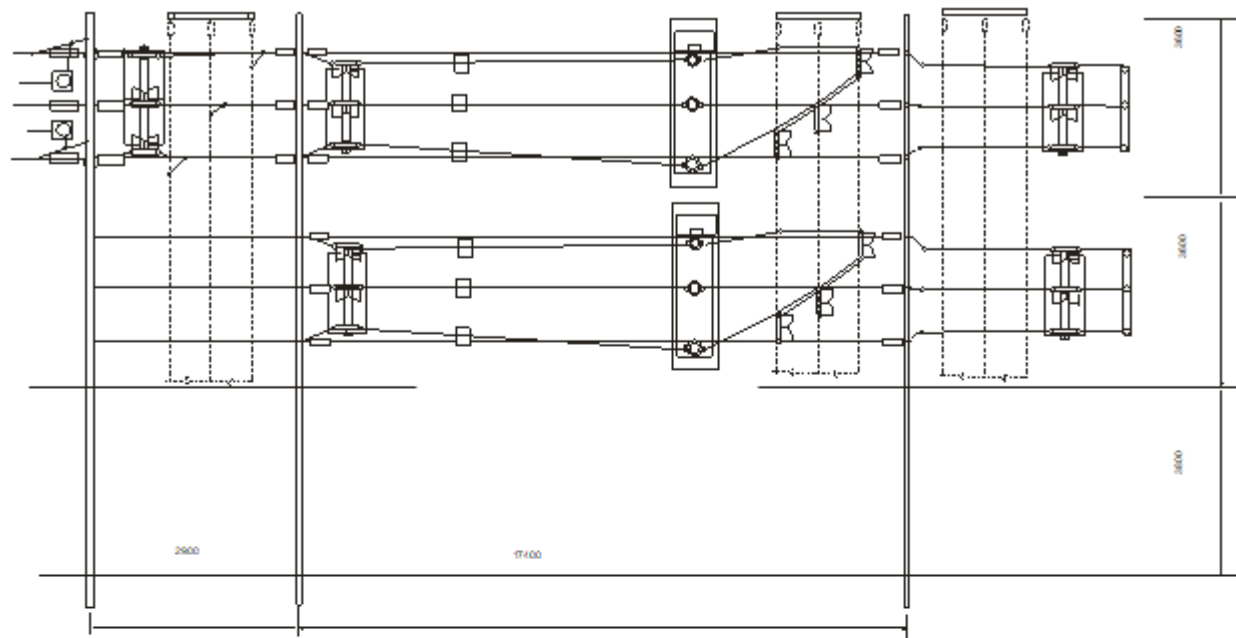
Національна стратегія розвитку енергетики: Відповідно до енергетичної стратегії України, збільшення частки відновлюваних джерел енергії є одним із ключових пріоритетів. ГЕС, як частина цієї стратегії, дозволяють зменшити залежність від викопного палива, забезпечуючи стійкий розвиток енергосистеми.

Мета і задачі дослідження: спроектувати електричну частину ГЕС потужністю 18 МВт з агрегатами типу ВГС 4500/375-16. **Об'єктом дослідження** роботи є електрична частина ГЕС, а предметом дослідження використання нормативних документів в галузі електроенергетики. **Методи досліджень:** проведення розрахунків за допомогою ПЕОМ.

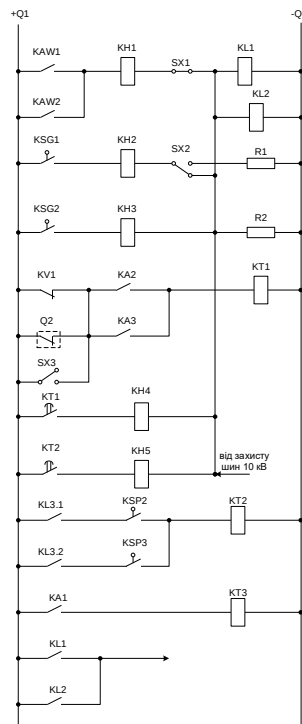
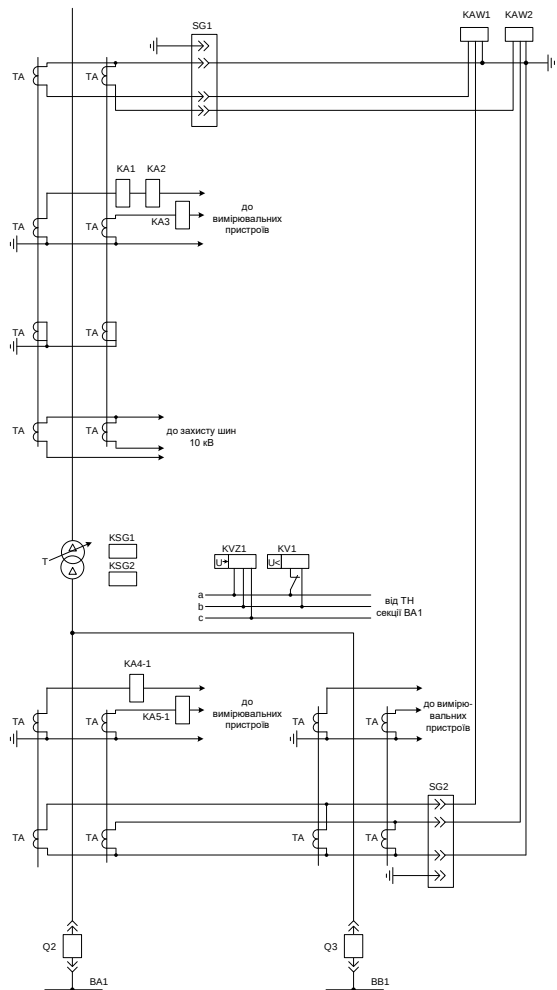
Головна схема електричних з'єднань станції



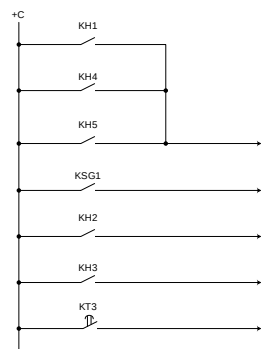
План та розріз ВРП-35 кВ



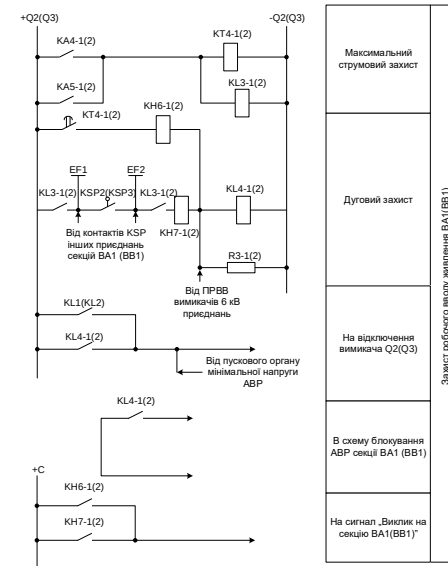
Релейний захист. Схема захисту трансформатора зв'язку із системою



Диференціальний захист	Захист трансформатора
Газовий захист	
Максимальний струмовий захист з пускової напруги	
Дуговий захист	
Захист від перевантаження	
На вимкнення вимикача 35 кВ	

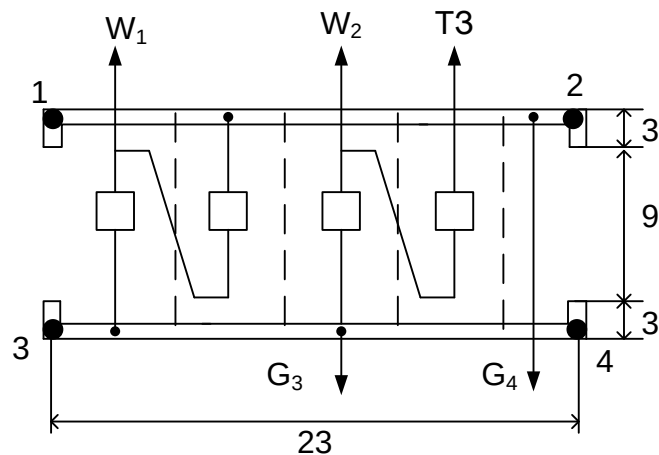


„Вказівник реле не піднято“	Код сигналізації
„Газовий захист“ (сигнальний орган)	
„Газовий захист трансформатора“	
„Газовий захист РПН“	
„Перевантаження трансформатора“	

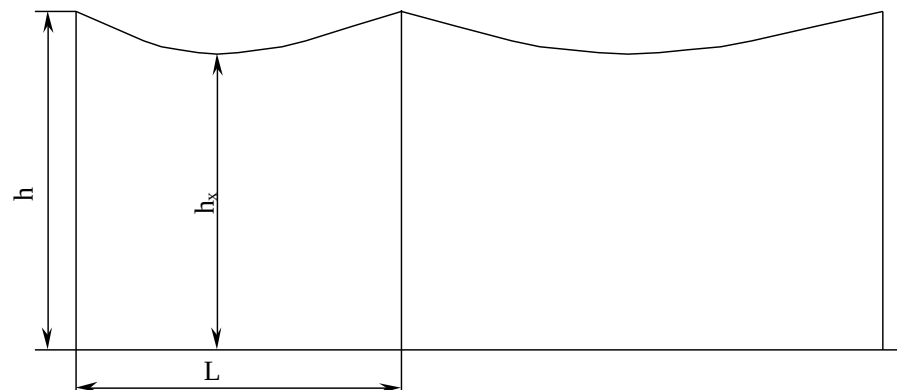


№	Позначення	Найменування	Тип
1	TA	Трансформатор струму	
2	T	Трансформатор двофазний	
3	KA	Реле струму	РТ-40
4	KAW	Диференціальне струмове реле	РНТ-565
5	KN	Вказівне реле	РВ-21/0,05
6	KL	Проміжне реле	РП-23
7	KSG	Газове реле	
8	KT	Реле часу	РВ-124
9	KV	Реле напруги	РНД53/60Д
10	KVZ	Фільтр-реле напруги зворотньої послідовності	РНФ-1М
11	R	Резистор 2000 Ом	ПЗВ-50
12	SX	Накладка контакту	НКР-3
13	SG	Блоки випробувувальні	БМ-4

Розрахунок блискавкозахисту

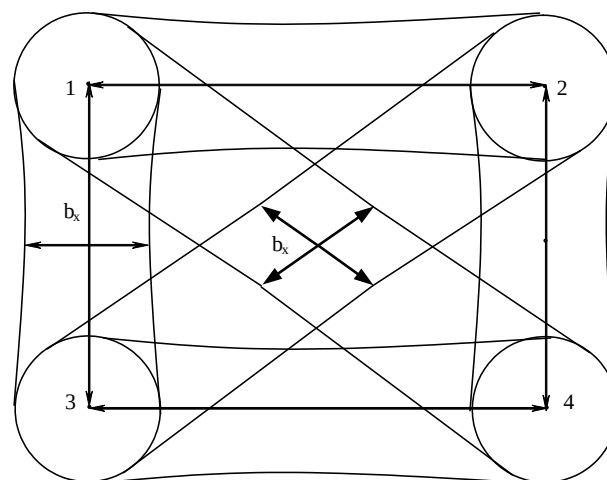


Розрахункова схема грозозахисту



Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

Зони захисту РП
блискавковідводами, вид зверху



Основні техніко-економічні показники ГЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	18
Річний виробіток електроенергії	кВт год	65272504,55
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	2
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис.грн.	25421,688
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	1412,316
Собівартість відпущеної електроенергії	грн / кВт год	0,19

Отримані результати дають можливість зробити висновок про доцільність спорудження такої станції ГЕС буде працювати рентабельно і отримувати прибутки.

Висновки

У бакалаврській дипломній роботі було розроблено проект гідравлічної станції з потужністю 18 МВт. Ця станція призначена для забезпечення пікового навантаження електричної системи протягом добового графіка. В електричній частині були здійснені розрахунки навантаження електростанції та визначені технічні показники її роботи. Також було здійснено вибір основного обладнання (електричних генераторів) та трансформаторів для блочної частини і власних потреб станції.

Для реалізації проекту на запроектованій ГЕС було вибрано чотири агрегати типу ВГС 4500/375-16 з номінальною потужністю 4,5 МВт кожен. Була вибрана структурна схема станції на основі техніко-економічного порівняння двох варіантів (схеми чотирикутника).

Також було визначено основну схему електричних з'єднань, комутаційну та вимірювальну апаратуру, проведено ошиновку з гнучким і жорстким закріпленням, розраховано блискавкозахист та заземлюючий пристрій ВРП 35 кВ. Також було проведено аналіз шкідливих факторів, які впливають на персонал ГЕС, і розглянуто шляхи їх зменшення, а також протипожежну безпеку станції.

Будівництво нових гідроелектростанцій (ГЕС) є важливим і доцільним кроком у розвитку енергетичного сектору з кількох причин. По-перше, ГЕС є екологічно чистими джерелами енергії, оскільки не використовують паливо та не викидають шкідливі викиди в атмосферу. Це допомагає зменшити залежність від традиційних, забруднюючих джерел енергії, таких як вугілля та нафта, та сприяє зменшенню викидів парникових газів.

По-друге, ГЕС мають високу потенційну виробничу потужність, оскільки використовують водні ресурси, які є великими та стійкими джерелами енергії. Це дозволяє забезпечувати стабільний постачання електроенергії навіть в умовах збільшеного попиту.

По-третє, ГЕС мають великий потенціал для розвитку регіонів, де вони будуються. Вони створюють нові робочі місця, сприяють розвитку туризму та інфраструктури, а також сприяють економічному зростанню та соціальному прогресу.

В цілому, будівництво нових ГЕС є стратегічним кроком для забезпечення сталого та економічно вигідного енергетичного комплексу, що сприяє розвитку та зменшенню негативного впливу на довкілля.