

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт із застосуванням елегазового комутаційного обладнання»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22 м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гундერთайло В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Малогулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« 05 » листопада 2023 р.

Опонент: К.т.н., доц. каф. ЕСС ЕМ

Мельник Д.А.

(прізвище та ініціали)

« 05 » листопада 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 04 » листопада 2023 р.

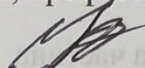
Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Гундертайлу Василю Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт із застосуванням елегазового комутаційного обладнання».

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247.

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року.

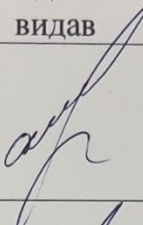
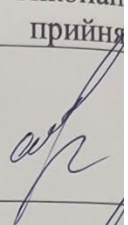
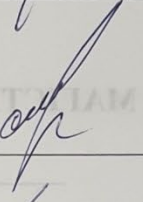
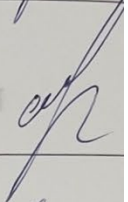
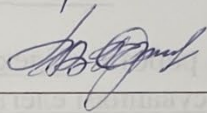
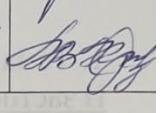
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 120 км; живлення споживачів району з максимальним навантаженням 40 МВт здійснюється по ЛЕП 110 кВ. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 120 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування об'єкту. 2. Електротехнічна частина. 3. АСУ ТП електричної станції. 4. Релейний захист та автоматика ГЕС. 5. Принцип роботи елегазового вимикача серії ВЕК-110Б. 6. Застосування елегазового комутаційного обладнання ГЕС. 7. Техніко-економічна частина. 8. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язку креслень) 2. Актуальність. 3. Головна схема електричних з'єднань станції План та розріз ВРП-330 кВ. 5. Схема установки постійного струму. 6. Релей захист ЛЕП-330 кВ. 7. Аналіз використання елегазового комутацій обладнання на ГЕС. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконан прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю.В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В. д.п.н., проф., зав. каф. БЖДПБ <i>Малогулко Ю.В.</i>		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	вс
2	Техніко-економічне обґрунтування об'єкту	27.09.23	08.10.23	вс
3	Електротехнічна частина	09.10.23	15.10.23	вс
4	АСУ ТП електричної станції	16.10.23	22.10.23	вс
5	Релейний захист та автоматика ГЕС	23.10.23	29.10.23	вс
6	Принцип роботи елегазового вимикача серії ВЕК-110Б	30.10.23	05.11.23	вс
7	Застосування елегазового комутаційного обладнання на ГЕС	06.11.23	12.11.23	вс
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	вс
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	вс

АНОТАЦІЯ

Гундერთайло В.В. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт із застосуванням елегазового комутаційного обладнання. Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця: ВНТУ, 2023. – 127 с., таблиць: 38, рисунків: 24, бібліографій: 24.

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 ВРП напругою 110 та 330 кВ, схеми власних потреб станції.

Розраховано струми короткого замикання, вибрано комутаційної апаратури та струмоведучих частин; розглянуто вибір вимірювальних трансформаторів – струму та напруги та вибір розрядників. В роботі також досліджено питання автоматичної системи управління ТП електричних станцій. В розділі релейного захисту та автоматики виконується розрахунок захисту лінії електропередач 330 кВ.

Досліджено принцип роботи елегазового вимикача серії ВЕК-110Б. В розділі охорони праці проаналізовано умови праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням елегазового вимикача, досліджено організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ, розраховане захисне обладнання.

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

ANNOTATION

Hundertaylo V. The electrical part of the 120 MW hydroelectric power station with the use of electric and gas switching equipment. Master's thesis - Vinnytsia: VNTU, 2023. - 127 pp., tables: 38, figures: 24, bibliographies: 24.

The master's thesis is devoted to research issues of hydroelectric power station design. In the work, the technical and economic substantiation of the object was performed, electrical load schedules were calculated and constructed, power equipment was selected, the structural diagram of the station, the 110 and 330 kV ODD diagram, and the station's own needs diagram were selected.

Short-circuit currents are calculated, switching equipment and current-carrying parts are selected; the choice of current and voltage measuring transformers and the choice of arresters are considered. The work also examines the issue of the automatic control system of TS of electric stations. In the section of relay protection and automation, the calculation of the protection of the 330 kV power transmission line is performed.

The principle of operation of the VEK-110B series electric and gas circuit breaker was studied. In the section on labor protection, the working conditions during the performance of works related to the installation and maintenance of electric and gas circuit breakers are analyzed, organizational and technical measures are studied, which achieve the safety of work with electric and gas circuit breakers at ODD-110 kV, protective equipment is calculated.

Keywords: hydroelectric power plant, electrical equipment, transformers, distribution devices, high-voltage switches, SF₆.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ANNOTATION

ВСТУП	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОБҐРУНТУВАННЯ ОБ'ЄКТУ	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	10
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	10
2.2 Вибір силового обладнання	16
2.3 Вибір структурної схеми станції	17
2.4 Вибір схем ВРП 110 та 330 кВ	23
2.5 Вибір схеми власних потреб станції	27
2.6 Розрахунок струмів КЗ	27
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	40
2.8 Вибір комутаційного обладнання	41
2.9 Вибір струмоведучих частин	42
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	51
2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів	53
2.12 Розрахунок грозозахисту ВРП-330 кВ	55
3 АСУ ТП ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ	58
3.1 Інформаційне забезпечення і комплекс технічних засобів АСУ ТП	59
ГЕС	
3.2 Переробка інформації на ГЕС	64
3.3 Кількість ієрархічних рівнів АСУ ТП ГЕС і комплекс технічних засобів	66
3.4 Структурна схема керування ГЕС за допомогою АСУ	67
3.5 Дослідження оптимального складу агрегатів і найвигіднішого розподілу навантаження між блоками ГЕС	71

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ГЕС	79
4.1 Вибір організаційної структури оперативного керування	79
4.2 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки, зв'язку	82
4.3 Вибір засобів захисту двигунів власних потреб	84
4.4 Захист збірних шин	84
4.5 Релейних захист гідрогенераторів	85
5 ПРИНЦИП РОБОТИ ЕЛЕГАЗОВОГО ВИМИКАЧА СЕРІЇ ВЕК-110Б	92
6 ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ НА ГЕС	96
7 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	101
7.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС	101
7.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	103
7.3 Аналіз отриманих результатів	107
8 ОХОРОНА ПРАЦІ	109
8.1 Задачі розділу	109
8.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача	110
8.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ	111
8.4 Метеорологічні умови	113
8.5 Склад повітря робочої зони	114
8.6 Розрахунок захисного заземлення	115
8.7 Пожежна безпека	118
ВИСНОВКИ	123
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	124
ДОДАТКИ	127

ВСТУП

ГЕС споруджується тільки для вироблення електроенергії або в складі водогосподарських комплексів, які однозначно вирішують задачі покращення пароплавання 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 через відсутність 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.

Розглядаючи проблеми електроенергетики на сучасному етапі її розвитку, слід відзначити, що на першому місці своєму значенню, складності і масштабності стоїть проблема забезпечення надійного та якісного енергозабезпечення в умовах ринку. Про це переконливо свідчать системні

аварії, які прокотилися по країнах Північної Америки, Західної та Східної в 2003-2005 роках.

Забезпечення стабільного функціонування ОЕС України в умовах недостатності маневрових генеруючих потужностей і високі доли базової потужності є одним із найбільш проблемних питань. Після введення в експлуатацію двох блоків по 1000 МВт на Хмельницькій і Рівненській АЕС базова потужність ще збільшилась, що ще більш ускладнило можливість сезонного і добового регулювання навантажень в ОЕС України і рішення проблеми істотного поліпшення структури генеруючих потужностей необхідне введення нових мобільних потужностей, забезпечення “живучості” ОЕС виконують ГЕС та ГАЕС, потужність яких зараз становить тільки 9% при необхідних 15-20% [1].

В умовах рівнинних річок можливості будівництва великих ГЕС в Україні практично вичерпані, тому подальший розвиток гідроенергетики пов'язаний саме з модернізацією існуючих гідроелектростанцій та спорудження ГАЕС. Тут слід відзначити позитивний досвід виконання першого етапу реабілітації ГЕС Дніпровського каскаду, в результаті якого модернізовано 16 гідроагрегатів, що дозволило на 88,1 МВт збільшити встановлену потужність, підвищити безпеку і надійність експлуатації та подовжити термін служби реабілітованого устаткування не менш, ніж 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 «ENTSO-E». Виконання цього завдання вимагає вирішення низки організаційно-технічних та науково-технічних проблем, які відповідають вимогам «ENTSO-E», 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. Системні аварії траплялися і в ОЕС України останніми роками, проте їх негативні наслідки були менш значними.

Слід зазначити, що розвиток і нормальне функціонування електроенергетики неможливе без розвитку власного енергомашинобудування і суміжних галузей промисловості, здатних забезпечити енергетику сучасним високоефективним 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. Лише на основі сучасного енергообладнання електроенергетику України можна вивести на світовий рівень, який би забезпечив високу ефективність, надійність і безпеку функціонування при екологічній сприятливості всього ПЕК України.

Мета і задачі дослідження: спроектувати електричну частину ГЕС потужністю 120 МВт із застосуванням елегазового комутаційного обладнання.

Об'єктом дослідження роботи є електрична частина ГЕС, а предметом дослідження використання нормативних документів в галузі електроенергетики.

Методи досліджень: розробка програм та проведення розрахунків за допомогою ПЕОМ.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОБҐРУНТУВАННЯ ОБ'ЄКТУ

Встановлена потужність генерації гідроелектростанцій за останні 5 років до повномасштабного вторгнення росії (2018-2022 рр.) становить 4,7-4,8 ГВт. Впродовж тижня 31 травня – 6 червня за оперативними даними виробництво електроенергії на гідроелектростанціях зросло більше ніж на 10% до 338,1 млн кВт·год, що відповідає 13% загального добового виробництва (минулого тижня – 11,8%).

Гідрогенерація є ключовим інструментом регулювання, який сьогодні забезпечують можливість інтеграції відновлювальних джерел енергії в енергосистему та дозволяють компенсувати різкозмінний (стохастичний) режим її роботи, надаючи енергосистемі маневрові потужності.

Низька платоспроможність вітчизняних споживачів, відсутність коштів у виробників на придбання палива призводять до лімітування споживання електроенергії по регіонах України та повного відключення постійних боржників та неплатників за спожиту електроенергію.

Головними проблемами енергетики є те, що більш ніж половину потужності, яка генерується, складають теплові електростанції (ТЕС), знос обладнання яких досягає 45%, а на деяких ТЕС до 90%, дефіцит органічного палива для виробництва тепла і електроенергії, значне скорочення виділення коштів і ресурсів на реконструкцію ТЕС. Виходом з цього положення є реконструкція існуючих та будівництво нових перспективних електростанцій.

Найдешевша електроенергія – це енергія, яка виробляється на гідроелектростанціях (ГЕС). Проектована ГЕС потужністю 120 МВт також зможе збільшити маневреність енергосистеми в цілому, заповнюючи піки графіків навантаження.

Електроенергетика України – високовиробничий комплекс виробництва і перетворення електроенергії. У наш час енергетика України переживає період великих структурних перетворень, докорінної зміни умов та розвитку.

Економічна криза в країні не могла не вплинути на розвиток економіки хоча б тому, що в цій галузі зосереджено майже 15% основних промислово-виробничих фондів народного господарства.

Відсутність засобів, застаріле обладнання, що вичерпало свій ресурс вимагає більш ґрунтовних досліджень перед прийняттям рішень про проектування електричних станцій. Слабкий енергетичний ринок і як наслідок дуже слабкий оборот капіталу вимагає дешеву електроенергію. Найдешевша електроенергія - це енергія яка виробляється на гідроелектростанціях (ГЕС). Проектована ГЕС потужністю 120 МВт може не тільки забезпечити електроенергією окремих споживачів, що розташовані поблизу, чи бути додатком теплових електростанцій, але і збільшити маневреність енергосистеми в цілому, заповнюючи піки графіків навантаження.

Незважаючи на те, що потужність проекрованої ГЕС не така вже велика вона може послужити непоганою підтримкою для системи в комплексі з іншими електростанціями, тому що через своїх порівняно невеликих розмірів може бути розміщена на досить невеликих річках.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи $P_{C\text{MAX}}$ та району $P_{P\text{MAX}}$.

При розрахунку величину втрат можна прийняти [1]:

$$\begin{aligned} \text{у мережах системи:} \quad & \Delta P_1'' = 0,02; \\ & \Delta P_2'' = 0,14; \\ \text{у мережах району:} \quad & \Delta P_1' = 0,01; \\ & \Delta P_2' = 0,06. \end{aligned}$$

Приведемо приклад розрахунку для інтервалу часу “0÷6” і багатоводному сезоні для місцевого району. Для всіх часових інтервалів і для всіх пір року розрахунки проводяться аналогічно. Всі розрахункові дані зводимо в таблицю 2.1.

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця споживання та витрат на власні потреби станції.

Розрахунок електричних навантажень здійснюється за наступним алгоритмом :

Навантаження місцевого району, МВт:

$$P_{pt} = P_{pt}' \cdot P_{p\text{max}} / 100; \quad (2.1)$$

де P_{pt}' - навантаження місцевого району, %; $P_{p\text{max}}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт;

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P_1' \cdot P_{p\text{max}}; \quad (2.2)$$

де $\Delta P_1' = 0.01$;

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P_2' \cdot (P_{pt}^2 / P_{p \max}); \quad (2.3)$$

де $\Delta P_2' = 0.06$;

Потужність, що віддається з шин станції в місцевий район, МВт:

$$P_{p \text{ відт}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.4)$$

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = P_{ct}' \cdot P_{c \max} / 100, \quad (2.5)$$

де P_{ct}' - потужність, яку споживає енергосистема, %; $P_{c \max}$ - максимальне навантаження системи, МВт;

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_1'' \cdot P_{c \max}; \quad (2.6)$$

де $\Delta P_1'' = 0.02$;

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P_c'' \cdot P_{ct}^2 / P_{c \max}; \quad (2.7)$$

де $\Delta P_c'' = 0.14$;

Потужність, яка віддається з шин станції в систему, МВт:

$$P_{c \text{ відт}} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (2.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{\text{вiдt}} = P_{\text{pвiдt}} + P_{\text{cвiдt}}; \quad (2.9)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби станції, МВт:

$$P_{\text{BПt}} = [0.4 + 0.6 \cdot (P_{\text{вiдt}} / P_{\text{вст}})] \cdot P_{\text{BП}}' \cdot P_{\text{вiдmax}} / 100; \quad (2.10)$$

де $P_{\text{вст}}$ - встановлена потужність станції, МВт; $P_{\text{вн}}'$ - максимальне навантаження власних потреб, %, по відношенню до встановленої потужності станції; $P_{\text{BП}}' = 7\%$; $P_{\text{вiдmax}}$ - максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт;

Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт:

$$P_{\text{вирt}} = P_{\text{вiдt}} + P_{\text{BПt}}; \quad (2.11)$$

Отже, проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 0-6 год. в зимовий період:

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = 0.01 \cdot 40 = 0.4 \text{ МВт.}$$

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = 0.06 \cdot (36^2 / 40) = 1.94 \text{ МВт.}$$

Потужність, що віддається з шин станції в місцевий район, МВт:

$$P_{\text{pвiдt}} = 36 + 0.4 + 1.944 = 38.344 \text{ МВт.}$$

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = 0.02 \cdot 60 = 1.2 \text{ МВт.}$$

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = 0.14 \cdot 54^2 / 60 = 6.8 \text{ МВт.}$$

Потужність, яка віддається з шин станції в систему, МВт:

$$P_{\text{cвiдt}} = 54 + 1.2 + 6.8 = 62 \text{ МВт.}$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{\text{вiдt}} = 38.344 + 62.004 = 100.35 \text{ МВт.}$$

Потужність, що витрачається на власні потреби станції, МВт:

$$P_{вирт} = (0.4 + 0.6 \cdot (100.348 / 120)) \cdot 2 \cdot 42.8 / 100 = 0.77 \text{ МВт.}$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт:

$$P_{вирт} = 100.348 + 0.77 = 101.12 \text{ МВт.}$$

Максимальне навантаження станції: 112,4 МВт.

За даними розрахунків будуюмо графіки навантажень, приймаючи тривалість багатоводного 90 діб, а маловодного періоду - 275 діб.

Таблиця 2.1- Дані розрахунків по графіках навантаження

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Багатовод.	90	90	100	100	100	100	90	90
	Маловод.	20	20	40	40	40	40	30	30
Навантаження місцевого району, МВт	Багатовод.	36,00	36,00	40,00	40,00	40,00	40,00	36,00	36,00
	Маловод.	8,00	8,00	16,00	16,00	16,00	16,00	12,00	12,00
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Багатовод.	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
	Маловод.	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Багатовод.	1,94	1,94	2,40	2,40	2,40	2,40	1,94	1,94
	Маловод.	0,10	0,10	0,38	0,38	0,38	0,38	0,22	0,22
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Багатовод.	38,34	38,34	42,80	42,80	42,80	42,80	38,34	38,34
	Маловод.	8,50	8,50	16,78	16,78	16,78	16,78	12,62	12,62
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Багатовод.	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
	Маловод.	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Багатовод.	6,80	6,80	8,40	8,40	8,40	8,40	6,80	6,80
	Маловод.	0,34	0,34	1,34	1,34	1,34	1,34	0,76	0,76
Потужність, що віддається в систему, %	Багатовод.	90	90	100	100	100	100	90	90
	Маловод.	20	20	40	40	40	40	30	30
Навантаження системи, МВт	Багатовод.	54,00	54,00	60,00	60,00	60,00	60,00	54,00	54,00
	Маловод.	12,00	12,00	24,00	24,00	24,00	24,00	18,00	18,00
Потужність, що віддається в систему, МВт	Багатовод.	62,00	62,00	69,60	69,60	69,60	69,60	62,00	62,00
	Маловод.	13,54	13,54	26,54	26,54	26,54	26,54	19,96	19,96
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	Багатовод.	100,35	100,35	112,40	112,40	112,40	112,40	100,35	100,35
	Маловод.	22,03	22,03	43,33	43,33	43,33	43,33	32,57	32,57
Витрати на власні потреби, МВт	Багатовод.	2,03	2,03	2,16	2,16	2,16	2,16	2,03	2,03
	Маловод.	0,44	0,44	0,53	0,53	0,53	0,53	0,37	0,37
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Багатовод.	102,38	102,38	114,56	114,56	114,56	114,56	102,38	102,38
	Маловод.	22,47	22,47	43,86	43,86	43,86	43,86	32,94	32,94

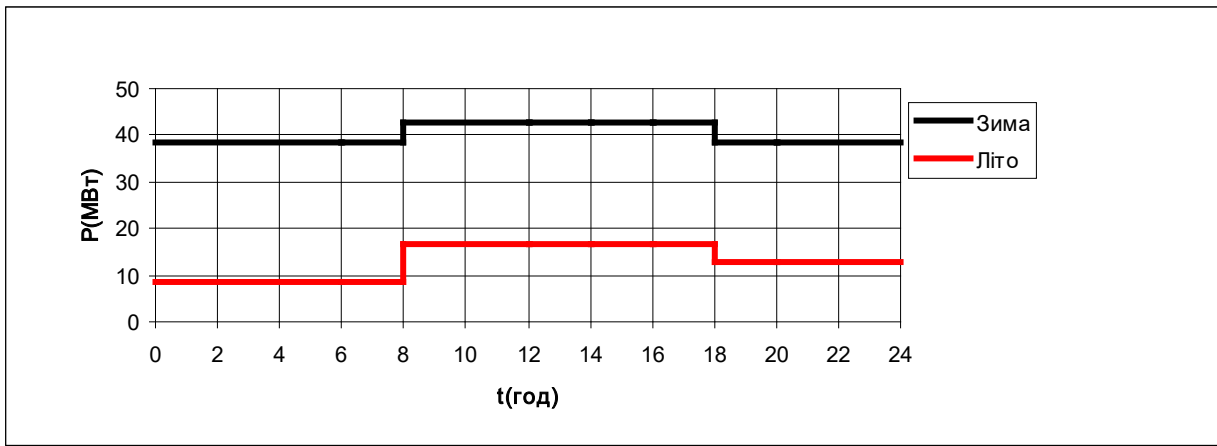


Рисунок 2.1 - Потужність, яка віддається в місцевий район

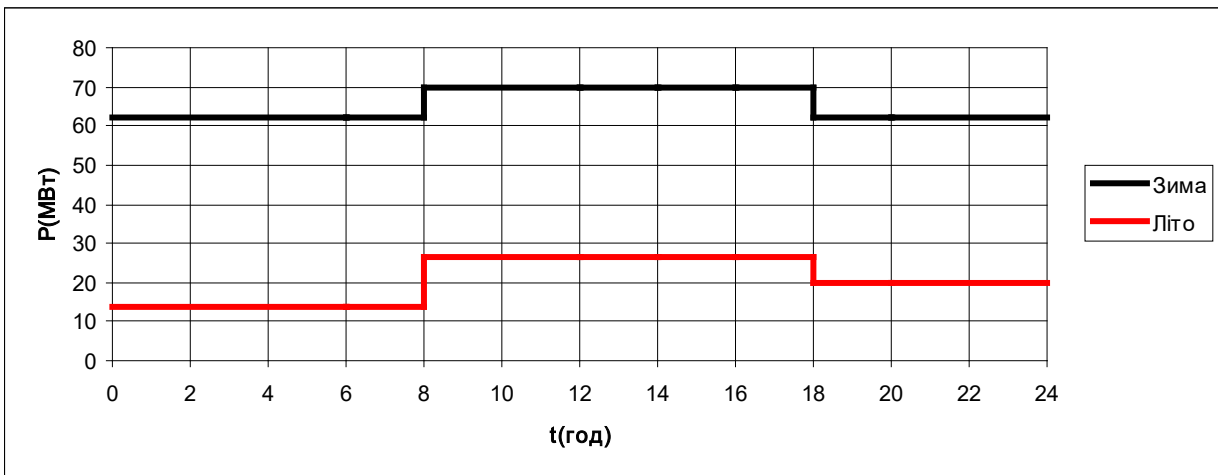


Рисунок 2.2 - Потужність, яка віддається в систему

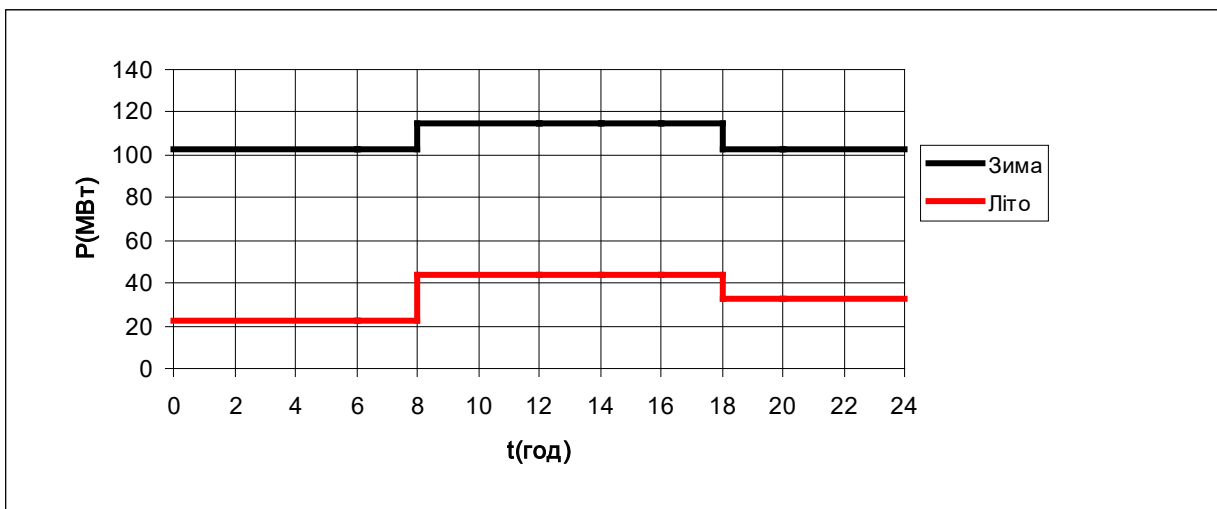


Рисунок 2.3 - Потужність, яка виробляється генераторами

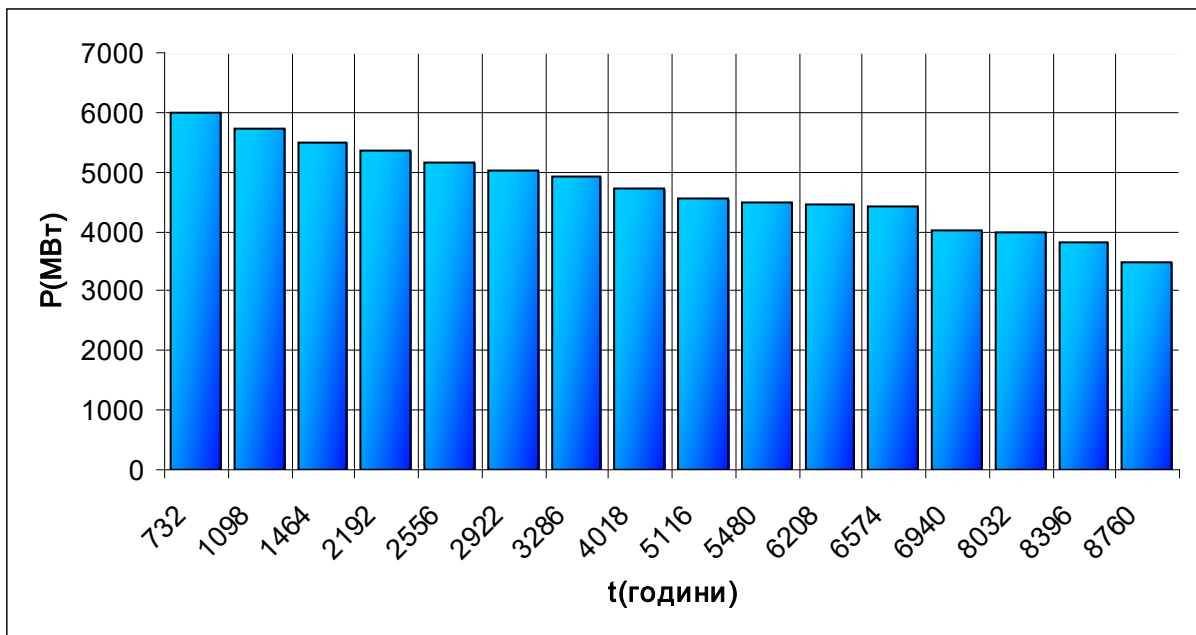


Рисунок 2.4 - Річний графік за тривалістю навантаження

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

- Максимальне навантаження станції $P_{\max} = 112.4$, МВт;

- Річний виробіток електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}i} \cdot t_i; \quad (2.12)$$

$$E_p = (102.4 \cdot 6 + (114.5 + 102.4) \cdot 4 + (102.4 + 114.5 + 114.5 + 102.4 + 102.4)) \cdot 90 + \\ + (22.47 \cdot 6 + 43.86 + 32.94) \cdot 4 + (22.47 + 43.86 + 43.86 + 32.94 + 32.94) \cdot 275 = 448290 (\text{МВт} \cdot \text{год})$$

- Установлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 120 \text{ МВт}; \quad (2.13)$$

- Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{T}; \quad (2.14)$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{448290}{8760} = 51.17, \text{ МВт};$$

- Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}; \quad (2.15)$$

$$K_3 = \frac{51.17}{112.4} = 0.46 \text{ МВт};$$

- Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_6 = \frac{P_{cp}}{P_{\text{вст}}}; \quad (2.16)$$

$$K_6 = \frac{51.17}{120} = 0.43 \text{ МВт};$$

- Число годин використання максимальної потужності:

$$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}; \quad (2.17)$$

$$T_{\max} = \frac{448290}{112.4} = 3988.35 \text{ МВт};$$

- Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}; \quad (2.18)$$

$$T_{\text{вст}} = \frac{448290}{120} = 3735.75 \text{ МВт};$$

- Коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}; \quad (2.19)$$

$$K_{\text{рез}} = \frac{120}{112.4} = 1,07.$$

2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики гідрогенераторів [3]:

Марка	Потужність		U_H , кВ	I_H , кА	$\cos\varphi_H$	x''_d
	S , МВА	P , МВт				
СВ-1100/145-88	50	40	15,75	1,83	0,8	0,23

2.3 Вибір структурної схеми станції

Визначимо кількість ЛЕП, які відходять від РУ різних напруг:

$$n_c = \frac{P_{c.\max}}{P_{cp}}; \quad (2.20)$$

$$n_{mp} = \frac{P_{m.p.\max}}{P_{cp}}, \quad (2.21)$$

де P_{cp} – максимально можлива потужність, яку може передати одна ЛЕП [1];

Значення P_{cp} – пропускної здатності ЛЕП – беремо з [1, табл. 2.1]. P_{max} – максимальна потужність, що віддається з РУ по всіх ЛЕП.

Для РУ-330 кВ: $P_{max\ c} = 69,6$ МВт,

$$n = \frac{69,6}{400} + 1 = 1,174 \approx 2 \text{ ліній}.$$

Для РУ-110 кВ: $P_{max\ p} = 42,8$ МВт,

$$n = \frac{42,8}{50} + 1 = 1,856 \approx 2 \text{ ліній}.$$

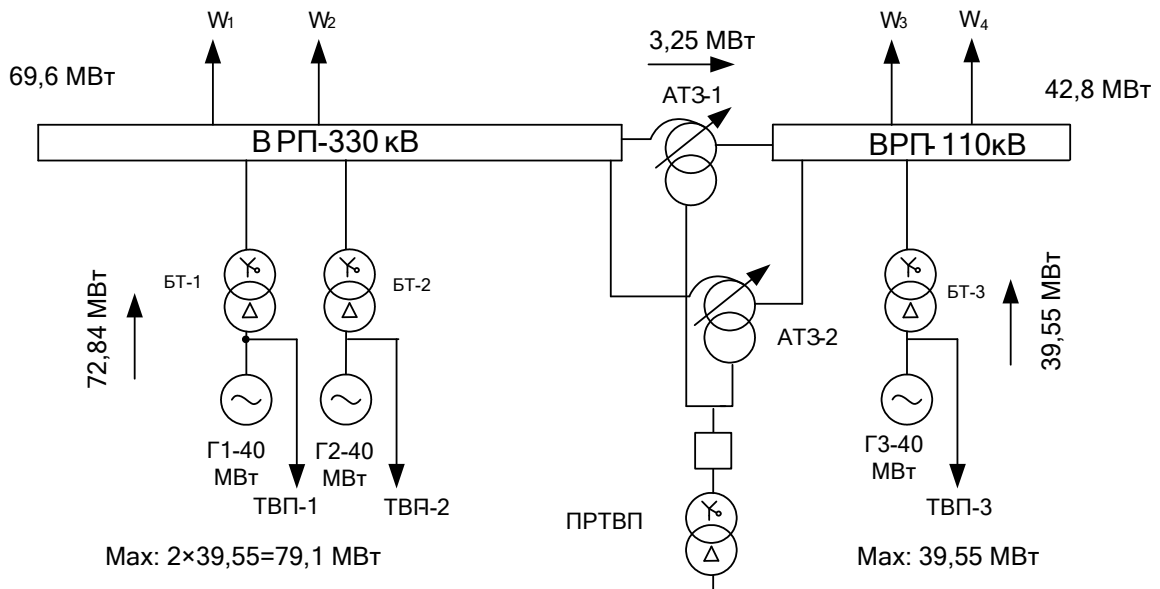


Рисунок 2.5, а - Структурна схема станції (І варіант)

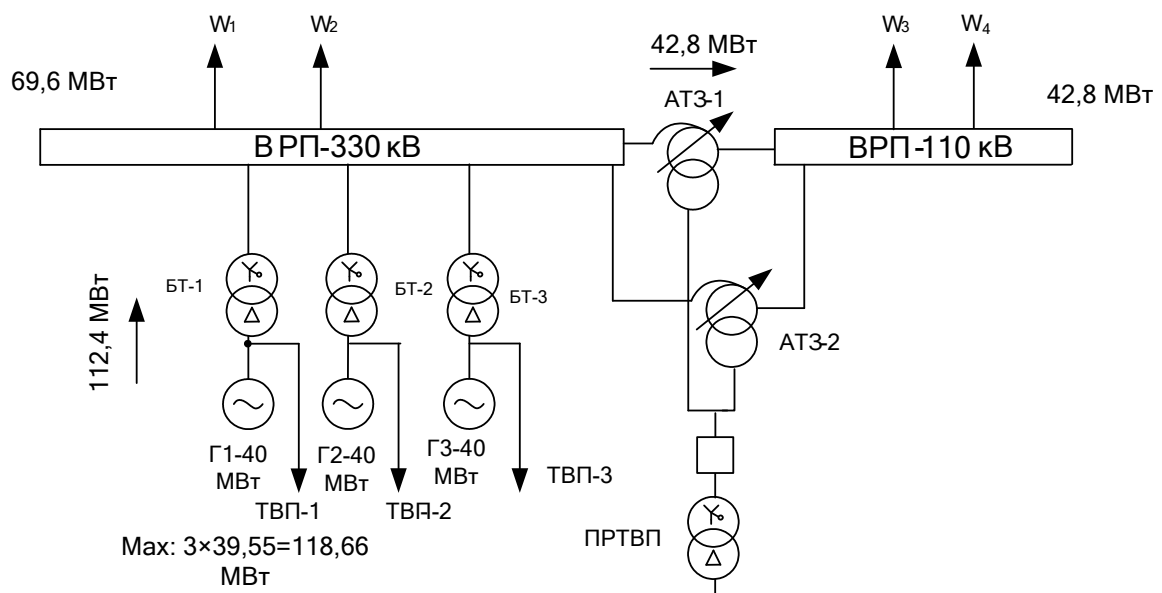


Рисунок 2.5, б - Структурна схема станції (II варіант)

Вибір блочних трансформаторів

Для блоку СВ-1100/145-88 (сторона 330 кВ):

$$S_{ном.т} \geq 50 \cdot (1 - 0,02) = 49 \text{ МВА.}$$

Вибираємо трансформатор ТРДЦН-63000/330 [2].

Для блоку СВ-1100/145-88 (сторона 110 кВ):

Вибираємо трансформатор ТРДН-63000/110, [2].

Основні характеристики блочних трансформаторів приведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики блочних трансформаторів

Позначення на схемі	Тип	S _{НОМ} , МВА	Напруга обмотки, кВ		P _Х , кВт	P _К , кВт	U _К , %	I _Х , %
			ВН	НН				
I варіант								
БТ-1-2	ТРДЦН-63000/330	63	347	15,75	100	230	11	0,8
БТ-3	ТРДН-63000/110	63	115	15,75	50	245	10,5	0,5
II варіант								
БТ-1,2,3	ТРДЦН-63000/330	63	347	15,75	70	265	11	0,8

Вибір робочих трансформаторів власних потреб

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,02 \cdot 40 \cdot 0,7 = 0,56 \text{ МВА};$$

Вибираємо ТСЗ-630/15. Основні технічні характеристики цих трансформаторів заносимо в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 - Технічні характеристики робочих трансформаторів власних потреб

Позначення на схемі	Тип	S _{НОМ} , кВА	Напруга обмотки, кВ		P _Х , кВт	P _К , кВт	U _К , %	I _Х , %
			ВН	НН				
I, II варіант								
ТВП-1,2,3	ТСЗ-630/15	630	15,75	0,4	2300	8700	8	2

Вибір автотрансформаторів зв'язку

I варіант:

$$S_{p.\text{max}} = 50 - 0,56 - 42,8/0,8 = -4,06 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.\text{min}} = 50 - 0,56 - 38,34/0,8 = 1,51 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.\text{ав}} = -0,56 - 42,8/0,8 = -54,06 \text{ (МВА)}.$$

$$S'_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{p.\text{max}}| / 1,4 = 4,06 / 1,4 = 2,9 \text{ (МВА)};$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{p.\text{min}}| / 1,4 = 1,51 / 1,4 = 1,08 \text{ (МВА)};$$

$$S'''_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{p.\text{ав}}| / 2 = 54,06 / 2 = 27,03 \text{ (МВА)}.$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} = 27,03 \text{ МВА}.$$

Вибираємо автотрансформатор 2×АТДЦТН-63000/330/110 [2]. Технічні характеристики автотрансформатора приведені в табл. 2.7.

II варіант:

$$S_{p.\text{max}} = 0 - 42,8/0,8 = -53,5 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.\text{min}} = 0 - 38,34/0,8 = -47,9 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.\text{ав}} = -0,56 - 42,8/0,8 = -54,06 \text{ (МВА)}.$$

$$S'_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{\text{p.max}}| / 1,4 = -53,5 / 1,4 = 38,21 \text{ (МВА)};$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{\text{p.min}}| / 1,4 = -47,9 / 1,4 = 34,2 \text{ (МВА)};$$

$$S'''_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{\text{p.ав}}| / 2 = 54,06 / 2 = 27,03 \text{ (МВА)}.$$

$$S'_{\text{НОМ.Т}} = 38,21 \text{ МВА.}$$

Вибираємо автотрансформатор 2×АТДЦТН-63000/330/110 [2]. Технічні характеристики автотрансформатора приведені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Технічні характеристики автотрансформаторів

Тип	S _{НОМ} , МВА	Напруга обмотки, кВ			P _Х , кВт	P _к , кВт	U _к , %			I _х , %
		ВН	СН	НН			ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
I,II варіант										
2×АТДЦТН- 63000/330/110	63	330	115	6,3	60	280	10	32	21,5	0,6

Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП розр}}; \quad (2.22)$$

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot 0,56 = 0,728 \text{ МВА}$$

ПРТВП приєднуємо до автотрансформаторів (див. 2.5 а, 2.5 б). Вибираємо трансформатор ТСЗС-1000/10 [2].

Таблиця 2.8 - Технічні характеристики ПРТВП

Призначення	Тип	S _{НОМ} , МВА	Напруга обмотки, кВ		P _Х , кВт	P _к , кВт	U _к , %	I _к , %
			ВН	НН				
ПРТВП	ТСЗС-1000/10	1	6,3	0,4	3	12	8	2

Техніко-економічне порівняння структурних схем станції

Вибір структурної схеми КЕС здійснюємо за приведеними затратами [2]:

$$Z = p_n \cdot K + U, \quad (2.23)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн.

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.24)$$

де $a = 8,4\%$ - норма відрахувань на амортизацію та експлуатацію [3];

$B = 4,04$ коп/кВт·год – вартість втрат електроенергії;

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

Таблиця 2.9 - Розрахунки капіталовкладень

Обладнання	Вартість одиниці, тис. грн.	Варіанти			
		I		II	
		кількість	загальна вартість	кількість	загальна вартість
ТРДЦН-63000/330	1348	2	2696	3	4044
ТРДН-63000/110	687	1	687	0	0
Вимикачі 330 кВ повітряні (схема 3/2)	212	9	1908	11	2332
Вимикачі 110 кВ повітряні (дві робочі з обхідною)	80	6	480	5	400
АТДЦТН- 63000/330/110	1393	2	2786	2	2786
Всього, тис.грн.			8557		9562

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

Варіант I:

$$W_{\text{BT}} = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 230 \cdot \left(\frac{91,06}{63}\right)^2 \cdot 2394,6 + 1 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 245 \cdot \left(\frac{49,44}{63}\right)^2 \cdot 2391,38 = 2688568,67 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\text{AT3 1,2}} = 2 \cdot 60 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 280 \cdot \left(\frac{4,06}{63}\right)^2 \cdot 2394,6 = 1051200,58 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma I} = W_{\text{BT}} + \Delta W_{\text{AT3 1,2}} = 2688568,67 + 1051200,58 = 4177821,37 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

$$U^I = \frac{8,4}{100} \cdot 8557 + 4,04 \cdot 4177821,37 \cdot 10^{-5} = 887,57 \text{ (тис. грн.)}$$

$$Z^I = 0,12 \cdot 8557 + 887,57 = 1914,41 \text{ (тис. грн.)}$$

Варіант II:

$$W_{\text{BT}} = 3 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 230 \cdot \left(\frac{46,8}{63}\right)^2 \cdot 2394,6 = 1401738,92 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\text{AT3 1,2}} = 2 \cdot 60 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 280 \cdot \left(\frac{53,5}{63}\right)^2 \cdot 2394,6 = 1051300,96 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma II} = W_{\text{BT}} + \Delta W_{\text{AT3 1,2}} = 1401738,92 + 1051300,96 = 2955481,91 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

$$U^{II} = \frac{8,4}{100} \cdot 9562 + 4,04 \cdot 2955481,91 \cdot 10^{-5} = 922,61 \text{ (тис. грн.)}$$

$$Z^{II} = 0,12 \cdot 9562 + 922,61 = 2070,05 \text{ (тис. грн.)}$$

В даному випадку різниця затрат відрізняється більше, ніж на 5% (в даному випадку різниця в вартості I і II варіантів складає 7,52 %). Тому обираємо I-ий варіант.

2.4 Вибір схем ВРУ 110 та 330 кВ

Для ВРУ-110 кВ приймаємо типову схему: «дві робочі та обхідна система збірних шин», а для ВРУ-330 кВ намічаємо два варіанта схем:

- а) схема «4/3»;
- б) схема «3/2».

Схему вибираємо за приведеними затратами [2]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.25)$$

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

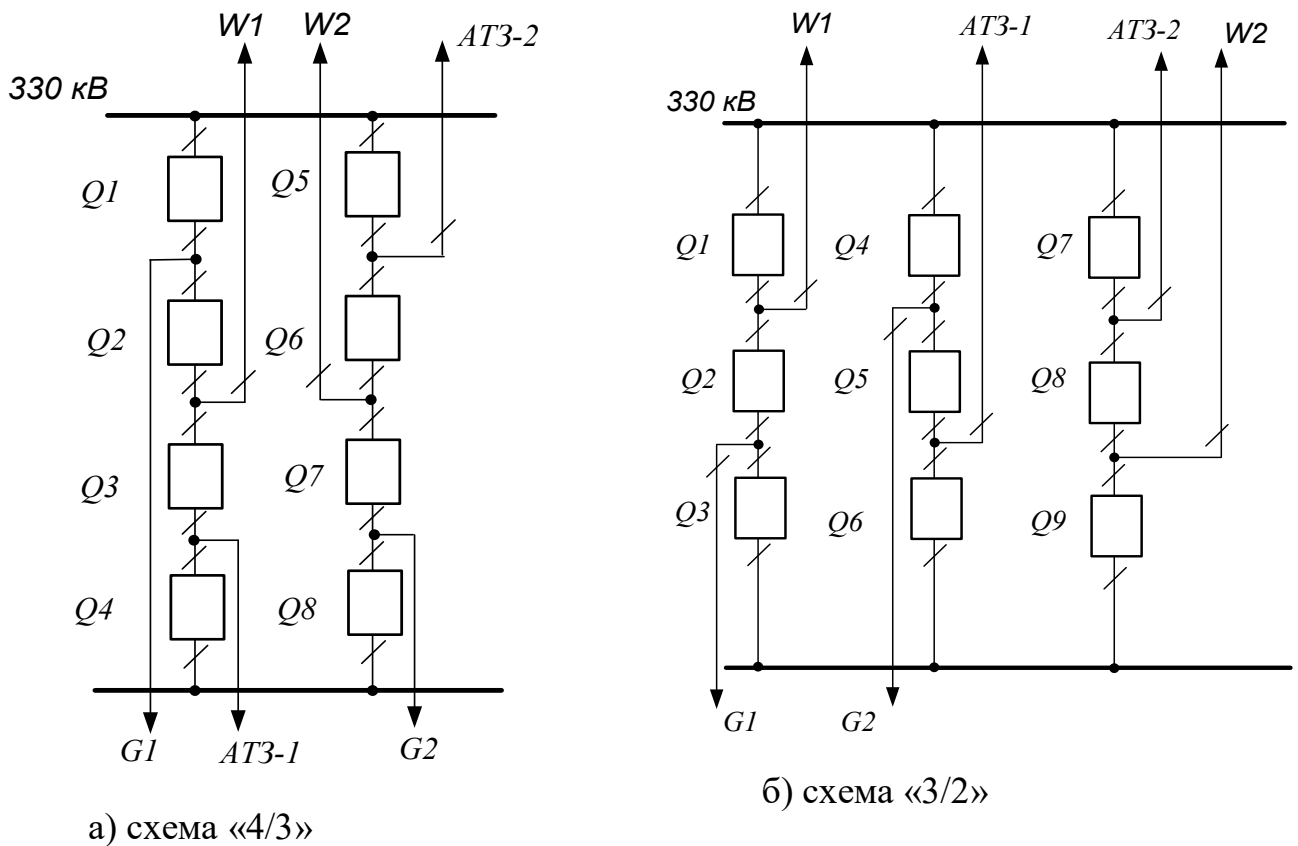


Рисунок 2.6 – Варіанти схем ВРУ-330 кВ

$$M(Z) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i, \quad (2.25)$$

де $y_0 = 3,03$ грн/кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

w_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

P_i – втрачаємо потужність, МВт;

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

Таблиця 2.9 – Показники надійності вимикачів

Напруга кВ	Тип вимикача	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновл. T_B , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривал. план. ремонту, T_P , год
		ω_1	ω_2			
330	повітрян.	0,03	0,01	200	0,3	350

Таблиця 2.10 – Дані для розрахунку надійності схем ВРУ – 330 кВ

Параметр	Числове значення для варіанта	
	I	II
n_K , ШТ	8	9
$w_{ГВ}$, 1/рік	0,018	0,018
$w_{ЛВ}$, 1/рік	0,0252	0,0252
K_p	0,01199	0,01199
K_o	0,90411	0,89212
T_o , ГОД	1	1
$T_{ВП}$, ГОД	100	100

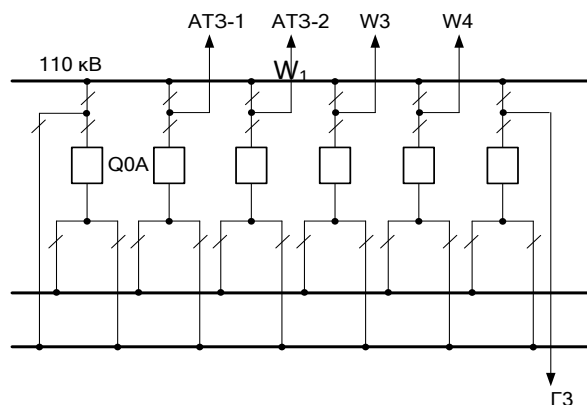


Рисунок 2.7 – Схема ВРУ-110 кВ

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (I варіант)

Елем-т, що відм-в	ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення							
		$K_0=0,90411$	$K_p = 0,01199$						
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7
Q_1 Г	0,018	G-T ₀	-	G-T ₀ G-T _{вн}	W, G-T ₀ D(G,W)-	G-T ₀	G,AT-T ₀	G-T ₀ D(AT,W)-	G-T ₀ D(G,AT,W)
Q_2 Л	0,025	G,W-T ₀	G,W-T ₀ G-T _{вн}	-	G,W-T ₀ W-T _{вн}	G,W-T ₀ D(AT,W)-T _{вн}	G,W-T ₀	G,W-T ₀	G,W-T ₀
Q_3 Л	0,025	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀ D(G,W)-	W, AT-T ₀ W-T _{вн}	-	W, AT-T ₀ AT-T _{вн}	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀
Q_4 Г	0,018	AT-T ₀	AT-T ₀ D(G,AT,W)	AT-T ₀ D(AT,W)-	AT-T ₀ AT-T _{вн}	-	AT-T ₀ D(G,AT,W)	AT-T ₀ D(G,W-T _{вн})	AT-T ₀
Q_5 Г	0,018	AT-T ₀	AT-T ₀	AT-T ₀ G-T _{вн}	AT-T ₀ D(G,W)-	AT-T ₀ D(G,AT,W)	-	AT-T ₀ AT-T _{вн}	AT-T ₀ D(G,AT,W)
Q_6 Л	0,025	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀	G,W, AT-T ₀ D(G,W)-T _{вн}	G,W, AT-T ₀ D(G,AT)-T _{вн}	G,W, AT-T ₀ D(G,W)-	W, AT-T ₀ AT-T _{вн}	-	W, AT-T ₀ W-T _{вн}
Q_7 Л	0,025	G, W-T ₀	G,W-T ₀ G, W-T _{вн}	G,W + D(G,AT)-	G,W,AT-T ₀	G,W-T ₀ G-T _{вн}	G,W,AT-T ₀ T ₀	G,W-T ₀ W-T _{вн}	-
Q_8 Г	0,018	G-T ₀	G-T ₀ D(G,AT,W)-	G-T ₀ D(AT,W)-	G,AT-T ₀ AT-T _{вн}	G-T ₀	G,AT,W-T ₀	G-T ₀ D(G,W)-	G-T ₀ G-T _{вн}

Таблиця 2.13 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I варіант						
G, G+W, G +AT, G + AT+W	33,29	1	2	2	13	16
	33,29	100	-	-	4	4
D(G,AT)	30,04	1	-	-	-	-
	30,04	100	-	-	-	2
G,W + D(G,AT)	69,6	1	-	-	-	1
	69,6	100	-	-	-	-
II варіант						
G, G+W, G +AT, G +2AT, G + AT+W	33,29	1	3	1	24	11
	33,29	100	-	-	3	1
D(G,AT), D(G,2AT)	30,04	1	-	-	2	2
	30,04	100	-	-	2	-

Збиток від перерви енергопостачання:

$$\begin{aligned}
 M(3)_I &= 3,03 \cdot [0,90411 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 33,29 \cdot (0,018 + 0,025) + \\
 &0,01199 \cdot (33,29 \cdot (1 \cdot 13 \cdot 0,018 + 1 \cdot 16 \cdot 0,025 + 100 \cdot 4 \cdot (0,018 + 0,025)) + \\
 &+ 30,04 \cdot 0,025 \cdot 100 \cdot 2 + 69,6 \cdot 0,025 \cdot 1 \cdot 1] = 35,1 \text{ тис. грн;} \\
 M(3)_{II} &= 3,03 \cdot [0,90411 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 33,29 \cdot (3 \cdot 0,018 + 1 \cdot 0,025) + \\
 &0,01199 \cdot 33,29 \cdot (1 \cdot 24 \cdot 0,018 + 1 \cdot 11 \cdot 0,025 + 100 \cdot (3 \cdot 0,018 + 1 \cdot 0,025)) + 30,04 \cdot 1 \cdot 2 \cdot (0,018 \\
 &+ 0,025) + 30,04 \cdot 0,018 \cdot 100 \cdot 2] = 21,6 \text{ тис. грн;}
 \end{aligned}$$

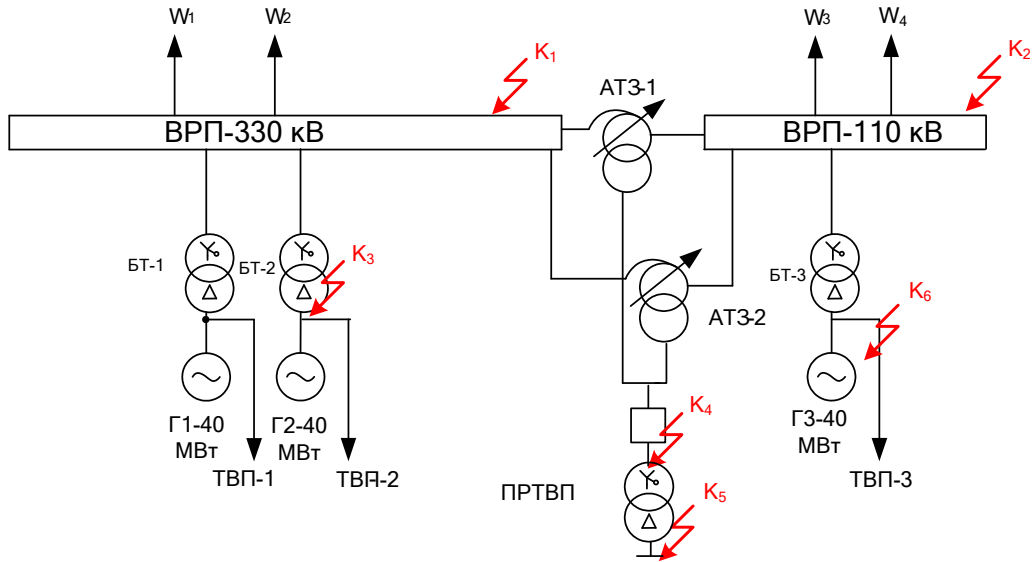


Рисунок 2.9 Розрахункова схема установки

Електрична схема заміщення

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:
$$x^*_c = x^*_{cном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,12 \cdot \frac{1000}{22000} = 0,00545;$$

- ПЛЕП 330 кВ:
$$x^*_{л1} = x_{лнм} \cdot l \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,32 \cdot 120 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,332;$$

- БТ1-2:
$$x^*_{бт1} = x^*_{бт2} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,746;$$

- БТ3:
$$x^*_{бт3} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,667;$$

- генераторів 1-3:
$$x^*_{г1} = x^*_{г2} = x^*_{г3} = x''_{d*ном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,23 \cdot \frac{1000 \cdot 0,8}{40} = 4,6;$$

- ТВП1-2:
$$x^*_{твп1} = x^*_{твп2} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,13;$$

- ТВП3:
$$x^*_{твп3} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,738;$$

- ПРТВП:
$$x^*_{\text{ПРТВП}} = \frac{u_{\text{кв-н}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{1} = 80;$$

- АТЗ:

$$u_{\text{кВ}}\% = 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-н}}\% + u_{\text{кВ-с}}\% - u_{\text{кС-н}}\%) = 0,5 \cdot (32 - 10 + 21,5) = 10,25\%;$$

$$u_{\text{кС}}\% = 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-с}}\% + u_{\text{кС-н}}\% - u_{\text{кВ-н}}\%) = 0,5 \cdot (-32 + 10 + 21,5) = -0,25\%;$$

$$u_{\text{кН}}\% = 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-н}}\% + u_{\text{кС-н}}\% - u_{\text{кВ-с}}\%) = 0,5 \cdot (32 + 10 - 21,5) = 24,75\%.$$

$$x^*_{\text{ВН АТ}} = \frac{u_{\text{кВ}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,25}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,627;$$

$$x^*_{\text{СН АТ}} = 0;$$

$$x^*_{\text{НН АТ}} = \frac{u_{\text{кН}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,452.$$

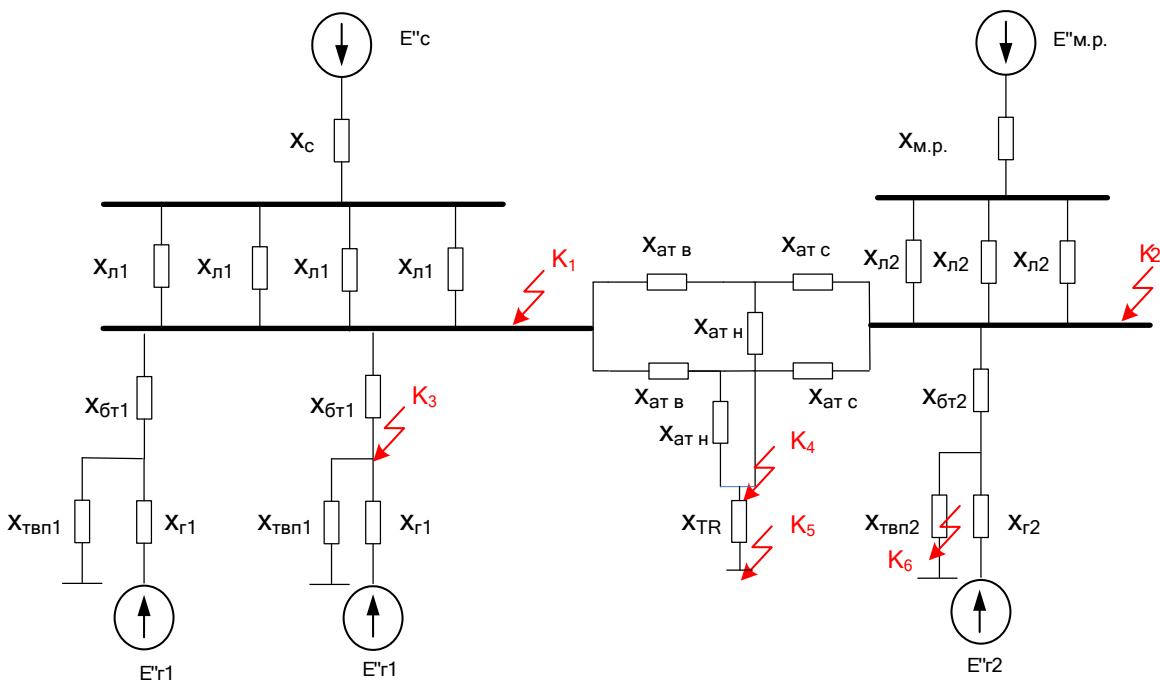


Рисунок 2.10, а - Електрична схема заміщення

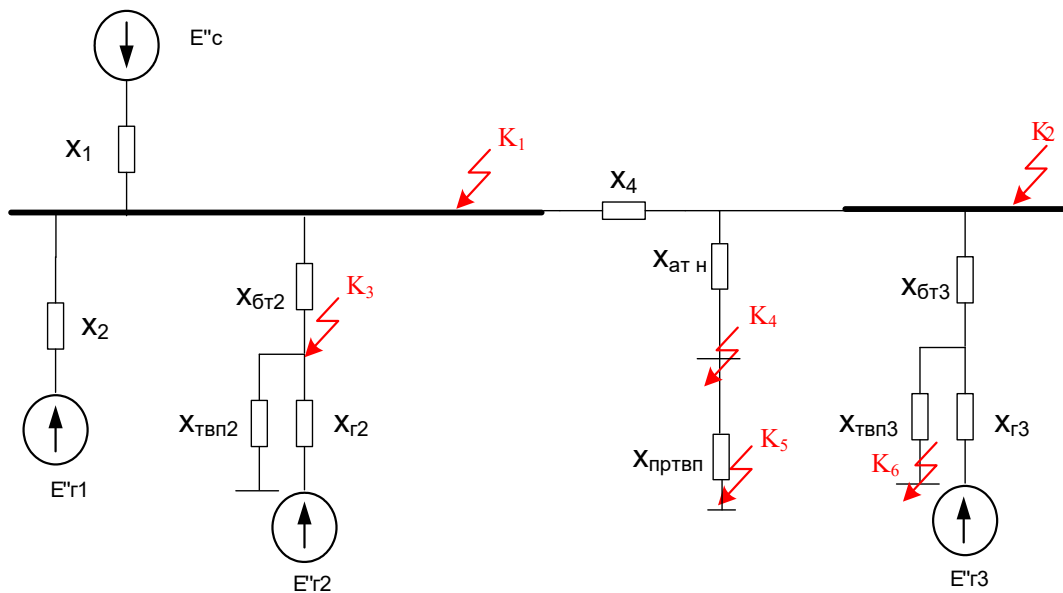


Рисунок 2.10, б - Електрична схема заміщення

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

К₁ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 (рис.2.10, а). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.11).

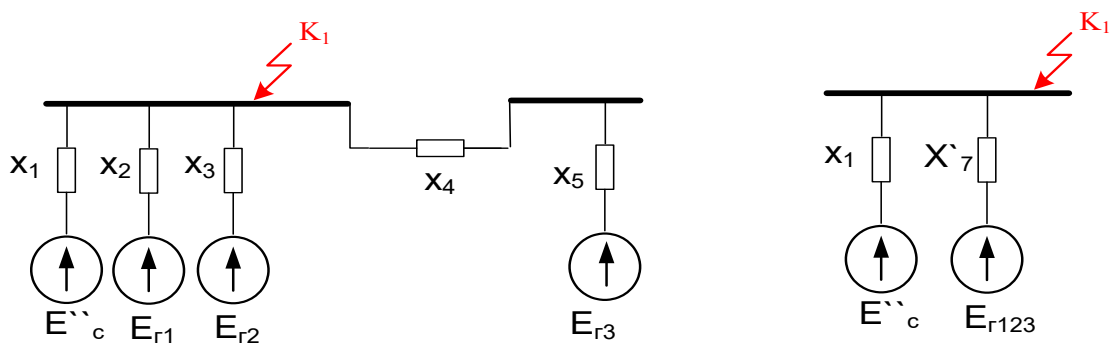


Рисунок 2.11 – Спрощений вигляд розрахункової схеми

$$X_{*1} = X_{*c} + \frac{X_{*e1}}{2} = 0,00545 + \frac{0,332}{2} = 0,172;$$

$$X_{*2} = X_{*r1} + X_{*бт1} = 4,6 + 1,746 = 6,346; \quad X_{*2} = X_{*3}$$

$$X_{*4} = X_{*ВН АТ}/2 = 1,627/2 = 0,813;$$

$$X_{*5} = X_{*r3} + X_{*бт3} = 4,6 + 1,667 = 6,267;$$

$$x_{*6} = \frac{x_{*2} \cdot x_{*3}}{x_{*2} + x_{*3}} = \frac{6,346 \cdot 6,346}{6,346 + 6,346} = 3,173;$$

$$x_{*7} = x_{*4} + x_{*5} = 0,813 + 6,267 = 7,08;$$

$$x'_{*7} = \frac{x_{*7} \cdot x_{*6}}{x_{*7} + x_{*6}} = \frac{7,08 \cdot 3,173}{7,08 + 3,173} = 2,191;$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{\bar{o}}}{x_1} = \frac{1 \cdot 1,698}{0,172} = 9,899 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G123}} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x'_7} = \frac{1,13 \cdot 1,698}{2,191} = 0,876 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки K_2 :

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

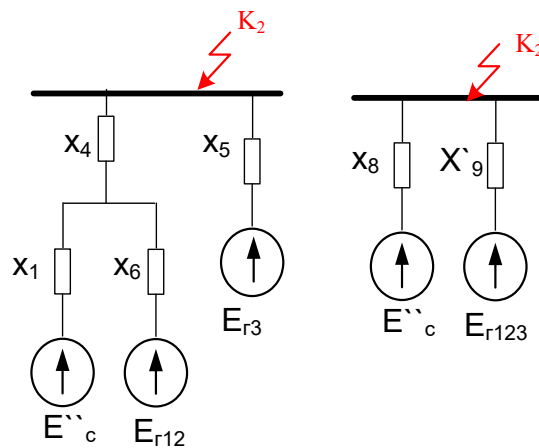


Рисунок 2.12 - Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2

$$x_{*\Delta} = x_{*4} \cdot (x_{*1} + x_{*6}) = 0,813 \cdot (0,172 + 3,173) = 2,721;$$

$$x_{*8} = x_{*1} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*6}} = 0,172 + \frac{2,721}{3,173} = 1,029; \quad x_{*9} = x_{*6} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*1}} = 3,173 + \frac{2,721}{0,172} = 19,033;$$

$$x'_{*9} = \frac{x_{*9} \cdot x_{*5}}{x_{*9} + x_{*5}} = \frac{6,267 \cdot 19,033}{6,267 + 19,033} = 4,714;$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)};$$

$$I_{по C} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{\delta}}{x_{*8}} = \frac{1 \cdot 5,02}{1,029} = 4,879 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G123} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\delta}}{x'_{*9}} = \frac{1,13 \cdot 5,02}{4,714} = 1,203 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки K_3 :

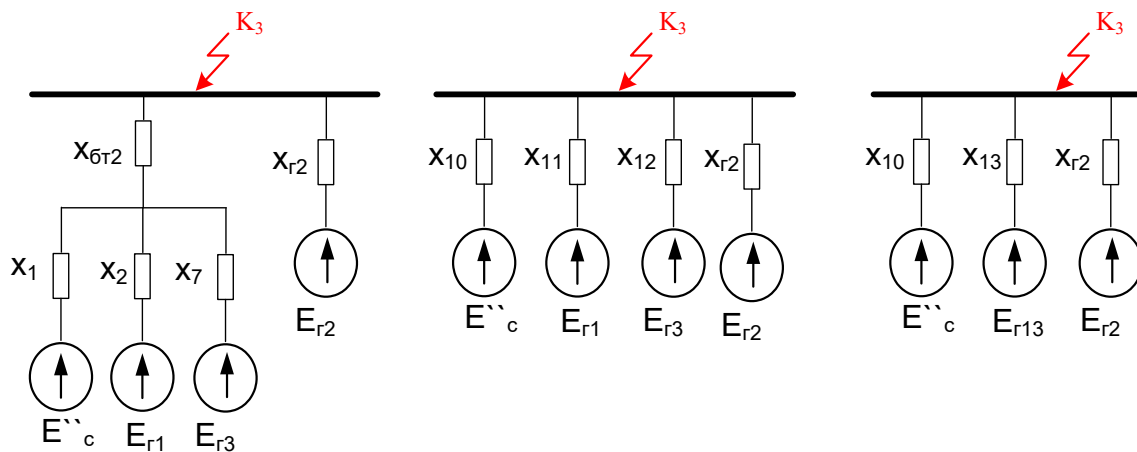


Рисунок 2.13 - Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_3

$$x_{*\Delta} = x_{*BT2} \cdot (x_{*1} \cdot x_{*2} + x_{*1} \cdot x_{*7} + x_{*2} \cdot x_{*7}) =$$

$$= 1,746 \cdot (0,172 \cdot 6,346 + 0,172 \cdot 7,08 + 6,346 \cdot 7,08) = 82,47;$$

$$x_{*10} = x_{*1} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*2} \cdot x_{*7}} = 0,172 + \frac{82,47}{6,346 \cdot 7,08} = 2,007;$$

$$x_{*11} = x_{*2} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*1} \cdot x_{*7}} = 6,346 + \frac{82,47}{0,172 \cdot 7,08} = 74,24;$$

$$x_{*12} = x_{*3} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*1} \cdot x_{*2}} = 7,08 + \frac{82,47}{0,172 \cdot 6,346} = 82,1;$$

$$x_{*13} = \frac{x_{*12} \cdot x_{*11}}{x_{*12} + x_{*11}} = \frac{82,1 \cdot 74,24}{82,1 + 74,24} = 38,99;$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,65 \text{ (кА)};$$

$$I_{по C} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{*10}} = \frac{1 \cdot 36,65}{2,007} = 18,26 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G13} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{*13}} = \frac{1,13 \cdot 36,65}{38,99} = 1,062 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G2} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{*Г2}} = \frac{1,13 \cdot 36,65}{4,6} = 9,005 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки **К₄**:

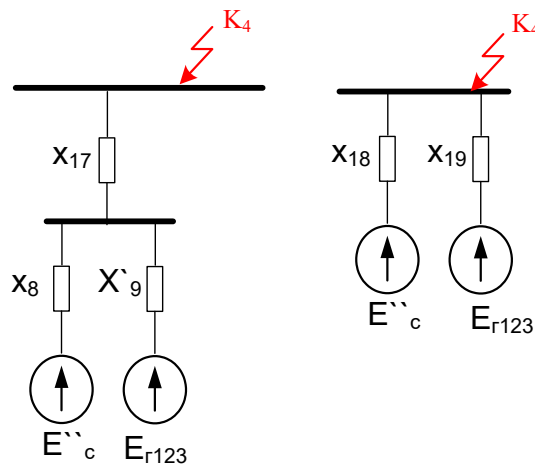


Рисунок 2.14 - Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₄

$$x_{*17} = x_{*HHAT} = 3,452;$$

$$x_{*\Delta} = x_{*17} \cdot (x_{*8} + x'_{*9}) = 3,452 \cdot (1,029 + 4,714) = 19,83;$$

$$x_{*18} = x_{*8} + \frac{x_{*\Delta}}{x'_{*9}} = 1,029 + \frac{19,83}{4,714} = 5,23;$$

$$x_{*19} = x'_{*9} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*8}} = 4,714 + \frac{19,83}{1,029} = 23,98;$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } C} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{*18}} = \frac{1 \cdot 91,64}{5,23} = 17,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } G123} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{*19}} = \frac{1,13 \cdot 91,64}{23,98} = 4,32 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_5}$

Індуктивний опір до зажимів вищої напруги трансформатора:

$$x_{CBH} = \frac{U_{C_BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по } 4\Sigma}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 21,82} = 0,167 \text{ (Ом)}$$

Приведемо к низької сторони:

$$X_{CHH} = 10^3 \cdot x_{CBH} \cdot \left(\frac{U_{TНН}}{U_{TBH}} \right)^2 = 10^3 \cdot 0,167 \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 0,672 \text{ (МОм)}$$

Повний, активний та індуктивний опори трансформатора:

$$Z_{\text{ПРТВИ}} = 10^4 \cdot U_K \cdot \frac{U_{TНН}^2}{S_{\text{Тном}}} = 10^4 \cdot 8 \cdot \frac{0,4^2}{1000} = 12,8 \text{ (МОм)}$$

$$R_{\text{ПРТВИ}} = 10^6 \cdot P_K \cdot \frac{U_{TНН}^2}{S_{\text{Тном}}^2} = 10^6 \cdot 12 \cdot \frac{0,4^2}{1000^2} = 1,92 \text{ (МОм)}$$

$$X_{\text{ПРТВИ}} = \sqrt{Z^2 - R^2} = \sqrt{12,8^2 - 1,92^2} = 12,66 \text{ (МОм)}$$

Виберемо шинопровід **ШМА-73** довжиною $l=12\text{м}$.

$$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А}; q_{\text{ном}}=2(90 \times 8) \text{ мм}^2; r_{\text{пит}}=0,031 \text{ МОм/м}; x_{\text{пит}}=0,017 \text{ МОм/м};$$

Опір шинопровода:

$$X_{\text{ш}} = X_{\text{пит}} \cdot l = 0,017 \cdot 12 = 0,204 \text{ (МОм)}$$

$$R_{\text{ш}} = R_{\text{пит}} \cdot l = 0,031 \cdot 12 = 0,372 \text{ (МОм)}$$

Сумарні опори:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{ш}} + X_{\text{ПРТВИ}} + X_{\text{CHH}} = 0,204 + 12,66 + 0,672 = 13,53 \text{ (МОм)}$$

$$R_{\Sigma} = R_{\text{ш}} + R_{\text{ПРТВИ}} = 0,372 + 1,92 = 2,29 \text{ (МОм)}$$

Розрахуємо струм при трифазному металевому КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{13,53^2 + 2,29^2}} = 16,82 \text{ (кА)}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_{\text{по}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 16,82 = 35,69 \text{ (кА)}$$

Підживлення місця КЗ ЕД напругою 0,4 кВ:

$$I_{\text{ПОД}} = 2,29 \cdot I_{\text{ПРТВП}_H} = 2,29 \cdot 1,44 = 3,3 \text{ (кА)}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}} = 3,22 \cdot I_{\text{ПРТВП}_H} = 3,22 \cdot 1,44 = 4,64 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{ПО}_\Sigma} = I_{\text{ПОД}} + I_{\text{ПОС}} = 3,3 + 16,82 = 20,13 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{у}_\Sigma} = i_{\text{уд}} + i_{\text{у}} = 4,65 + 35,69 = 40,34 \text{ (кА)}$$

Розрахунок точки $\boxed{\text{К}_6}$

Індуктивний опір до зажимів вищої напруги трансформатора:

$$x_{\text{СВН}} = \frac{U_{\text{С}_\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ПО}_\Sigma}} = \frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot 28,33} = 0,321 \text{ (Ом)}$$

Приведемо к низької сторони:

$$X_{\text{СНН}} = 10^3 \cdot x_{\text{СВН}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ТНН}}}{U_{\text{ТВН}}} \right)^2 = 10^3 \cdot 0,321 \cdot \left(\frac{0,4}{15,75} \right)^2 = 0,207 \text{ (мОм)}$$

Повний, активний та індуктивний опори трансформатора:

$$Z_{\text{ТВП}} = 10^4 \cdot U_{\text{К}} \cdot \frac{U_{\text{ТНН}}^2}{S_{\text{Тном}}} = 10^4 \cdot 8 \cdot \frac{0,4^2}{630} = 20,31 \text{ (мОм)}$$

$$R_{\text{ТВП}} = 10^6 \cdot P_{\text{К}} \cdot \frac{U_{\text{ТНН}}^2}{S_{\text{Тном}}^2} = 10^6 \cdot 8,7 \cdot \frac{0,4^2}{630^2} = 3,507 \text{ (мОм)}$$

$$X_{\text{ТВП}} = \sqrt{Z^2 - R^2} = \sqrt{20,31^2 - 3,507^2} = 20,01 \text{ (мОм)}$$

$$I_{\text{ТВП}_H} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНН}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,3 \text{ (А)}$$

Сумарні опори:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{Ш}} + X_{\text{ТВП}} + X_{\text{СНН}} = 0,204 + 20,01 + 0,207 = 20,42 \text{ (мОм)}$$

$$R_{\Sigma} = R_{\text{Ш}} + R_{\text{ТВП}} = 3,507 + 0,372 = 3,88 \text{ (мОм)}$$

Розрахуємо струм при трифазному металевому КЗ:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{20,42^2 + 3,88^2}} = 11,1 \text{ (кА)}$$

Ударний струм

$$i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{у}} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 11,1 = 23,56 \text{ (кА)}$$

Підживлення місця КЗ ЕД напругою 0,4 кВ:

$$I_{\text{под}} = 2,29 \cdot I_{\text{ТВП}_H} = 2,29 \cdot 0,91 = 2,08 \text{ (кА)}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}} = 3,22 \cdot I_{\text{ТВП}_H} = 3,22 \cdot 0,91 = 2,93 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по}_\Sigma} = I_{\text{под}} + I_{\text{пос}} = 2,08 + 11,1 = 13,19 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{у}_\Sigma} = i_{\text{уд}} + i_{\text{у}} = 2,93 + 23,56 = 26,49 \text{ (кА)}$$

Розрахунок періодичної, аперіодичної складової струму КЗ для $t = \tau$ і ударного струму КЗ

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі:

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{вч відкл}}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$
ВРП 330 кВ	ВГУ-330А-63/3150У1	0,025	0,035
ВРП 110 кВ	ВЭК-110Б-40/2000У1	0,06	0,07
ТВП	ВЭ-6-40/1600 У3 (Т3)	0,075	0,085

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

Точка КЗ – K_I :

$$i_{\text{уС}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пос}} \cdot k_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot 9,899 \cdot 1,717 = 24,03 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{у}_{G123}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пос}_{G123}} \cdot k_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot 0,876 \cdot 1,972 = 2,43 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{арС}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пос}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{ас}}}} = \sqrt{2} \cdot 9,899 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,03}} = 4,36 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ар}_{G123}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пос}_{G123}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}_{G12}}}} = \sqrt{2} \cdot 0,876 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,35}} = 1,08 \text{ (кА)}.$$

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\text{нрс}} = I_{\text{пос}} = 9,899 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{ном G123} = \frac{3 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,255 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{но G123}}{I'_{ном G12}} = \frac{0,876}{0,255} = 3,44, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{п\tau G12}}{I'_{ном G12}} = 0,93;$$

$$I_{п\tau G123} = 0,93 \cdot 0,876 = 0,81 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₂:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{но C} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 4,879 \cdot 1,717 = 11,84 \text{ (кА)};$$

$$i_{y G123} = \sqrt{2} \cdot I_{но G123} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 4,714 \cdot 1,972 = 13,15 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{но C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}} = \sqrt{2} \cdot 4,879 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,07}} = 0,67 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G123} = \sqrt{2} \cdot I_{но G123} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a G12}}} = \sqrt{2} \cdot 4,714 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,35}} = 5,46 \text{ (кА)};$$

$$I_{п\tau C} = I_{но C} = 4,879 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{ном G123} = \frac{3 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,753 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{но G123}}{I'_{ном G123}} = \frac{4,714}{0,753} = 6,2, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{п\tau G12}}{I'_{ном G12}} = 0,86;$$

$$I_{п\tau G123} = 0,86 \cdot 4,714 = 4,05 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₃:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{но C} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 18,26 \cdot 1,717 = 44,33 \text{ (кА)};$$

$$i_{y G13} = \sqrt{2} \cdot I_{но G13} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 1,062 \cdot 1,972 = 2,96 \text{ (кА)};$$

$$i_{y G2} = \sqrt{2} \cdot I_{но G2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 9,005 \cdot 1,972 = 25,11 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{но C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}} = \sqrt{2} \cdot 18,26 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,03}} = 8,04 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G123} = \sqrt{2} \cdot I_{но G123} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a G12}}} = \sqrt{2} \cdot 1,062 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,35}} = 1,36 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot I_{но G2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a G12}}} = \sqrt{2} \cdot 9,005 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,35}} = 11,52 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{пo C} = 18,26 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{нoм G13} = \frac{2 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 5,5 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{пo G13}}{I'_{нoм G13}} = \frac{1,062}{5,5} = 0,193 < 1, \quad I_{n\tau G13} = 1,06 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{нoм G2} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 1,83 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{пo G2}}{I'_{нoм G2}} = \frac{9,005}{1,83} = 4,91, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{n\tau G6}}{I_{пo G6}} = 0,89;$$

$$I_{n\tau G2} = 0,89 \cdot 9,005 = 8,01 \text{ (кА)}.$$

Точка К3 – К4:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{пo C} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 17,5 \cdot 1,717 = 42,48 \text{ (кА)};$$

$$i_{y G123} = \sqrt{2} \cdot I_{пo G123} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 4,32 \cdot 1,972 = 12,05 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{пo C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}} = \sqrt{2} \cdot 17,5 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,03}} = 2,4 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G123} = \sqrt{2} \cdot I_{пo G123} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a G12}}} = \sqrt{2} \cdot 4,32 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,35}} = 5,0 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{пo C} = 17,5 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{нoм G123} = \frac{3 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,5 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{пo G123}}{I'_{нoм G123}} = \frac{4,32}{5,5} = 0,786 < 1 \quad I_{n\tau G123} = 4,32 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ приведено в табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка	Вітка	t	T	Ky	e(-t/T)	Iпо	iy	ia	Iпт
К1 (шини 330 кВ)	С	0,035	0,03	1,717	0,311	9,899	24,03	4,36	9,90
	ΣГ	0,035	0,26	1,962	0,874	0,876	2,43	1,08	0,81
	Σ					10,775	26,461	5,442	10,714
К2 (шини 110 кВ)	С	0,07	0,03	1,717	0,097	4,879	11,84	0,67	4,88
	ΣГ	0,07	0,35	1,972	0,819	4,714	13,15	5,46	4,05
	Σ					9,593	24,989	6,127	8,933
К3 (шини Г2, 15,75 кВ)	С	0,035	0,03	1,717	0,311	18,260	44,33	8,04	18,26
	Г2	0,035	0,350	1,972	0,905	9,005	25,111	11,523	8,014
	Г1+Г3	0,035	0,35	1,972	0,905	1,062	2,96	1,36	1,06
	Σ без Г2	0,035	0,35	1,972	0,905	19,322	47,29	9,40	19,32
	Σ					28,327	72,400	20,924	27,336
К4 (шини ПРТ, 6,3 кВ)	С	0,07	0,03	1,717	0,097	17,500	42,48	2,40	17,50
	ΣГ	0,07	0,35	1,972	0,819	4,320	12,05	5,00	4,32
	Σ					21,820	54,529	7,402	21,820
К5 (шини ПРТ, 0,4 кВ)	С+Г					16,82	35,69		
	Д					3,31	4,65		
	Σ					20,13	41,34		
К6 (шини ТВП 0,4 кВ)	С+Г					11,1	23,56		
	Д					2,08	2,93		
	Σ					13,19	26,49		

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРП-330 кВ

$$\text{струм генератора: } I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном } G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,092 \text{ кА};$$

$$\text{струм від п ЛЕП: } I_{p \max} = \frac{P_{\text{наб max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,8} = 0,875 \text{ кА};$$

$$\text{струм від АТЗ: } I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,165 \text{ кА};$$

ВРП-110 кВ

$$\text{струм генератора: } I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном } G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 0,276 \text{ кА};$$

$$\text{струм від п ЛЕП: } I_{p \max} = \frac{P_{\text{наб max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 0,328 \text{ кА};$$

$$\text{струм від АТЗ: } I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,496 \text{ кА};$$

$$\text{струм від ПРТВП1: } I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,091 \text{ кА};$$

Імпульси квадратичного струму

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:

Для точки КЗ – K_1

$$B_k = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_a),$$

де $t_{\text{відк}}$ – час відключення [1, табл. 4.10].

$$B_k = 10,775 \cdot 10,775 \cdot (0,2 + 0,035) = 27,284 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Для точки КЗ – K_2

$$B_k = 9,593 \cdot 9,593 \cdot (0,2 + 0,035) = 21,626$$

Для точки КЗ – К₃

$t_{\text{відк}}$ – час відключення [1, табл. 4.10], $T = 0,82$, $B = 0,7$ [1, табл. 4.7]

$$B_{\text{кС}} = 19.32 \cdot 19.32 \cdot 0.3 = 21.626 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГ}} = 9.005^2 \cdot 0.3 \cdot 0.82 = 140.591 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кС+Г}} = 2 \cdot 0.82 \cdot 19.32 \cdot 9.005 \cdot 0.3 = 85.59 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кп}} = 111.979 + 19.948 + 85.596 = 217.523 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{ка}} = 19.32^2 \cdot 0.03 + 9.005^2 \cdot 0.35 + \frac{4 \cdot 19.32 \cdot 9.005}{0.03^{-1} + 0.35^{-1}} = 58.808 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{к}} = 217.52 + 58.81 = 273.33 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Для точки КЗ – К₄

$$B_{\text{к}} = 21.82 \cdot 21.82 \cdot (0.3 + 0.035) = 159.498$$

Автомат серії «Електрон» типу Э16: $I_{\text{кС}}=84 \text{ кА}$ > $i_{\text{г}}=41,06 \text{ кА}$

$t_{\text{св}}=0,25$; $t_{\text{вим}}=t_{\text{св}}+t_{\text{а}}=0,25+0,06=0,31 \text{ с}$.

Таблиця 2.17 - Розрахунок теплових імпульсів

Точка КЗ	K_1	K_2	K_3	K_4	K_5
$B_{\text{к}}$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	27.284	21.626	276.33	159.498	142.993

2.8 Вибір комутаційного обладнання

Таблиця 2.18 – Вибір вимикачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 110 кВ	ВЭК-110Б-40/2000У1	РНДЗ.1-110/2000 У1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1,23 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2 \text{ кА}$
$I_{\text{н.τ}} = 8,93 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 40 \text{ кА}$	—

$\sqrt{2} I_{n.\tau} + i_{a.\tau} = 18,75 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} (1 + \beta_H) = 69,57 \text{ кА}$	—
$I_{n.0} = 9,59 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 24,98 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 27,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{мер} t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{мер} t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП – 330 кВ	ВГУ-330Б-40/3150У1	РНДЗ.1-330/3200
$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 0,875 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,2 \text{ кА}$
$I_{n.\tau} = 10,71 \text{ кА}$	$I_{н.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$\sqrt{2} I_{n.\tau} + i_{a.\tau} = 20,58 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} (1 + \beta_H) = 68,5 \text{ кА}$	—
$I_{n.0} = 10,77 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 26,46 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 27,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{мер} t_{мер} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{мер} t_{мер} = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РП ВП 6 кВ	ВЭ-6-40/1600 У3	Комірка КРП КЭ-6/40
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 0,091 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,6 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$
$I_{n.\tau} = 21,82 \text{ кА}$	$I_{н.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$\sqrt{2} I_{n.\tau} + i_{a.\tau} = 38,26 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} (1 + \beta_H) = 68,5 \text{ кА}$	—
$I_{n.0} = 21,82 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 54,52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{пр.ск} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 159.498 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{мер} t_{мер} = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

2.9 Вибір струмоведучих частин

Вибір збірних шин ВРП–330

Найпотужніше приєднання – ЛЕП. Струм від n ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{нав \max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,8} = 0,875 \text{ кА};$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22, параметри якого взято з [2, ст. 429]:

$$I_{\text{доп}} = 2 \times 830 \text{ A}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 830 = 1660 \text{ (A)} > I_{p.\text{max}} = 0,875 \text{ (A)}$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

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

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

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

$r_0 = d/2 = 1,33$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,28 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

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

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

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067;$$

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

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,294 \text{ (см)};$$

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

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

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

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

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)} \text{ [3, ст. 238];}$$

$$E = \frac{1,067 \cdot 0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg \frac{567}{7,294}} = 26,012 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,28 = 28,15 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,012 = 27,283 \text{ (кВ/см)},$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

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

Ділянка ВРП-330 – БТ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}},$$

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном G}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,087 \text{ кА}$$

$$q_{ек} = 87 / 1 = 92 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо 2×АС 400/22, $q = 2 \times 400 = 800 \text{ мм}^2$, $d = 26,6 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{\max} = 92 \text{ А} < I_{доп} = 2 \cdot 830 = 1660 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

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

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

Ділянка ВРП 330 – АТЗ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму.

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.АТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,11 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = 110 / 1 = 110 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо провід АС 800/105, $q = 800 \text{ мм}^2$, $d = 39,7 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{норм} = 110 \text{ А} < I_{доп} = 1180 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

Перевірка по умовах корони виконується.

Вибір збірних шин ВРП – 110 кВ

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{ном.з}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.262 \text{ (кА)};$$

Вибираємо шини з проводу АС 95/16, параметри якого взято з [3, ст. 624]:

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}; \quad d = 13,5 \text{ мм.}$$

$$\text{Перевірка по допустимому струму: } I_{\text{доп}} = 330 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 262 \text{ (А)}$$

Перевірку шин по умовах корони:

$$r_0 = d / 2 = 0,675 \text{ см} - \text{радіус проводу.}$$

$$E = K \cdot \frac{0.354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{н\ddot{o}}}}{r_{\text{а\hat{e}}}}, 10\right)}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 1.05 \cdot U_{\text{н\grave{i}}}}{0.675 \cdot \log\left(\frac{378}{0.675}, 10\right)} = 22.041 \quad \text{кВ/см}$$

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.675}}\right) = 33.888 \quad \text{кВ/см}$$

$$K = 1;$$

$$r_{\text{ек}} = r = 0,675 \text{ (см)};$$

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

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

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

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

$$U = 1,05 \cdot U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 110 = 115 \text{ (кВ)} \text{ [3, ст. 238];}$$

Таким чином, провід АС 95/16 за умовою корони проходить.

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

Ділянка ВРП-110 – БТ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}},$$

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.з}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,262 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = 262 / 1 = 262 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо АС 240/32, $q = 32 \text{ мм}^2$, $d = 21,6 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{норм} = 262 \text{ А} < I_{доп} = 605 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

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

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

Ділянка ВРП 110 – АТЗ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму.

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.АТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,331 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = 331 / 1 = 331 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо провід АС 300/39, $q = 300 \text{ мм}^2$, $d = 24 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{норм} = 331 \text{ А} < I_{доп} = 1050 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

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

Вибір жорстких шин

Виконаємо вибір збірних шин ВП 6 кВ.

Визначаємо максимальний розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{max} = \frac{S_{ПРТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,63}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,0606 \text{ (кА)};$$

За умовами експлуатації беремо однополосні алюмінієві шини 40×4 мм:

$$I_{\text{доп}} = 165 \text{ (А)}; q = 75 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По умовах нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\text{max}} = 60,6 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 480 \text{ (А)}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \sqrt{B_{\text{к}}} / C,$$

де C – функція, значення якої наведено в [1, табл. 6.3]; $B_{\text{к}}$ – з табл. 5.6.

$$q_{\text{min}} = \sqrt{142,99 \cdot 10^6 / 90} = 132,86 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$q = 160 \text{ (мм}^2\text{)} > q_{\text{min}} = 132,86 \text{ (мм}^2\text{)}$, отже шини термічно стійкі.

Перевіримо шини на механічну міцність.

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

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

де J – момент інерції поперечного перерізу шини відносно вісі, перпендикулярної напрямку вигинаючої сили, см⁴.

Шини розташовані горизонтально (по табл. 4.1 [3]):

$$J = h^3 \cdot b / 12,$$

$$J = 4^3 \cdot 0,4 / 12 = 2,133 \text{ (см}^4\text{)},$$

$$\text{Тоді} \quad l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{2,133}{1,6}} = 0,999 \text{ (м}^2\text{)}; \quad l \leq \sqrt{0,999} = 1 \text{ (м)}.$$

Приймаємо відстань між ізоляторами $l = 0,7$ м; відстань між фазами $a = 0,4$ м.

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

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

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

$$W = b \cdot h^2 / 6 = 0,4 \cdot 4^2 / 6 = 1,07 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,7^2 \cdot 41060^2}{0,4 \cdot 1,07} = 33,53 \text{ (МПа)},$$

$\sigma_{розр} = 33,53 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$, шини механічно міцні.

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

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

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

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

Вибираємо по [2, с. 282] опорний ізолятор **ІО-6-3,75 УЗ**: $U_{ном} = 6 \text{ (кВ)}$,

$F_{розр.мах} = 3,75 \text{ (кН)}$, висота ізолятора $H_{із} = 100 \text{ (мм)}$.

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

$$F_{г} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,62 \cdot \frac{41060^2 \cdot 0,7}{0,4} \cdot 10^{-7} = 477,95 \text{ (Н)}.$$

Допустиме навантаження:

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

$$F_{розр} = F_{г} = 477,95 \text{ Н} < F_{доп} = 2250 \text{ Н}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо прохідний ізолятор **ІП-6/400-375-І У, ХЛ, Т2**:

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} = U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{мах} = 0,06 \text{ кА} < I_{ном} = 0,4 \text{ кА};$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{г} = 0,5 \cdot 477,95 = 238,98 \text{ (Н)};$$

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

$$F_{\text{розр}} = 238,98 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н},$$

всі умови виконуються.

Вибір кабелю

Вибір кабелю виконуємо для ЕД ВП ВАН (АВ)-15-39-12. Паспортні дані його беремо з табл. 4.23 [2]: $P_{\text{ном}} = 630 \text{ кВт}$; $I_{\text{ном}} = 84 \text{ А}$; $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,772$.

по напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

по конструкції (табл. 7.5 [1]): обираємо кабель АГ;

по економічній густині струму:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{84}{2,5} = 33,6 \text{ мм}^2,$$

де $J_e = 2,5 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму, табл. 4.5, с. 233 [3].

Приймаємо трьохжильний кабель $3 \times 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп ном}} = 135 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря $k_2 = 0,87$ (с. 626–627 [3]).

По допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = k_2 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,87 \cdot 135 = 117,45 \text{ А}.$$

$$I_{\text{доп}} = 117,45 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 84 \text{ А}.$$

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{142,99 \cdot 10^6}}{140} = 85,41 \text{ мм}^2.$$

де $C = 140$ для кабелів з паперовою ізоляцією і мідними жилами.

$$q_{\text{min}} = 85,41 \text{ мм}^2 < q = 95 \text{ мм}^2.$$

Таким чином, остаточно приймаємо кабель АГ **3×95**.

Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Ділянка від вивода генератора **СВ-1100/145-88** до фасадної стіни головного корпусу станції виконаємо ГЕС типу **ГРТЕ-20-10000-300**:

$$I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА}; U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}; i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА};$$

Тип вбудованого трансформатора напруги: ЗОМ-1/15, ЗНОМ-15;

Тип вбудованого трансформатора струму: ТШ-20-10000/5 , ТШЛ-1-10000/5/5.

$$\text{Струм важкого режиму: } I_{p \text{ max}} = \frac{S_{\text{ном}G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 1,93 \text{ кА};$$

Ударний струм в колі генератора: $i_y = 51,1 \text{ кА}$.

$$i_y = 51,1 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА};$$

$$I_{\text{max}} = 1,93 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА},$$

Отже, струмопровід підходить.

Таблиця 2.17 – Струмоведучі частини ГЕС

Місце установки	Тип струмопроводу
1. ВРУ-330 кВ - збірні шини; - відгалуження до БТ; - відгалуження до АТЗ;	2×АС 400/22 2×АС 400/22 АС 800/105
2. ВРУ-110 кВ: - збірні шини; - відгалуження до БТ; - відгалуження до АТЗ; - відгалуження від АТЗ до ТР	АС 95/16 АС 95/16 АС 300/39 АС 16/2,7
3. ВП 6,3 кВ	ТЗК-10-2000-125
4. Гідрогенератор СВ-1100/145-88 : - в основному колі;	ГРТЕ-20-10000-300
5. Кабель	ААГ 3×95

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-330 кВ.

Перелік приладів, які встановлюються на ЛЕП [4]:

- амперметр в кожній фазі;
- ватметр;
- варметр;
- фіксуєчий прилад для визначення місця КЗ;
- датчик активної потужності;
- датчик реактивної потужності;

Таблиця 2.18 - Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму

ТФРМ 330Б

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1083 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 44,82 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 70,675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 1 = 2209 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 5,37 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 30 \text{ Ом}$

Примітка: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,5/10P/10P/10P/10P;

б) схема з'єднань трансформаторів струму: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$$l_{розр} = 175 \text{ м};$$

г) $I_{2ном} = 1 \text{ А}$.

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням.

Таблиця 2.19 - Вторинне навантаження **ТФРМ 330Б**

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С

Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
Разом:		3,5	0,5	3,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}}/I^2 ;$$

$$r_{\text{прил}} = 3,5/1^2 = 3,5 \text{ Ом};$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} ;$$

$$r_{\text{пр}} = 30 + 3,5 + 0,1 = 33,6 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}} ;$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 175 / 33,6 = 0,148 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель з жилами $q = 2,5 \text{ мм}^2$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 3,5 + 0,1 + (0,0283 \cdot 175) / 2,5 = 5,58 \text{ Ом}$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-330-73:

$$U_{1\text{ном}} = 3300/\sqrt{3} \text{ кВ};$$

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

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном},0,5} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 2.20 - Вторинне навантаження **НКФ-330-73**

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cosφ	Sinφ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3,0	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Разом:							29	0

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{29^2 + 0^2} = 29 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

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

2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів

Вибираємо наступні розрядники.

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 110 та 330 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 110 кВ:

$$I_{p \text{ max}} = \frac{P_{\text{нав max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,8} = 0,875 \text{ кА};$$

Вибираємо загороджувач [2, ст. 362] **ВЗ-1250-0,5У1**.

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}: 875 \text{ А} < 1250 \text{ А}.$$

$$U_{уст} \leq U_{ном}: \quad 110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}.$$

Таблиця 2.21- Вибір розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ 3 з боку ВРП 110 кВ	РВМГ–110 МУ1
Виводи БТ 1-2 з боку ВРП 330 кВ	РВМГ–330 МУ1
Виводи БТ з боку генераторів (40МВт)	РВМ–15У1
Нейтраль БТ 3	РВМ–35У1
ЛЕП 110 кВ	РВМГ–110 МУ1
ЛЕП 330 кВ	РВМГ–330 МУ1
Виводи ВН АТЗ	РВМГ–330 МУ1
Виводи СН АТЗ	РВМГ–110 МУ1
Виводи НН АТЗ	РВРД–6У1
Вимірювальний ТН на ВРП 110 кВ	РВМГ–110 МУ1
Вимірювальний ТН на ВРП 330 кВ	РВМГ–330 МУ1

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$21,9 \text{ кА} < 80 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

$$18,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконуються.

2.12 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

Для ВРУ-330 кВ приймаємо трьохрядну установку вимикачів. План розташування блискавковододів подано на рисунку 2.10.

Грозозахист виконуємо за допомогою стрижневих блискавковідводів, які встановлюються на залізобетонних конструкціях ВРУ-330 кВ.

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h;$$

$$r_x = 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h;$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h;$$

$$b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h;$$

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

де h – висота блискавковідвода, м; h_x – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м; h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м; L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

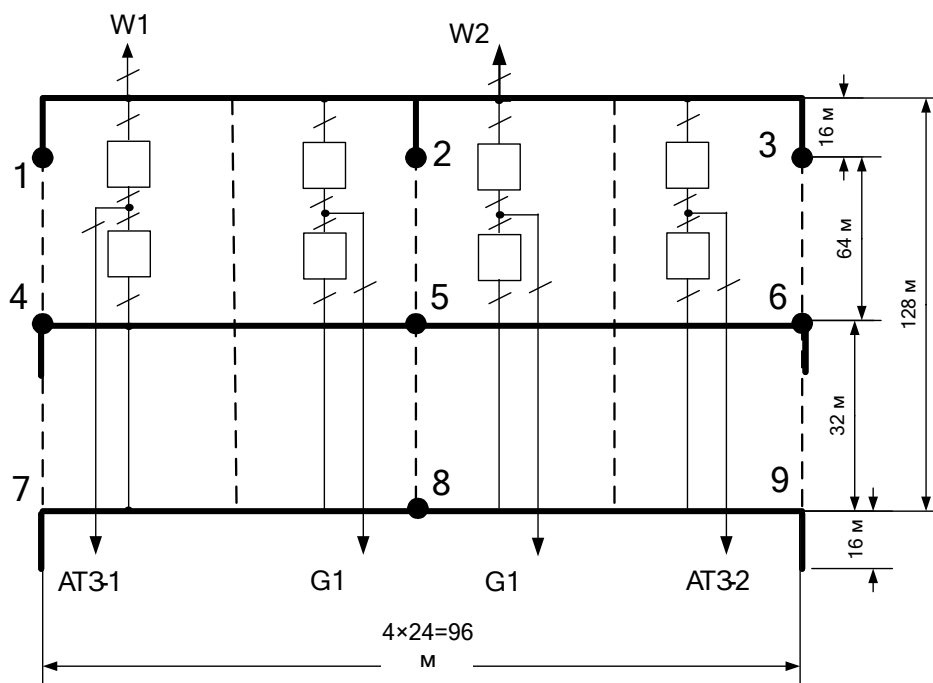


Рисунок 2.12 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

Таблиця 2.23 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м	Примітки
------------------------	------	-----------	-----------	-----------	----------

1-7,2-8,3-9	96	28,31	5,08	12	h=38 м
1-4,2-5,3-6	64	33,59	10,78	12	
7-4,8-5,9-6	32	36,88	20,65	12	h _x =24 м
1-2,2-3,7-8,8-9, 4-5,5-6	48	35,5	16,5	12	
1-3,7-9,4-6	96	28,31	2,3	12	
1-5,2-4,2-6,3-5	80	31,19	5,27	12	
7-5,8-4,9-5,8-6	57,68	34,41	4,155	12	
1-8,7-2,2-9,8-3	107,33	26	1,6	12	
1-6,3-4	115,37	24,23	0,41	12	
7-6,9-4	101,1	27,28	0,43	12	
1-9,7-3	135,76	19,32	0,3	12	

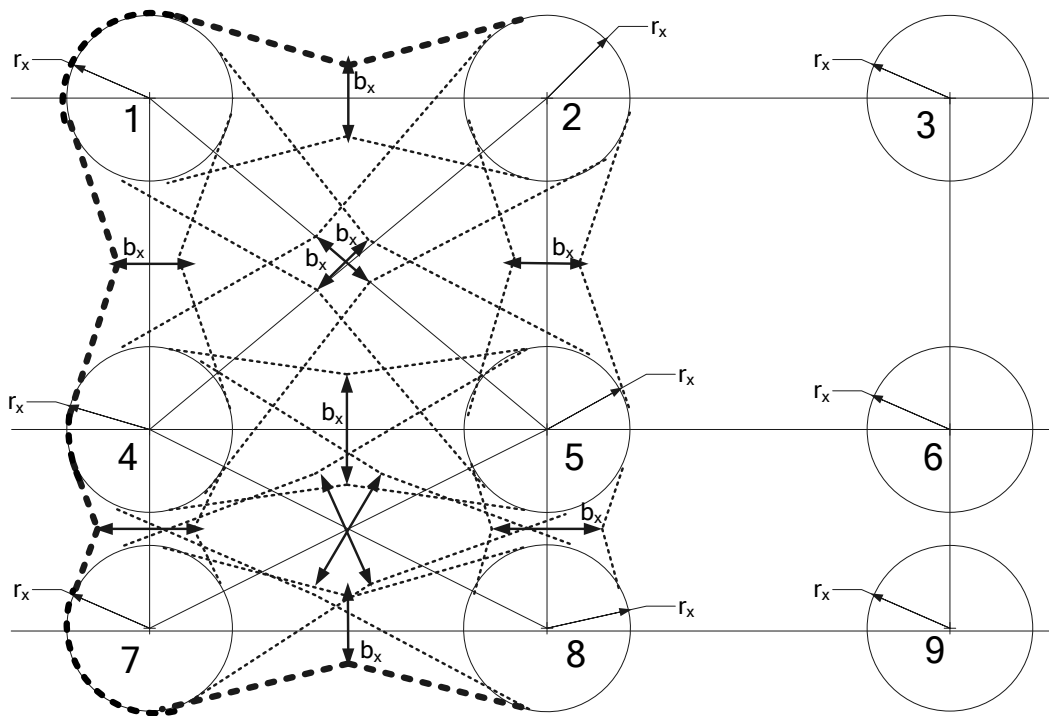


Рисунок 2.13 – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ (вид зверху)

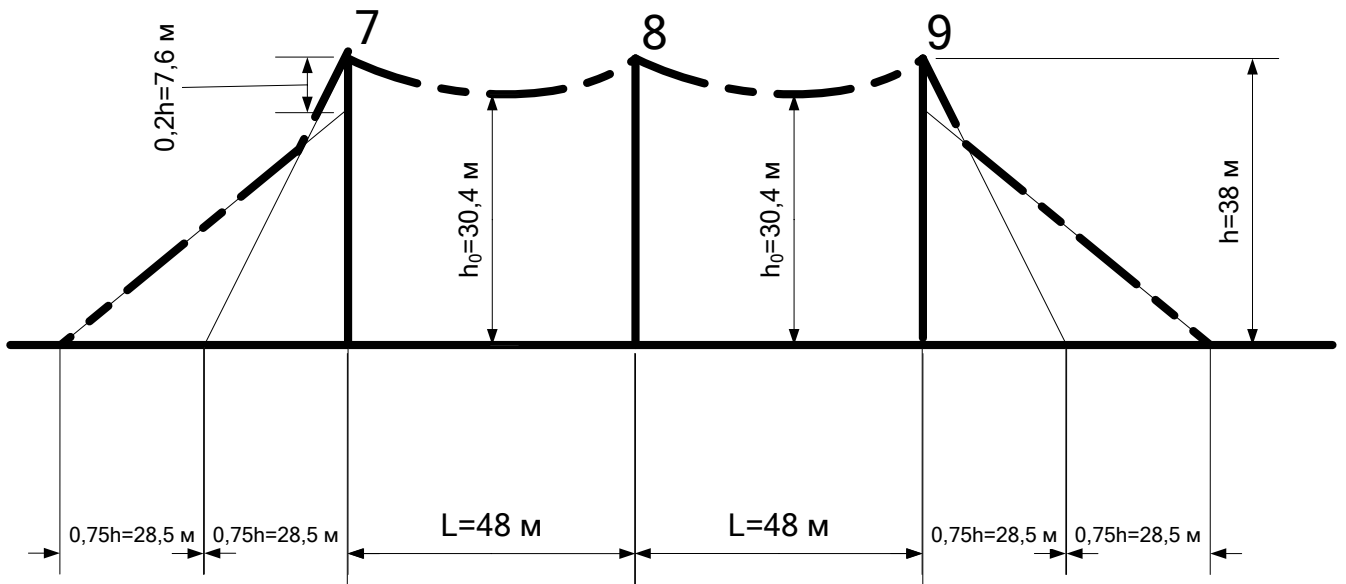


Рисунок 2.14 – Вид на зону захисту блискавковідводів з боку ВРУ-330 кВ

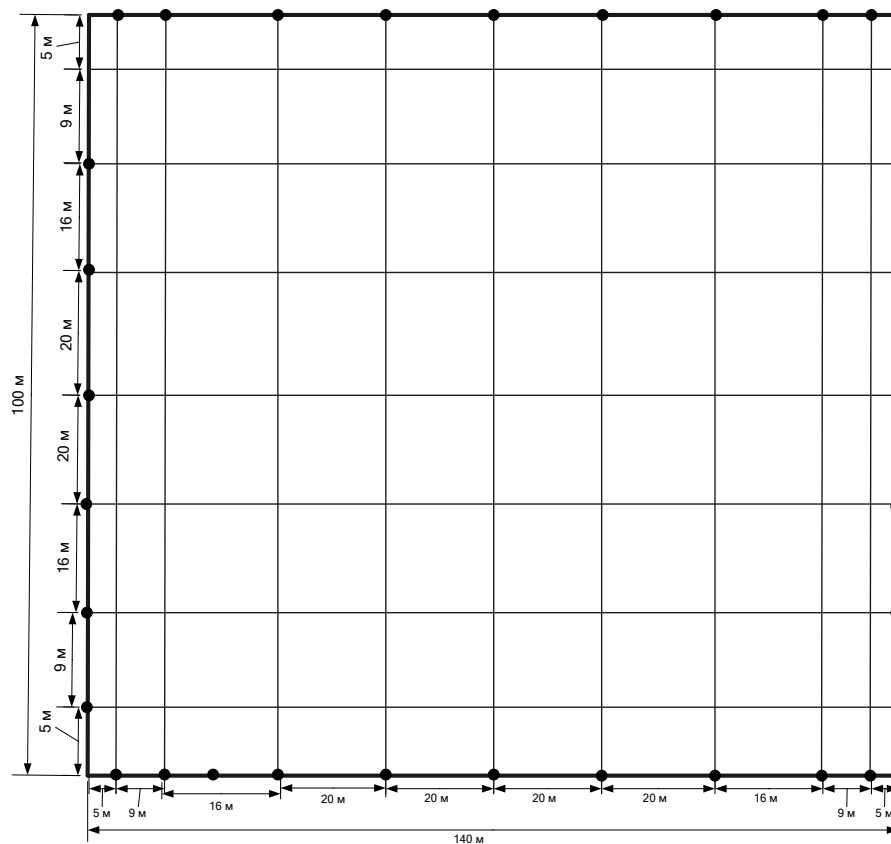


Рисунок 2.15 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

3 АСУ ТП ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

АСУ ТП об'єкта є нижнім ієрархічним рівнем керування. Технологічний процес вироблення електроенергії характеризується великою кількістю інформації, яка одержується з різних ланок енергопристроїв, швидкістю проходження нестационарних процесів типу КЗ, аварійних ситуацій і т. ін., відсутність складів "готової продукції". Крім того, необхідно об'єктивно оцінювати техніко-економічні показники ТП для вироблення керуючих взаємодій, нарахування зарплати персоналу і звіт перед вище стоячою інстанцією. АСУ ТП допомагає оперативному персоналу керувати технологічним процесом - це людино-машинна система, де збір, передача і обробка інформації здійснюється за допомогою засобів АСУ, за людиною залишається функція прийняття рішення і контроль за їх виконанням.

При дослідженні інформаційних потоків будь-який елемент АСУ необхідно розглядати з погляду на те яке місце він займає в ієрархічній системі керування: як елемент будь-якого рівня керування в цілому, як елемент, що складається із сукупності елементів більш низького рівня, як елемент, що входить до складу вищого за рівнем керування елемента системи керування. Отриманий у ході обстеження матеріал, що містить відомості про існуючу структуру керування й одержуваної інформації кожним елементом, є вихідним для аналізу і проектування інформаційного забезпечення АСУ.

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.

Відповідно до цього можна виділити 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 залежить від ступеня автоматизації виробничих процесів на ГЕС. На значних ГРЕС і АЕС установка ЕЦОМ також вважається ефективною, тому що при цьому з'являються додаткові можливості оперативного опрацювання результатів і збільшення кількості розв'язуваних задач.

3.1 Інформаційне забезпечення і комплекс технічних засобів АСУ ТП ГЕС

Визначення структури потоків інформації є першим етапом розробки АСУ 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 АСУ аналогічних об'єктів.

При дослідженні інформаційних потоків будь-який елемент АСУ необхідно розглядати з погляду на те яке місце він займає в ієрархічній системі керування: як елемент будь-якого рівня керування в цілому, як елемент, що складається із сукупності елементів більш низького рівня, як елемент, що входить до складу вищого за рівнем керування елемента системи керування. Отриманий у ході обстеження матеріал, що містить відомості про існуючу структуру керування й одержуваної інформації кожним елементом, є вихідним для аналізу і проектування інформаційного забезпечення АСУ.

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 1-5с.

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 3.2

Таблиця 3.1 - Контрольовані параметри блока 100 МВт (вибірково)

№	Найменування параметра	Одиниці виміру	Абсолютна похибка
1	Потужність на затискачах СВ-1500/200-88	МВт	0,3
2	Температура зовнішнього повітря	°С	1,0
3	Витрати мережної води через бойлер т/год	т/год	2,0
4	Витрати пару на живильний турбонасос т/год	т/год	1,0
5	Температура пару за відбором Ш	°С	4,2
3	Температура конденсату в конденсаторі	°С	1,0
4	Температуру свіжого пара перед турбіною	°С	1,6
5	Тиск свіжого пара перед турбіною	МПа	0,02
6	Витрати живильної води на котел т/год	т/год	0,8
7	Витрати гострого пару на турбіну через 1 нитку паропроводу т/год	т/год	0,125
8	Температура охолоджувальної води на вході в конденсатор	°С	1,0
9	Витрати мазуту за період, що аналізується т/год	т/год	0,01
10	Температура повітря що присмоктується в корпус	°С	1,0
11	Потужність, споживана ПЕН блока	МВт	0,15
12	Ознака роботи ПЕН	-	-
13	Ознака роботи димососу	-	-
14	Потужність, що споживається димососом	МВт	0,05
15	Ознака роботи бустерного насоса	-	-
16	Потужність, що споживається БН	МВт	0,125
17	Потужність, що споживається робочим ТСН	МВА	0,15

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 АСУ 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 3.2 - Перелік подібного роду показників

№	Найменування параметра	Одиниця виміру
1	Тривалість аналізованого періоду	ч
2	Кількість одиничних вимірів одного параметра за період, що аналізується	шт.
3	Коефіцієнт сезонної зміни нормативної витрати тепла на в.п.	—
10	Плановий виробіток електроенергії за аналізований період	млн. кВт·год
11	Планові витрати тепла на П.Т.Н	кДж/год
12	Планові витрати тепла на в.п.	кДж/год
13	Кут встановлення лопатей 1 циркуляційного насоса блока	град.
19	Коефіцієнт надлишку повітря в газах першого корпусу котла	-
30	Нижча теплота згорання мазуту	кДж/кг

3.2 Переробка інформації на 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.

Відповідно до цього можна виділити 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, датчиком і т.д.), за допомогою якого можна управляти технологічним процесом.

Вибір рівня керування залежить від ступеня автоматизації виробничих процесів на ГЕС. На значних ГРЕС і АЕС установка ЕЦОМ також вважається ефективною, тому що при цьому з'являються додаткові можливості оперативного опрацювання результатів і збільшення кількості розв'язуваних задач.

Декілька слів про кодування параметрів. 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 - вимірну 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 комутує 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 -засувки, заслінок, регуляторів і т.д. Кількість датчиків і виконавчих механізмів на блок можна визначити з довідників.

3.3 Кількість ієрархічних рівнів АСУ ТП ГЕС і комплекс технічних засобів

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. У таблиці 3.3 даються технічні характеристики ЕОМ для блочного керування.

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. Введення інформації на цифрові індикатори, реєстрація параметрів по виклику оператора, запис інформації.

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-виведення і т.д.

3.4 Структурна схема керування ГЕС за допомогою АСУ

На підставі обраного КТС будуємо структурну схему керування ГЕС за допомогою засобів АСУ. 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.

АСУ 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. Крім того, необхідно об'єктивно оцінювати техніко-економічні показники ТП для виробітки керуючих впливів, нарахування зарплати персоналу і звіту перед вищими інстанціями. АСУ ТП ГЕС допомагає оперативному персоналу управляти технологічним процесом – це людино-машина система, де збір, передача й опрацювання інформації

здійснюється за допомогою засобів АСУ, за людиною залишається функція прийняття рішення і контроль за їх виконанням. 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 [1]. На кожний параметр в ОЗУ інформаційної машини виділяється 1 машинне слово - 4 байта (з урахуванням ідентифікаційної частини).

2. Для блокового рівня керування визначається структура АСУ 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:

$$100: P'_6 = (1,3 \cdot m + n + l + k) \cdot 4 = (1,3 \cdot 80 + 30 + 50 + 30) \cdot 4 = 856 \text{ (байт)},$$

де m - кількість аналогових датчиків;

n - кількість цифрових датчиків;

l - кількість пристроїв контролю обробки релейного захисту;

k - кількість виконавчих механізмів.

Швидкодію ЕОМ можна визначити з розрахунку 3 операції на показник за час між опитуваннями:

$$100: V = \frac{96 \cdot (m + 0,5 \cdot n + k)}{\tau} = \frac{96 \cdot (80 + 0,5 \cdot 30 + 30)}{5} = 2400 \text{ (операцій/сек.)}$$

В формулу не входять операції з пристроями контролю релейного захисту, тому що останні використовуються тільки для індикації.

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 АСУ 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.

$$100: П_6 = 0,3 \cdot \Sigma П'_6 = 0,3 \cdot 856 \cdot 3 = 770,4 \text{ (байт)}$$

Обсяг інформації від вищестоящих рівнів керування можна оцінити як 10% від обсягу пам'яті Пб. Таким чином, загальний обсяг оперативної пам'яті П, необхідний центральній машині визначається за формулою:

$$100: П_6 = 0,4 \cdot \Sigma П'_6 + П_p = 0,4 \cdot 856 + 1500 = 1842,4 \text{ (байт)}$$

де $П_p$ - обсяг резервної пам'яті в межах 1-1,5 Кбайт.

Проводячи дані обчислення, ми одержуємо основні параметри інформаційного забезпечення технологічного процесу на рівні блока і всієї ГЕС. Приймаємо до установки на БЦК машини Celeron 700A і Pentium III-800 на ЦЦК.

Таблиця 3.3 - Характеристика ПЕОМ

Найменування	Celeron 700A	Ціна, у.о.	Pentium III-800	Ціна, у.о.
--------------	--------------	------------	-----------------	------------

материнська плата	EPOX EP-3S1A ATX I815 SVGA, Sound AC'97,UDMA/100	60	TYAN TYGER 133 ATX VIA 694 ,DUAL Slot 1 for Small Server	60
Процесор	Celeron 700A	40	2xINTEL P III-800EB	100
Відеокарта	вбудована	-	ASUS V7100 Geforce 2MX 16M	50
Пам'ять	DIMM 64 Mb	12	DIMM 256 Mb	40
Вінчестер	30.7G, WD307AA	20	40G, IBM DTLA305040	50
FDD 3,5"	1,44	5	1,44	5
CD-ROM	40-speed ASUS	10	40-speed ASUS	20
Звукова карта	вбудована	-	Sound card 16 bit Creative 128 Vibra PCI	20
Колонки	PRIMAX 200W	10	PRIMAX 200W	10
Корпус з б/п	Middle Tower ATX	50	Middle Tower ATX	50
Монітор	17" Samsung SyncMaster 750s	100	17" Samsung SyncMaster 750s	100
Модем	D-Link DFM-560E, V.90	20	D-Link DFM-560E, V.90	20
Клавіатура	Mitsumi WIN95	9	Mitsumi WIN95	9
Мишка	Mitsumi 4 кн	5	Mitsumi 4 кн	5
Килимок		1		1
Шнури	Піт., модем., ...	5	Піт., модем., ...	5
Разом		350		480

Обрані мною ПЕОМ можуть виконувати значно більший обсяг робіт, чим потрібно на їхньому робочому місці. Свій вибір я зупинив на них по наступних причинах:

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.

За даними, отриманими вище, необхідно накреслити схему керування ТП теплової електростанції з зображенням на ній всіх обраних засобів АСУ.

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

3.5 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 характеристики $V_i=f(P_i)$. До основних ТЕП, що визначаються з характеристики (РХ) відносяться:

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

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

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

$\eta_i = P_i/8.14V_i$ - К.К.Д. у і-тій точці РХ.

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

Необхідно побудувати характеристику блоків j і k вигляду і залежності $b(P)$, $\delta(P)$, $\eta(P)$.

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 їхній основних ТЕП необхідно побудувати сумарну 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 і 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 (k -вид). З урахуванням обмежень мінімальної потужності блоків будуємо сумарну РХ j -блоків, потім $k-1, k-2, \dots$. 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 РХ паралельно працюючих блоків 3×800 , потім у діапазоні $2 P_{\min} - 1600$ МВт РХ 2×800 і потім від $P_{\min} - 800$ РХ - 800 МВт. При однакових РХ блоків і рівномірному завантаженню дотримується рівність відносних приростів, що є критерієм оптимальності рівномірного розподілу навантаження між блоками.

А.3. На сумарній РХ 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 РХ робимо таку ж побудову з урахуванням роботи блоків більш потужних на повне навантаження, тобто до ординати В добавляється ΣV_{\max} від k -блоків, а до абсциси $P - \Sigma P_{k, \text{уст.}}$. У початковій частині будуємо РХ 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 РХ від різноманітних варіантів (назвемо їх контрольними) необхідно перевірити хід РХ за критерієм оптимального

вибору складу устаткування. Повинний проходити варіант про меншим відносним приростом ν .

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

За даними розрахунків будемо графіки навантажень, приймаючи тривалість багатоводного 90 діб, а маловодного періоду - 275 діб.

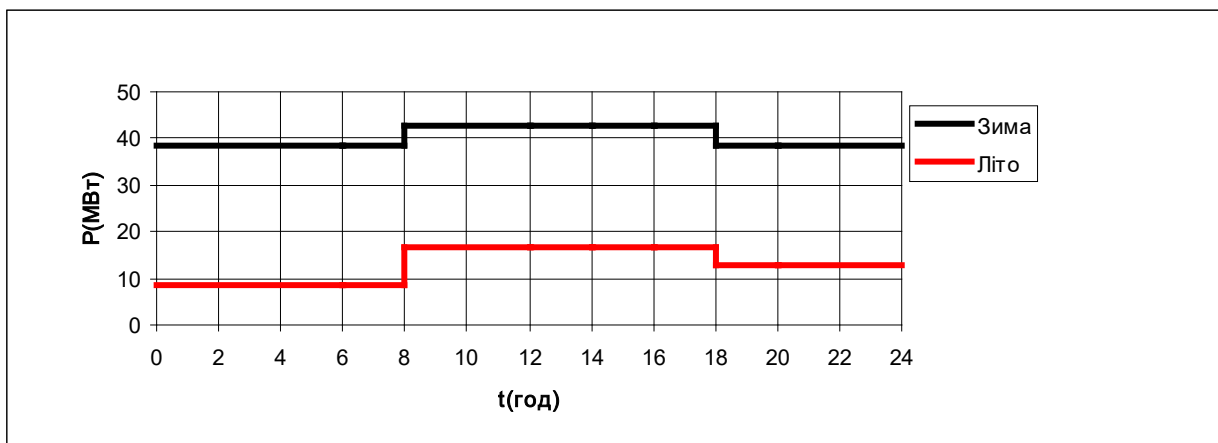


Рисунок 3.1 - Потужність, яка віддається в місцевий район

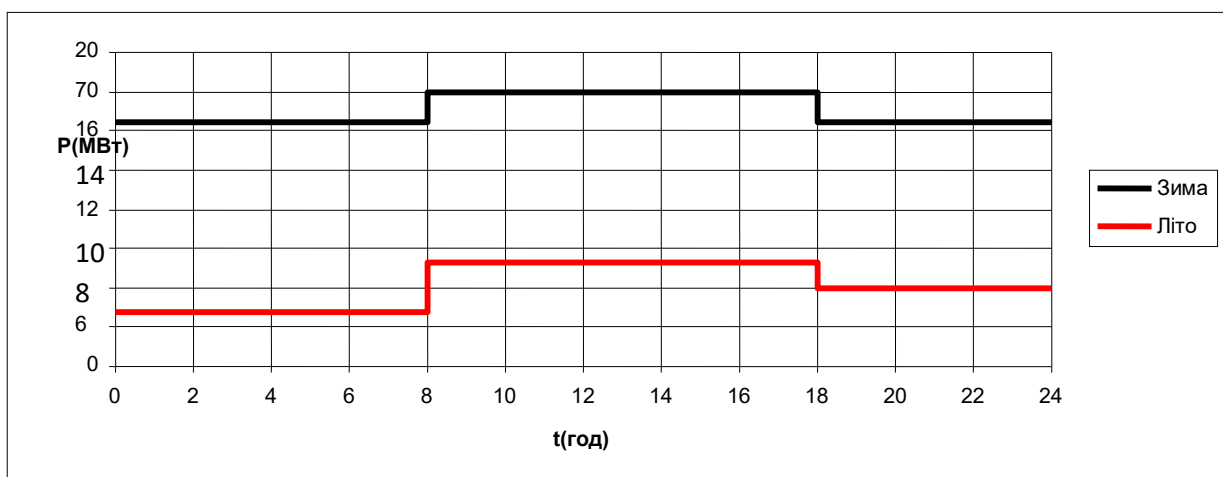


Рисунок 3.2 - Потужність, яка віддається в систему

Таблиця 3.4 - Дані розрахунків по графіках навантаження

	Пора року	Години доби
--	-----------	-------------

Складові витрат потужності			0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Багатовод.		90	90	100	100	100	100	90	90
	Маловод.		20	20	40	40	40	40	30	30
Навантаження місцевого району, МВт	Багатовод.		36,00	36,00	40,00	40,00	40,00	40,00	36,00	36,00
	Маловод.		8,00	8,00	16,00	16,00	16,00	16,00	12,00	12,00
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Багатовод.		0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
	Маловод.		0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Багатовод.		1,94	1,94	2,40	2,40	2,40	2,40	1,94	1,94
	Маловод.		0,10	0,10	0,38	0,38	0,38	0,38	0,22	0,22
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Багатовод.		38,34	38,34	42,80	42,80	42,80	42,80	38,34	38,34
	Маловод.		8,50	8,50	16,78	16,78	16,78	16,78	12,62	12,62
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Багатовод.		1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
	Маловод.		1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Багатовод.		6,80	6,80	8,40	8,40	8,40	8,40	6,80	6,80
	Маловод.		0,34	0,34	1,34	1,34	1,34	1,34	0,76	0,76
Потужність, що віддається в систему, %	Багатовод.		90	90	100	100	100	100	90	90
	Маловод.		20	20	40	40	40	40	30	30
Навантаження системи, МВт	Багатовод.		54,00	54,00	60,00	60,00	60,00	60,00	54,00	54,00
	Маловод.		12,00	12,00	24,00	24,00	24,00	24,00	18,00	18,00
Потужність, що віддається в систему, МВт	Багатовод.		62,00	62,00	69,60	69,60	69,60	69,60	62,00	62,00
	Маловод.		13,54	13,54	26,54	26,54	26,54	26,54	19,96	19,96
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Багатовод.		100,35	100,35	112,40	112,40	112,40	112,40	100,35	100,35
	Маловод.		22,03	22,03	43,33	43,33	43,33	43,33	32,57	32,57
Витрати на власні потреби, МВт	Багатовод.		2,03	2,03	2,16	2,16	2,16	2,16	2,03	2,03
	Маловод.		0,44	0,44	0,53	0,53	0,53	0,53	0,37	0,37
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Багатовод.		102,38	102,38	114,56	114,56	114,56	114,56	102,38	102,38
	Маловод.		22,47	22,47	43,86	43,86	43,86	43,86	32,94	32,94

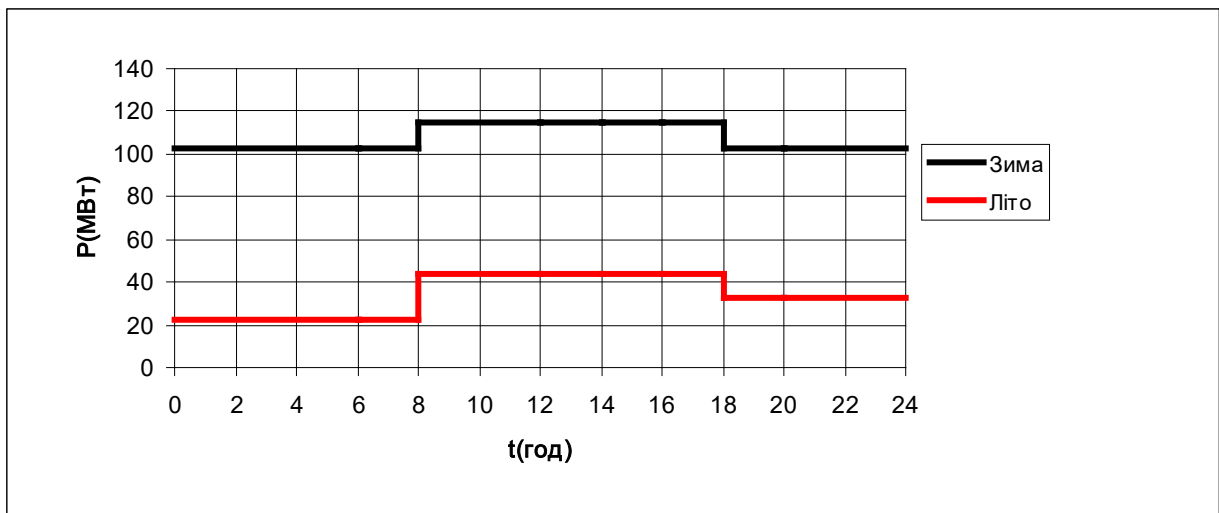


Рисунок 3.3 - Потужність, яка виробляється генераторами

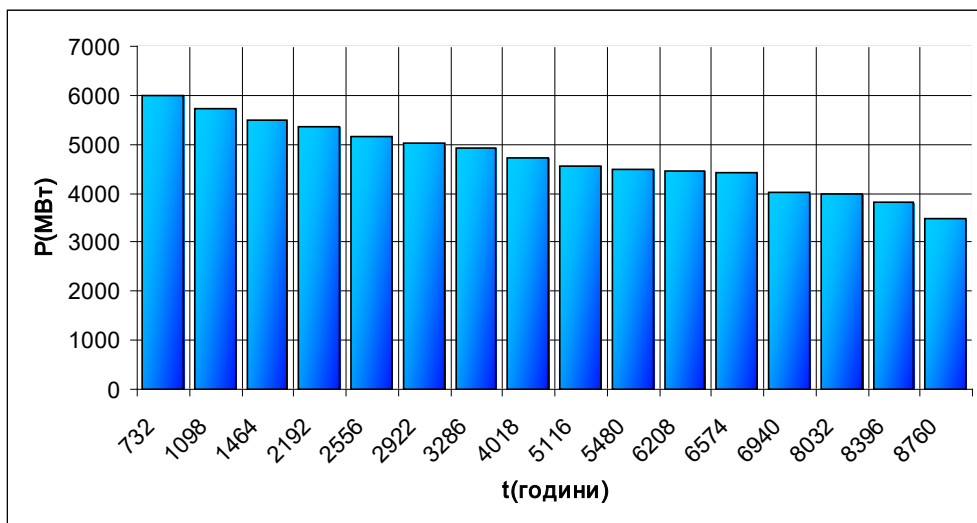


Рисунок 3.4 - Річний графік за тривалістю навантаження

Диспетчерський графік навантаження ГЕС 3x40 МВт

Час доби		0-7	7-8	8-9	9-10	10-14	14-16	16-17	17-22	22-24
Навантаження	Зима	66,13	75,06	84,06	93,13	90,1	84,06	87,07	81,05	66,13
	Літо	87,07	99,21	111,48	324,8	117,66	111,48	114,57	105,33	87,07

Для блока потужністю 40 МВт РХ буде мати вигляд

$$B = 17 + 0,35 \cdot (P - P_{\min}) + 2,8 \cdot 10^{-4} \cdot (P - P_{\min})^2$$

$$P_{\min} = 20 \text{ МВт (50\%)}$$

Результати приведені з відрахуванням витрат на ВП.

Для блока станції потужністю 120 МВт РХ буде мати вигляд

$$B = 17 + 0,35 \cdot (P - P_{\min}) + 2,8 \cdot 10^{-4} \cdot (P - P_{\min})^2$$

$$P_{\min} = 60 \text{ МВт (50\%)}$$

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.

Таблиця 3.4 - Витратні характеристики станції 120 МВт

N	P, МВт	B, т.у.п./год	b _i	δ _i	η _i
1	120	37,097		0,323	0,381
2	110	35,2	0,379	0,320	0,384
3	105	33,317	0,377	0,317	0,387
4	100	31,448	0,374	0,314	0,391
5	95	29,593	0,371	0,312	0,394
6	90	27,752	0,368	0,308	0,398
7	85	25,925	0,365	0,305	0,403
8	80	24,112	0,363	0,301	0,408
9	75	22,313	0,360	0,298	0,413
10	70	20,528	0,357	0,293	0,419
11	65	18,757	0,354	0,289	0,426
12	60	17	0,351	0,283	0,434

Таблица 3.5 - Витратна характеристика агрегату

N	P, МВт	B, т.у.п./год	b_i	δ_i	η_i
1	40	10.112		0.253	0.486
2	39	9.77348	0.339	0.251	0.490
3	38	9.43552	0.338	0.248	0.495
4	37	9.09812	0.337	0.246	0.500
5	36	8.76128	0.337	0.243	0.505
6	35	8.425	0.336	0.241	0.510
7	34	8.08928	0.336	0.238	0.516
8	33	7.75412	0.335	0.235	0.523
9	32	7.41952	0.335	0.232	0.530
10	31	7.08548	0.334	0.229	0.537
11	30	6.752	0.333	0.225	0.546
12	29	6.41908	0.333	0.221	0.555
13	28	6.08672	0.332	0.217	0.565
14	27	5.75492	0.332	0.213	0.576
15	26	5.42368	0.331	0.209	0.589
16	25	5.093	0.331	0.204	0.603
17	24	4.76288	0.330	0.198	0.619
18	23	4.43332	0.330	0.193	0.637
19	22	4.10432	0.329	0.187	0.659
20	21	3.77588	0.328	0.180	0.683
21	20	3.448	0.328	0.172	0.713
22	19	3.12068	0.327	0.164	0.748
23	18	2.79392	0.327	0.155	0.791
24	17	2.46772	0.326	0.145	0.846

$$P_{\min} = 20 \text{ МВт}, P_{\text{вст}} = 3 \times 40 = 120 \text{ МВт}$$

1) 102,4 МВт

- 2) 114,7 МВт
- 3) 22,5 МВт
- 4) 43,9 МВт
- 5) 32,9 МВт

Таблиця 3.6 - Розподіл навантаження між агрегатами ГЕС

P _Σ , МВт	Навантаження гідроагрегатів, МВт		
	1	2	3
102,4	34,13	34,13	34,13
114,7	38,23	38,23	38,23
22,5	22,5	∅	∅
43,9	21,95	21,95	∅
32,9	32,9	∅	∅

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ГЕС

4.1 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.

Під системи 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 об'єкту, що обслуговується, 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”, вибіркоче 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 номеронабирача.

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 (вищій рівень).

ЩУ повинен мати мнемонічну схему з'єднань основних елементів керуемого 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 керуемого об'єкту;
- б) світлозвукова аварійна – аварійна технологічна, аварійних вимикань та автоматичних увімкнень вимикачів;
- в) світлозвукова попереджувальна – про відхилення режиму роботи обладнання від нормального та пошкодження 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) аналогові та цифрові прилади – для візуального спостереження за параметрами режиму;
- б) реєструючі прилади – 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.

4.2 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 спрацьовування 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 контролюємих 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.

В залежності 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.

4.3 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 розчеплювачем.

4.4 Захист збірних шин

Захист збірних шин РУ станцій здійснюють двома способами:

а) за допомогою основних або резервних захистів приєднань захисних систем (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 багатофазні КЗ на землю, а в мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю – на всі види КЗ між фазами, двійні замикання на землю та двохфазні КЗ на землю в одній точці.

4.5 Релейних захист гідрогенераторів

На ГГ передбачається релейний захист від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів:

- багатофазних 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 струмів захист з циркулюючими струмами на реле РНТ-565

Розрахункові уставки захисту:

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

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

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

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

$$I_{\text{нб.розр.мах}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 19322 = 966,1 \text{ А}$$

б) визначається розрахунковий первинний струм спрацьовування захисту за умовами:

- неспрацьовування від розрахункового струму небаланса:

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

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

$$I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot 966,1 = 1255,9 \text{ А};$$

- неспрацьовування від максимального струму навантаження при пошкодженні кола циркуляції:

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

$$I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot 1926,3 = 2504,2 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{сз} = 2504,2$ А.

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

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

$$K_{ч} = 0,87 \cdot 19322/2504,2 = 6,71 > 2$$

г) струм спрацювання реле:

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

$$I_{ср} = 2504,2/(3000/5) = 4,17 \text{ А};$$

д) число витків диференціальної обмотки реле:

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

$$\omega_{диф.розр} = 100/4,17 = 23,98.$$

Приймаємо $\omega_{диф.} = 24$ витків.

Остаточні значення струмів спрацювання:

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

$$I_{ср} = 100/24 = 4,17 \text{ А},$$

$$I_{сз} = 4,17 \cdot 600 = 2502 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{ч} = 0,87 \cdot 19322/2502 = 6,72 > 2.$$

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 РТ-40, яке вмикається на струм фази послідовно з фільтром-реле струму оберненої послідовності, одним мінімальним реле напруги РН-54/160, які вмикаються на між фазну напругу трансформатора напруги на виводах генератора, та реле часу.

Розрахункові уставки захисту:

а) первинний струм спрацьовування захисту та струм спрацьовування реле:

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

$$I_{cз} = 1,2 \cdot 1830 / 0,85 = 2583,5 \text{ А};$$

$$I_{ср} = 1 \cdot 2583,5 / 600 = 4,31 \text{ А}.$$

б) первинна напруга спрацьовування захисту та спрацьовування реле:

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

$$U_{сз} = 0,65 \cdot 15750 = 102237,5 \text{ В};$$

$$U_{ср} = 10237,5 / (15000 / 100) = 68,25 \text{ В}.$$

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:

$$K_{ч} = 0,87 \cdot 9005 / 2583,5 = 3,03 > 1,5.$$

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-7/2 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 $t_{доп} = f(I_2)$ для гідрогенераторів.

Орієнтовно можуть бути рекомендовані такі уставки захисту:

- струм спрацьовування захисту першого ступеня:

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

$$I_{сзI} = 0,4 \cdot 1830 = 732 \text{ А};$$

- витримка часу першого ступеня:

$$t_{сзI} = 2 \text{ хв};$$

- струм спрацьовування другого ступеня:

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

$$I_{сзI} = 0,2 \cdot 1830 = 366 \text{ А};$$

- витримка часу другого ступеня:

$$t_{сзII} = 15 \text{ хв};$$

Струми спрацьовування реле:

$$I_{срI} = 732/600 = 1,22 \text{ А};$$

$$I_{срII} = 366/600 = 0,61 \text{ А}.$$

Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Тип захисту: максимальний струмів захист з незалежною витримкою часу

Захист здійснюється одним реле струму РТ-40, яке вмикається на струм фази послідовно з фільтр-реле струму оберненої послідовності та реле часу.

Первинний струм спрацьовування захисту:

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

$$I_{сз} = 1,05 \cdot 1830 / 0,85 = 2260,6 \text{ А};$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{ср} = 2260,6/600 = 3,77 \text{ А}.$$

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

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

$$U_{c3} = 1,5 \cdot 15750 = 2362,5 \text{ В};$$

Витримка часу:

$$t_{c3} = 0,5 \text{ с.}$$

Напруга спрацьовування реле:

$$U_{cp} = 9450/150 = 157,5 \text{ В.}$$

Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

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

Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі

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

Таблиця 4.1- Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

Обладнання	Найменування захисту	Тип захисту
1. Блок гідрогенератор-трансформатор		
	Захист від багатофазних КЗ в ОС	Повздовжний диференціальний захист з реле типу РНТ-565
	Захист від замикань на землю в ОС	Захист типу ЗЗГ-1
	Захист від зовнішніх симетричних КЗ	Дистанційний захист з реле типу КРС-3
	Захист ОС від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	Струмів захист зворотної послідовності типу РТФ-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 замикань на землю в одній точці кола ротора	Захист типу КЗР-3
	Резервний захист системи збудження	МСЗ з реле типу РТ-40
	Захист від усіх видів КЗ в обмотках та на виводах блокового трансформатора	Повздовжний диференціальний струмів захист типу РНТ-565
	Захист від зовнішніх КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраліями	Струмів захист нульової послідовності типу КЗ-3
	Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист з реле типу РЗТ-80
2. Трансформатор власних потреб		
	Захист від багатофазних КЗ в обмотках та на виводах	Повздовжний диференціальний струмів захист типу РНТ-565 або струмова відсічка на реле типу РСТ-11
	Захист від зовнішніх між фазних КЗ	МСЗ з реле типу РСТ-11
	Захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ	Спеціальний струмів захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50

3. ЛЕП-330 кВ		
	Захист від усіх видів КЗ	Панель захисту ДФЗ-504
4. ЛЕП-110 кВ		
	Захист від усіх видів КЗ	Панель захисту типу ШДЕ-2801 або ЕПЗ-1636М
5. Електродвигуни 0,4 кВ		
	Захист від між фазних КЗ та замикань на землю	Автомати типу АВМ та А3700
6. Електродвигуни 10 кВ		
	Захист від між фазних КЗ	Струмова відсічка або поздовжній диференціальний захист на реле типу РНТ-565
	Захист від замикань на землю	Струмів захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50
	Захист від перевантажень	МСЗ з реле типу РСТ-11
	Захист від зниження напруги	Захист мінімальної напруги з реле типу РНФ-1М
7. Збірні шини електроустановок		
	Захист від КЗ	Диференціальний струмів захист типу ДЗШ або ДЗШТ

Примітка: а) на ЛЕП-110 кВ встановлюємо пристрій АПВ типу РПВ-58;

б) на ЛЕП-330 кВ встановлюємо пристрій типу АПВ-2П

5 ПРИНЦИП РОБОТИ ЕЛЕГАЗОВОГО ВИМИКАЧА СЕРІЇ ВЕК-110Б

Елегаз (SF₆ - шестифториста сірка) - володіє високими ізоляційними і дугогасними властивостями, що визначає можливості його широкого застосування в комплектних розподільних пристроях (КРП) і комутаційних апаратах. Практичне застосування елегазу отримав в кінці п'ятдесятих років спочатку в США, а потім в Європі і Японії, а з 1980-х років - в СРСР.

Основні переваги елегазу: висока напруга пробою (в 2,5 - 3 рази вище, ніж в повітря); пожежо- та вибухобезпечність (не горить і не підтримує горіння); висока хімічна стабільність; швидке гасіння дуги в комутаційних апаратах, низький тиск.

КРП з елегазовою ізоляцією (КРПЕ) мають суттєві переваги перед КРП традиційних виконань, найважливішим з яких є малі габарити. Це визначило основні області застосування КРПЕ - промислові підприємства, особливо при необхідності розширення в умовах обмеженої території, великі міста, гірські області і т. д. Іншою важливою перевагою КРПЕ є можливість їх роботи в забруднених середовищах (металургійні, хімічні підприємства і т. д.), що різко скорочує витрати на експлуатацію. Підвищується і безпека обслуговування, так як струмопровідні елементи знаходяться в заземленій металевій оболонці, заповненій елегазом, що виключає можливість дотику до струмоведучих частин, а також виникнення відкритої електричної дуги. У зарубіжній практиці КРПЕ напругою 110-500 кВ набули широкого поширення, причому з ростом номінальної напруги збільшується частка КРПЕ в загальному обсязі розподільних пристроїв, які споруджуються. Використовуються КРПЕ і на напруги вище 500 кВ.

Серійно випускаються і окремі комутаційні апарати, перш за все вимикачі напругою 10 кВ і вище, процес дугогасіння, який відбувається в елегазі. Такі вимикачі можуть вбудовуватися в КРП традиційного виконання з повітряною або комбінованою ізоляцією струмоведучих елементів, а також

встановлюватися в розподільних пристроях внутрішньої і зовнішньої установки.

В даний час в промислових і міських мережах застосовуються КРП різного типу виробництва вітчизняних і зарубіжних виробників. стаціонарні КРП конструктивно відрізняються від викатних, КРП зовнішньої установки мають захист від впливу кліматичних умов і санчата для пересування. Відмінність сучасних КРП полягає в використанні вакуумних або елегазових силових вимикачів або вимикачів навантаження, що дозволяє зменшити габарити і масу устаткування. З метою підвищення надійності та безпеки застосовуються елементи мікропроцесорної техніки в системах захисту та автоматики електропостачання.

Елегазові вимикачі серії ВЕК-110Б призначені для комутації в нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму при номінальній напрузі 110 кВ і номінальній частоті 50 Гц. Кліматичне виконання У, категорія розміщення 1 або 3. Привод вимикача - пневматичний. Габарити (ширина, глибина, висота) - 4,02 x 1,1 x 5,04 м. Умовне позначення вимикача - ВЕК-110Б-40 / 2000У1 (УЗ). Для гасіння електричної дуги часто використовуються різні газові суміші. Елегазові вимикачі 110 кВ і 220 кВ працюють саме за таким принципом і можуть використовуватися для роботи в аварійних ситуаціях.

Конструкція і види

Елегазові високовольтні вимикачі - це пристрої оперативного управління для контролю високовольтної лінії енергопостачання. Дані пристрої мають дуже схожу конструкцію з олійними, але при цьому, використовують для гасіння дуги НЕ масляну суміш, а з'єднання газів. Найчастіше це сірка. Масляні вимикачі вимагають за собою особливого догляду: за нормами необхідні періодична заміну масла і очищення робочих контактів. Елегазові в цьому не мають потреби. Головне достоїнство елегазу в його довговічності: він не старіє і мінімально забруднює механічні частини пристрою.

Вони бувають: подвійні колонкові (HPL 245B1, MF 24 Schneider Electric) та бакові (ABB 242PMR, DT2-550 F3 - виробник Areva).

Колонковий елегазовий вимикач представляє стандартне відключає пристрій, що працює тільки на одну фазу (наприклад, LF 10 від Шнайдер Електрик). Він використовується для мережі 220 кВ. Конструктивно складаються з двох систем: контактної і дугогасильної. Обидві вони розташовуються в ємності, наповненою елегазом. Можуть бути як ручними (контроль проводиться виключно механічно) або дистанційними. Через такого поділу вони мають досить великі габаритні розміри.

Бакові мають менші габарити, їх доповнює привід ППРМ 2 для елегазового вимикача. Привід розподіляється на кілька фаз, що дозволяє забезпечити м'яке регулювання напруги (включення і виключення). Також їх перевага в тому, що вони можуть переносити великі навантаження завдяки вбудованому в систему трансформатора струму.

Крім конструктивних особливостей, вимикачі елегазового типу класифікуються за принципом гасіння дуги: автокомпресійні або повітряні; обертальні, поздовжнього дуття; поздовжнього дуття з додатковим розігріванням елегазу.

Принцип роботи та призначення

Елегазові вимикачі високої напруги працюють за рахунок ізоляції фаз один від одного за допомогою елегазу. Коли спрацьовує сигнал про те, що потрібно відключити електрообладнання, контакти окремих камер (якщо пристрій колонкове) розмикаються. Таким чином, вбудовані контакти утворюють дугу, яка поміщена в газове середовище. Вона розкладає газ на окремі компоненти, але при цьому і сама знижується через високого тиску в ємності. Якщо система встановлена на низькому тиску, то використовуються додаткові компресори для нагнітання тиску і створення газового дуття. Для вирівнювання струму додатково використовується шунтування. Візуально схема роботи виглядає так:

Окремо потрібно сказати про моделі бакового типу. Їх контроль виконується приводами і трансформаторами. Приводний механізм для цієї установки є регулятором: він необхідний для включення, вимикання електричної енергії та утримання дуги (при потребі) на певному рівні. Приводи бувають: пружинні та пружинно-гідравлічні.

Пружинний має дуже простий принцип дії і високий рівень надійності. У ньому вся робота виконується тільки за рахунок механічних деталей. Пружина затискається і фіксується на певному рівні, а при зміні положення контрольного важеля вона розтискається. На підставі його принципу роботи часто готується наукова презентація дії шестифтористої сірки в електричній середовищі.

Переваги елегазових вимикачів:

1. Універсальність. Дані вимикачі використовуються для контролю мереж з будь-яким напругою;
2. Швидкість дії. Реакції елегазу на наявність електричної дуги відбуваються за частки секунди, це дозволяє забезпечити швидке аварійне відключення підконтрольної системи;
3. Підходять для експлуатації в умовах пожежонебезпеки і вібрації;
4. Довговічність. Контакти, які стикаються з елегазом, практично не зношують, газові суміші не потребують заміни, а у зовнішньої оболонки високі показники захисту;
5. Підходять для відключення змінного і постійного струму високої напруги, в той час, як їх аналоги - вакуумні моделі не можуть використовуватися на високовольтних мережах.

Але, такі прилади мають певні **недоліки**: висока ціна, обумовлена складністю виробництва і дорожнечою елегазової суміші; монтаж здійснюється тільки на фундамент або спеціальний електроцит, причому, для цього потрібна спеціальна інструкція та досвід; вимикачі не працюють при низьких температурах; при необхідному обслуговуванні має використовуватися спеціальне обладнання.

6 ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ НА ГЕС

Застосування елегазового комутаційного обладнання на гідроелектростанціях (ГЕС) може мати кілька переваг і знайти своє застосування в специфічних умовах таких об'єктів. Ось деякі аспекти використання елегазового комутаційного обладнання на ГЕС:

1. **Ефективність в умовах високої вологості:** Гідроелектростанції часто знаходяться в умовах підвищеної вологості, і елегазові вимикачі можуть бути ефективними у таких середовищах, оскільки вони не використовують масло чи інші рідини, які можуть бути чутливими до вологи.

2. **Безпека та екологія:** Елегазові вимикачі вважаються безпечними і екологічно чистими, оскільки вони не містять легкозаймистих рідин та інших небезпечних матеріалів. Це особливо важливо для ГЕС, де дотримання екологічних стандартів може бути пріоритетом.

3. **Мінімізація обслуговування:** Елегазові вимикачі можуть бути менш вимогливими до обслуговування порівняно з масляними вимикачами, оскільки вони не потребують регулярної заміни масла і можуть працювати тривалий час без втрати продуктивності.

4. **Стійкість до корозії:** У вологих умовах, які можуть бути притаманні ГЕС, елегазові вимикачі можуть бути менше схильними до корозії порівняно з іншими типами вимикачів.

5. **Ефективне вимкнення при необхідності:** Елегазові вимикачі можуть швидко та ефективно вимкати електричні лінії у випадку аварій або інших надзвичайних ситуацій.

Важливо враховувати конкретні вимоги та умови ГЕС при виборі комутаційного обладнання та враховувати місцеві норми та стандарти безпеки.

На сьогоднішній день близько 60% електрообладнання гідроелектростанцій (ГЕС) в Україні експлуатується понад нормативний строк

служби або наближається до граничного терміну експлуатації. Це стосується і високовольтних елегазових вимикачів, які уже працюють протягом 14-16 років і наближаються до термінів, коли необхідно проводити капітальні ремонти.

Високовольтні вимикачі відіграють ключову роль у електричній схемі ГЕС, виконуючи свої функції надійно і безвідмовно як в статичному стані, так і під час здійснення оперативних переключень та відключень струмів короткого замикання (КЗ). Таким чином, їхня надійність і довговічність сильно впливають на ефективність роботи всієї гідроелектростанції.

Оцінювання фактичного технічного стану високовольтних вимикачів має визначальне значення в умовах забезпечення безперебійної роботи ГЕС. Ключовим показником технічного стану є ресурс вимикачів, який визначає загальну робочу витривалість об'єкта від початку експлуатації до досягнення граничного стану. Для високовольтних вимикачів розрізняють комутаційний ресурс, що охоплює дугогасильну камеру та силові контакти, та механічний ресурс, пов'язаний із приводом та механічною системою вимикача.

Сучасні виробники високовольтних вимикачів часто пропонують індивідуальні методи та стратегії для визначення моменту виведення вимикачів на капітальний ремонт чи їхньої заміни. Один із таких підходів включає визначення часу капітального ремонту вимикача на основі даних про його затрачений комутаційний ресурс. Зазвичай цей метод об'єднує точні та наближені методи визначення комутаційного ресурсу. Наближені методи рекомендовано застосовувати, коли відсутня повна інформація щодо відключень струмів короткого замикання (наприклад, у випадку, коли зафіксовано лише факт відключення струму короткого замикання вимикачем, без вказівки на величину струму та ушкоджених фаз). Точні методи використовуються при наявності повної статистичної інформації про відключення струмів короткого замикання протягом всього періоду експлуатації вимикача.

Експлуатація елегазових високовольтних вимикачів фірми АВВ

ABB (Asea Brown Boveri Ltd.) – це шведсько-швейцарська компанія, яка спеціалізується у сфері електротехніки, енергетичного машинобудування та інформаційних технологій. Компанія була створена в 1988 році шляхом злиття шведської ASEA та швейцарської Brown, Boveri & Cie. Приблизно 40% виробничої потужності розташовані в Німеччині, а також існують заводи та партнери в інших країнах, таких як Швейцарія, Швеція, Італія, Франція, Чехія, Португалія, Фінляндія, Естонія і багато інших. Група ABB працює у різних секторах промисловості, виробляючи широкий асортимент виробів, зокрема, електрообладнання.

ABB акцентує увагу на двох основних напрямках: електроенергетика і автоматика. З більш ніж столітнім досвідом розробки, випробувань та виготовлення високовольтних автоматичних вимикачів, їхні вироби визнані як надійне та довговічне обладнання, здатне працювати в різних кліматичних умовах та у будь-якій частині світу.

В середині 1980-х років ABB розробила перші в світі елегазові (SF₆) автоматичні вимикачі з дугогасильними пристроями. Вивчення показало, що серед всіх газів, SF₆ найкраще відповідає необхідним вимогам, що відкриває широкі можливості її використання в електротехніці та, зокрема, в високовольтних комутаційних апаратах.

Вимикачі серії HPL, призначені для напруг від 72 до 800 кВ та струмів відключення до 63 (80) кА, розроблені на основі передових досліджень властивостей діелектриків і фізики дуги. Компанія ABB виготовляє елегазові (SF₆) вимикачі з компресійними пристроями гасіння дуги з 1981 року. Принцип роботи компресійних дугогасильних пристроїв було розглянуто раніше. Вимикачі HPL працюють за допомогою приводів типу BLG та взводу пружинних електродвигунів.

Конструкція вимикачів HPL ґрунтується на добре відомій і перевірених технології. Вони можуть працювати як з однополюсним, так і з трьома полюсними системами управління. Вимикачі з одним дугогасильним пристроєм на полюс можуть працювати в обох режимах управління. Вимикачі

з двома дугогасильними пристроями на полюс призначені для управління лише одним полюсом, тобто фазним способом.

При трьохполюсному режимі управління полюси вимикача і привід пов'язані між собою тягою. Кожен полюс вимикача оснащений окремою вимикаючою пружиною. Кожен полюс вимикача (рис. 6.1) складається з герметичної колонки, заповненої елегазом, що включає дугогасильну камеру, порожнистий опорний ізолятор і корпус механізму. Надійність та термін служби елегазового вимикача значною мірою залежать від його здатності забезпечити герметизацію об'єму з елегазом і нейтралізувати вплив вологості та продуктів розкладання газу всередині камери. Ризик витоку газу мінімізується завдяки застосуванню подвійних кільцевих ущільнень і хрестоподібних кільцевих ущільнень з нітрільного каучуку.

Вимикач типу HPL B2 складається з дугогасильної камери (1), опорного ізолятора (2), опорної конструкції (3), шафи управління з приводом (4), вимикаючої пружини (5), монітору густини газу (6) та покажчика положення вимикача (7).

В кожній дугогасильній камері розташований фільтр абсорбції, що поглинає залишкову вологість та утримує продукти розкладання елегазу, які утворюються під час горіння дуги. Оскільки вимикаюча здатність залежить від густини елегазу, полюс вимикача HPL обладнаний монітором густини. Цей монітор є реле тиску з температурною компенсацією, що активує попереджувальний сигнал та функцію блокування включення лише у випадку зниження тиску елегазу через його витік.

Конструкція відповідає стандартам MEK і ANSI, і додатково може враховувати вимоги інших стандартів або специфікацій за потреби. Всі вимикачі типу HPL можуть відключати струми короткого замикання за менше, ніж 40 мілісекунд. Благодаря оптимізації конструкції контактів та швидкості їх руху, ми також можемо гарантувати вимкнення струмів ємностей з дуже низькою ймовірністю повторних пробоїв.

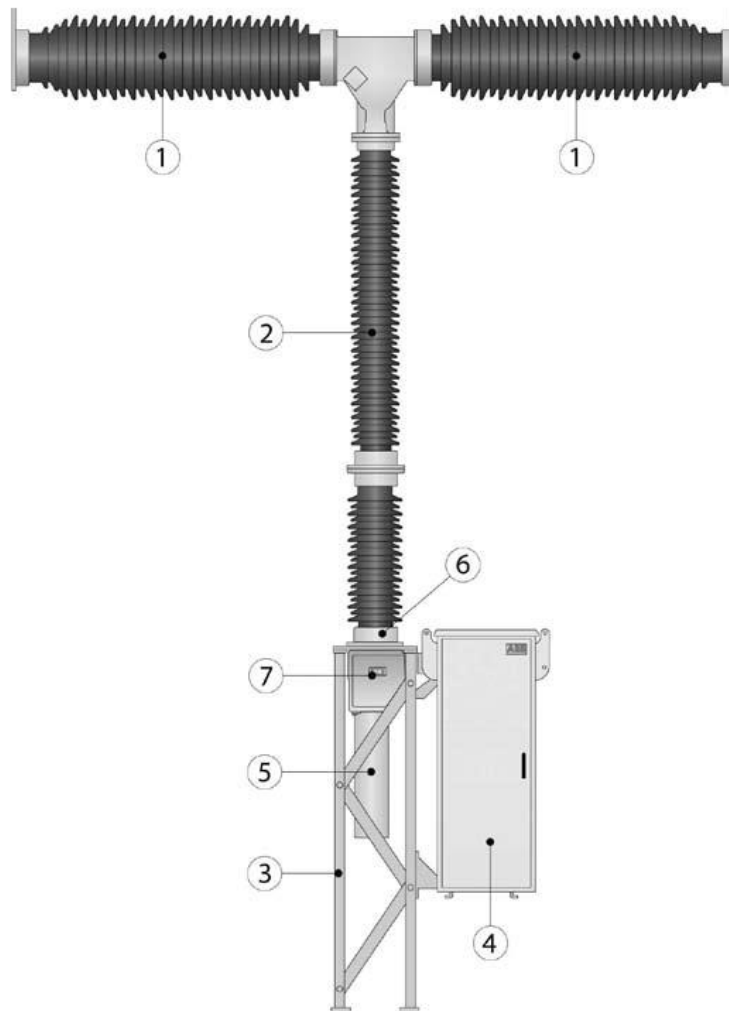


Рисунок 6.1 - Рисунок 3.1 – Вигляд вимикача HPL V2

При відключенні індуктивних струмів значення перенапруг невеликі завдяки оптимальному режиму гасіння дуги під час переходу струму через нульове значення. Вимикачі сімейства HPL розраховані на термін експлуатації понад 30 років або 10000 механічних операцій (без навантаження). При комутації робочих струмів кількість операцій до проведення обслуговування визначається залежно від струму, який відключається.

Перевірку, технічне обслуговування і капітальний ремонт слід проводити з регулярністю, встановленою відповідно до умов навколишнього середовища та кількості спрацьовувань.

7 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

7.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС

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

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл. 7.1. При складанні кошторису будівництва ГЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл. 1. Для нашої роботи величину питомих капітальних вкладень приймемо 900 грн/кВт.

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

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за формулою:

$$K_{num} = \frac{K_{\Sigma}^{EC}}{N_{вст}}$$

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

$$k_{num} = 166120200 / 120000 = 1384,335 \text{ (грн/кВт)}.$$

Таблиця 7.1- Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

№	Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	Від роз.2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн
			В %	Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати	
1	Підготовка території для будівництва	4%	50%	2160000	2%	86400	48%	2073600	4320000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	900	72,5%	78300000	27%	29160000	0,5%	540000	108000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	2,0%	80%	1728000	20%	432000			2160000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0%	90%	972000	10%	108000			1080000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0%	95%	5130000	5%	270000			5400000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1,0%	95%	1026000	5%	54000			1080000
7	Упорядкування території	1,0%	100%	1080000					1080000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15%	80%	12960000	10%	1620000	10%	1620000	16200000
9	Інші роботи та затрати	10%					100%	10800000	10800000
10	Утримання дирекції та	0,50%					100%	540000	540000

	авторський нагляд								
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,10%					100%	108000	108000
12	Проектні і дослідні роботи	10%					100%	10800000	10800000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9%					100%	9720000	9720000
	Всього по розділах 1-13			103356000		31730400		36201600	171288000
	-5% від К _{БМР}			98188200		31730400		36201600	166120200

7.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма 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 ($\Phi 3$) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5});$$

$$\Phi 2 = K_5;$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) + K_{обл} - K_{обл5} + K_{ини}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

$$S_a = \sum \Phi_i \cdot H_i,$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 55834920 \cdot 7\% + 5400000 \cdot 25\% + 104885280 \cdot 20\% = 26235500,4 \text{ (грн.)}$$

Таблиця 7.2- Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
<i>Ф1</i>	55834920	7%	3908444,4
<i>Ф2</i>	5400000	25%	1350000
<i>Ф3</i>	104885280	20%	20977056
Разом	166120200		26235500,4

Розрахунок зарплати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

де $k_{ум}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності $N_{вст}$ – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{ум}$ для ГЕС дорівнює 0,41. $P = 0,41 \cdot 120 = 49$ 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	85%
ІТР	14%
Службовці	3,2%
МОП	0,8%

Підрахувавши значення, отримаємо:

Робітники	39 чол.
ІТР	7 чол.
Службовці	2 чол.
МОП	1 чол.

Річний фонд основної зарплати персоналу визначають по виразу:

$$S_{zn} = (1,57 \cdot (\sum(S_{zn\text{ роб}} \cdot n_i \cdot 12) + \sum(S_{zn\text{ МОП}} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum(S_{zn\text{ сл}} \cdot n_i \cdot 12) + \sum(S_{zn\text{ ІТР}} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot K_k \cdot K_b,$$

де S_{zn} – 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_e – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

Таблиця 7.3- Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Нарахована заробіт. плата грн.
Робітники	10000	120000
ІТР	13000	156000
Службовці	12000	144000
МОП	6000	72000
Разом за рік		821190

$$S_{zn} = (1,57 \cdot (120000 + 72000) + 1,8 \cdot (144000 + 156000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 821190$$

(грн.)

Розрахунок інших витрат

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$S_{in} = (S_a + S_{zn}) \cdot P_p,$$

де $P_p = 45\%$.

$$S_{in} = (26235500,4 + 821190) \cdot 0,45 = 12175510,68 \text{ (грн.)}$$

7.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{zn} + S_{in}.$$

$$S = 26235500,4 + 821190 + 12175510,68 = 39232201,08 \text{ (грн.)}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп},$$

де $E_{відп} = 448290$ МВт·год – електроенергія, відпущена з шин станції за рік.

$$C = 39232201,08 / 448290000 = 8,751 \text{ (коп/кВт·год)}$$

Таблиця 7.4- Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	26235500,4	66,5%	6,0071
Зарплата	613200	2,4%	0,2136
Інші	12175510,68	31,0%	2,743
Разом	39232201,08	100%	8,751

7.3 Аналіз отриманих результатів

Основні техніко-економічні показники ГЕС

Таблиця 7.5- Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	120	МВт
Склад обладнання	3×СВ-40	
Річний виробіток електроенергії	448290	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	2%	
Коефіцієнт обслуговування	0.41	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	166120200	грн.
Питомі капітальні вкладення	1384,335	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	8,751	коп/кВт·год

У даному розділі було підраховано економічні показники проектованої ГЕС потужністю 120 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 8,751$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

8 ОХОРОНА ПРАЦІ

8.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією комутаційного обладнання.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5xВВЕР-440) з аналізом електричного комутаційного обладнання» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним

струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на АЕС:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт із елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ за міждержавним ГОСТ12.0.003-74.
- розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт із вимикачами на ВРП-110 кВ. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРП-110 кВ.

8.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ГЕС згідно теми магістерської роботи на основі попередньо викладеного матеріалу на персонал що виконує обслуговування елегазового комутаційного обладнання за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

Оскільки робота на ВРП-110 кВ по обслуговуванню та монтажу елегазових вимикачів передбачає перебування на відкритому середовищі, тому можна виділити наступні фактори:

- підвищена температура повітря робочої зони (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена та знижена вологість повітря (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- різні метеорологічні умови (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони.

8.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";

- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ.
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008.

Розглянемо організаційні та технічні заходи при монтажі електричного вимикача на ВРП-110 кВ. Так як монтаж комутаційної апаратури проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердити перелік робіт, які виконуються за нарядом;
- призначити відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт згідно наряду;
- працівники повинні пройти усі інструктажі з охорони праці;
- персонал повинен мати допуск до роботи;
- повинен здійснюватися нагляд відповідальної особи під час виконання робіт.

Для підготовки робочого місця до роботи (встановлення вимикача на ВРП-110 кВ), слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

Оскільки роботи з монтажем елегазового вимикача на ВРП-110 кВ здійснюються на висоті більше 1,3м від поверхні землі, тому для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно:

- забезпечити працівників, міцними і стійкими огороженнями, риштуваннями, драбинами, тощо.
- забезпечити працівників необхідними засобами захисту, працівник повинен мати згідно ГОСТ 12.4.107—82 запобіжні канати, ДСТУ 4304:2004 запобіжний монтерський пояс, захисну монтерську каску, інструмент для перевірки напруги на струмоведучих частинах.
- застосовувати технічно справні машини, механізми і пристрої, укомплектовані необхідною технічною документацією;
- забезпечити необхідну освітленість на робочих місцях та безпечні проходи до них;
- урахувати метеорологічні умови, а також стан здоров'я працівників, які виконують роботи на висоті.

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

8.4 Метеорологічні умови

Відповідно до пункту 1.26 СНиП III-4-80* граничні величини температури повітря і швидкості вітру, за яких необхідно припинити виконання робіт на відкритому просторі, визначають місцеві органи влади. А підпунктом 4.5.11 Гігієнічної класифікації праці передбачено, що інформацію про погодні умови слід отримувати від територіальної метеослужби. Згідно з пунктом 1.16 Правил № 62 невідкладні роботи на висоті при більш складних погодних умовах (інших температурах) виконуються за рішенням роботодавця, при цьому в проекті виконання робіт необхідно передбачити додаткові заходи безпеки, що відповідають цим умовам. Експертизи, пов'язані з безпекою праці: які бувають та коли проводять. Своїми знаннями ділиться експерт Відповідальність за своєчасне оповіщення про різке погіршення погодних умов (ураганний вітер, сильні опади тощо) всіх своїх підрозділів та субпідрядних організацій, які виконують роботи на виробничому об'єкті, покладається на керівника генпідрядної будівельної організації (п. 1.17 СНиП III-4-80*).

Несприятливими погодними умовами при мінусових температурах повітря вважаються:

Такі співвідношення середньої щодобової температури повітря (t) і швидкості вітру (v) пункт 3.17 СНиП II-89-80:

$t \leq -36$ °C, за будь-якого значення v ;

$t = -35 \dots -26$ °C при $v \geq 1,5$ м/с;

$t = -25 \dots -16$ °C при $v \geq 2,5$ м/с;

$t = -15 \dots -10$ °C при $v \geq 3,5$ м/с;

За несприятливих погодних умов, а саме при ожеледиці, дощу, снігопаді, грозі або тумані, які ускладнюють видимість у межах фронту робіт, не допускаються роботи на висоті, експлуатація вантажопідіймальних механізмів.

Таблиця 8.1 - Види робіт, виконання яких не допускається у зв'язку з перевищенням допустимого параметру вітрового навантаження

№ з/п	Найменування робіт	Допустимий параметр вітрового навантаження, м/с	Нормативне посилення
1	Монтажні, мулярні, покрівельні роботи на висоті; монтаж, демонтаж або переміщення бурових вишок (копрів)	15 (сила вітру в 7 балів)	п. 17.2 СНиП III-4-80*
2	Робота вантажопідіймального крану, будівельного підйомника, бетонасосу. Роботи на антенно-щоглових спорудах	12	пп. 4.13.14, 3.3.106 Правил ЖКГ; пп. 6.5.126 СНиП III-4-80*
3	Верхолазні роботи та роботи з використанням риштувань; зварювальні роботи; електромонтажні роботи; монтаж елементів опалубки або інших подібних конструкцій з великою парусністю на висоті	10	пп. 5.1.34, 6.5.17, 6.6.13, 6.7.30, 6.11.3, 6.19.118, п. 10.8, 15.5 Правил ЖКГ п. 4.16, 12.13, пп. 7.3.10 СНиП III-4-80* пп. 5.4.13 Правил № 269

8.5 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Розглядаючи ВРП-110 кВ як робочий майданчик, можна зробити висновок що найбільш вірогідними забруднювачами робочої зони будуть наступні речовини:

Таблиця 8.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³	
	Максимально разова	Середньодобова
Пил нетоксичний	0,5	0,15
Кіптява(сажа)	0,15	0,05
Чадний газ	3,0	1,0

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати контроль наявності даних речовин у повітрі.

8.6 Розрахунок захисного заземлення

Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються високовольтні вимикачі розташовані на території ВРП. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м};$
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м};$
- число вертикальних заземлювачів: $n_e = 20 \text{ шт};$
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_e = 5 \text{ м}.$

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

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p/n_e = 2 \cdot (20+36)/20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 600/60 = 10;$$

$$a/l_e = 5,6/5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою :

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (8.1)$$

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

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

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (8.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (8.3)$$

$$\frac{l_e + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h-t}{l_6} = \frac{2-0,5}{5} = 0,3.$$

$$L_2 + L_6 = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

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

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{3.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$;

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

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

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

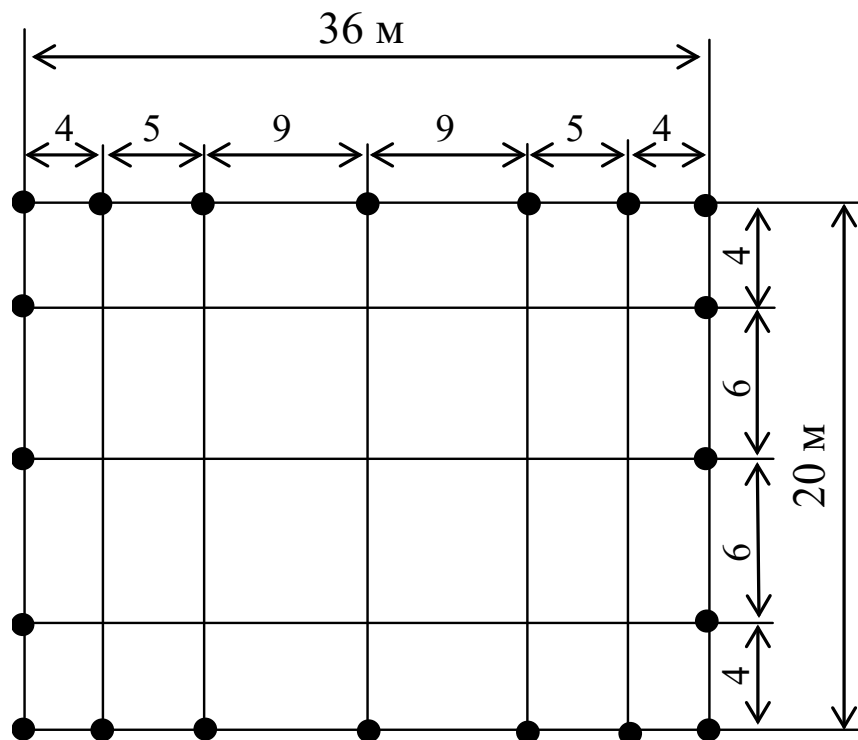


Рисунок 8.1 – План заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_3 = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{3 \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРП 110 кВ.

8.7 Пожежна безпека

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

Основним етапом із забезпечення пожежної безпеки на АЕС є підготовка персоналу:

Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік проходить спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах.

Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

На ГЕС регулярно проводяться протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території ВРП встановлено пожежні щити. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5

– 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії.

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$. і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

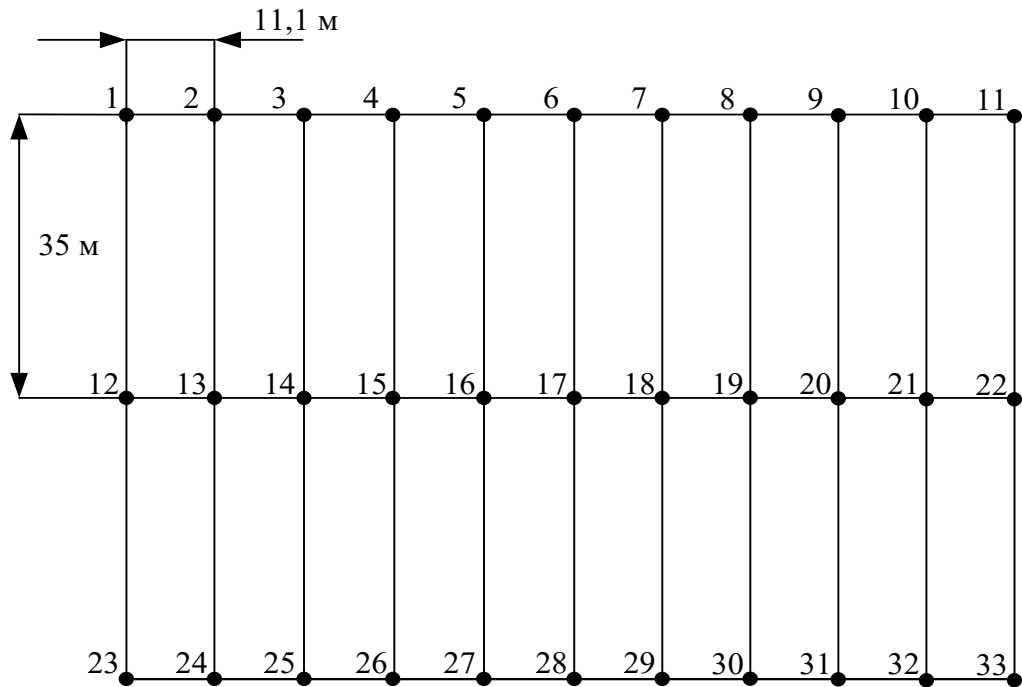


Рисунок 8.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60$ м;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (8.4)$$

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}. \quad (8.5)$$

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

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (8.6)$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 13 \text{ (М)}; h = 21 \text{ (М)}; L_1 = 35 \text{ (М)}; L_2 = 11,1 \text{ (М)}; L_3 = 36,717 \text{ (М)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (М)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (М)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (М)}.$$

Таблиця 8.3 – Розрахунки отриманих величин

	$L_1, \text{ М}$	$L_2, \text{ М}$	$L_3, \text{ М}$
$r_x, \text{ М}$	7,125	7,125	7,125
$h_0, \text{ М}$	18,614	20,76	18,379
$b_x, \text{ М}$	7	13,35	6,387

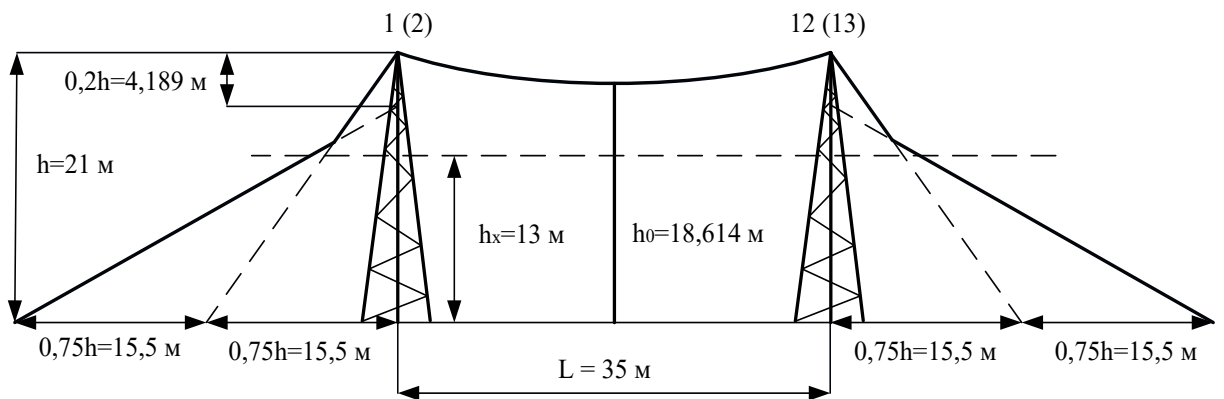


Рисунок 8.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

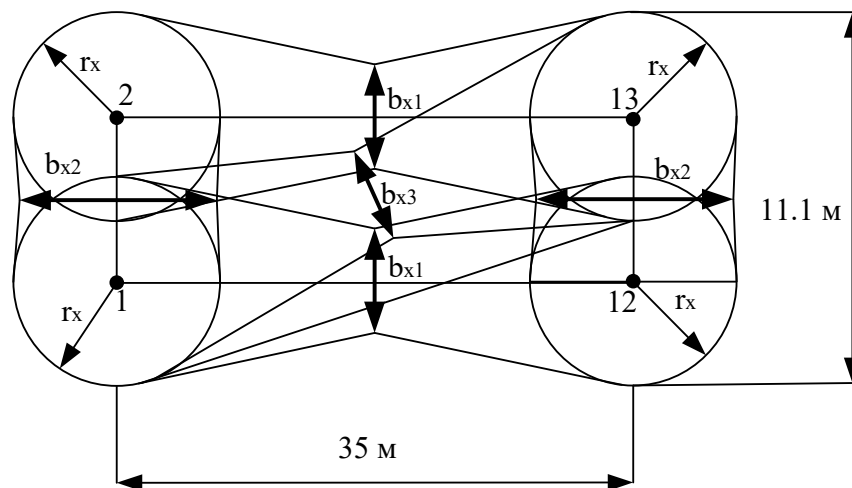


Рисунок 8.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

ВИСНОВКИ

В цей період Україні знадобляться на ряду з працюючими і застарілими нові теплові електростанції, що успішно експлуатуються в багатьох країнах світу. У першому розділі було приведено техніко-економічне обґрунтування об'єкту. У другому розділі була спроектована електрична станція типу ГЕС, встановлена потужність якої 120 МВт. Вона призначена для видачі потужності в енергосистему.

В проекті були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Для встановлення на спроектованій ГЕС було обрано три гідрогенератори типу СВ-1100/145-88 потужністю $P_{\text{ном}} = 40$ МВт. Обрано структурну схему станції з трьома блоками. Для встановлення прийнято два трансформатори типу ТРДЦН-63000/330 і один - ТРДН-63000/110. Обрана схема власних потреб забезпечує надійне та безперебійне живлення усіх споживачів ВП. Живлення системи ВП станції здійснюється через три основні трансформатори типу ТСЗ-630/15 потужністю 0,63 МВА і один резервний трансформатор типу ТСЗС-1000/10 потужністю 1 МВА, який приєднується до автотрансформатора. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 330 кВ з відкритого розподільчого пристрою (ВРП) по двох повітряних лініях електропередачі. В якості схеми ВРП була прийнята схема 4/3. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольної-вимірювальної апаратури і розрядників. Виконано інформаційне забезпечення і комплекс технічних засобів АСУ ТП ЕС. Проведено розрахунок і вибір устаткування релейного захисту та автоматики ГЕС. В роботі було розглянуте питання принципу роботи елегазового вимикача серії ВЕК-110Б. Також було розглянуто застосування елегазового комутаційного обладнання на ГЕС та розрахунок економічних показників ГЕС.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoi-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
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 МЕНВ 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. Романченко Ю.А., Петухов О. Г., Резнік І. О. Порівняльний аналіз різних типів високовольтних вимикачів. Майбутній науковець – 2021 :

матеріали всеукр. наук.- практ. конф. з міжнар. участю. Сєверодонецьк: СНУ ім. В. Даля, 2021. – С. 160-162.

20. Михайлюк Р. І., Мисенко С. В., Кутін В. М., Рубаненко О. Є. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі. Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.

21. Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Мисенко С. В. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації. Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.

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

23. 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.

24. 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 Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 120
МВт ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО
ОБЛАДНАННЯ»

08-21.МКР.005.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Малогулко Ю.В.

(підпис)

Магістр групи ІЕС-22м

_____ Гундертайло В.В.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплових електростанцій України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих КЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;
- б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – спроектувати електричну частину ГЕС потужністю 120 МВт із застосуванням елегазового комутаційного обладнання;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П.Д., Лагутін В.М., Тептя В.В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
2. Тептя В.В., Кулик В.В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
3. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. II. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2015. 115 с.
4. 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.
5. 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.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 120 км; живлення споживачів району з максимальним навантаженням 40 МВт здійснюється по ЛЕП 110 кВ. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 120 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електричної станції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність її проектування.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування об'єкту	27.09.23	08.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	09.10.23	15.10.23	розділ 2
4	АСУ ТП електричної станції	16.10.23	22.10.23	розділ 3
5	Релейний захист та автоматика ГЕС	23.10.23	29.10.23	розділ 4
6	Принцип роботи елегазового вимикача серії ВЕК-110Б	30.10.23	05.11.23	розділ 5,6
7	Застосування елегазового комутаційного обладнання на ГЕС	06.11.23	12.11.23	розділ 7,8,9
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	18.12.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

Надзвичайні ситуації (НС) характеризуються якісними і кількісними критеріями. До якісних критеріїв відносяться раптовість і швидкість розвитку подій. До кількісних критеріїв потрібно відносити, наприклад, потужність факторів ураження, що може привести до людських жертв, руйнувань будинків, споруд, виведенню великих територій із використання, екологічних наслідків.

На підстанціях використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

На підстанціях приймачами електромагнітного випромінювання є предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, трансформаторне обладнання, кабельні лінії, системи релейного захисту.

Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом, може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного випромінювання.

Іонізуюче випромінювання взаємодіючи із середовищем спричиняє виникнення електричних зарядів різних знаків, що дуже небезпечно для електричних мереж.

Створення нормальних умов роботи електричних підстанцій у НС дуже важливе в плані забезпечення безпеки важливих підприємств і обороноздатності країни, зменшення збитків від пошкоджень окремих елементів мереж та недовідпуску електричної енергії.

Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині. Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В таблиці В.1 для кожного елемента наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

№	Система підстанції	Блок системи	Елементи	$P_{зв.і}$	$P_{зв.мін}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Мікроконтролер Atmel 8515	10^5	10^4
			Транзистор КТ3102	10^5	
		Блок живлення	Мікросхема КРЕН 8505	10^5	
2	Станційний пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми АЛС324	10^4	
			МПК	Транзистор КП301	
		Резистор МЛТ-0,125		10^7	
3	Система Зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
			Блок прийому і Передачі	Конденсатор КМ	
		Конденсатор К50-35		10^7	
		Оптична система		Оптична пара АОД 103	10^5
			Діодний місток КЦ 105	10^6	
Резистор ОМЛТ	10^6				

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $P_{зв.мін} = 10^4$ Р є діоди загального призначення.

Розраховуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

$$P_{зр} = K_{над} \cdot P_{зв.мін} \cdot K_{носл} [P/год]; \quad (B.1)$$

$$P_{зр} = 0,95 \cdot 10^4 \cdot 2 = 19000 [P/год];$$

де $K_{над}$ - коефіцієнт надійності (приймається $K_{над} = 0,95$);

$P_{зв.мін}$ - потужність експозиційної дози, яка відповідає початку зворотних змін в елементах;

$K_{носл}$ - коефіцієнт послаблення радіації (приймається $K_{носл} = 2$).

Розраховуємо допустимий час роботи підстанції:

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

$$t_{дон} = \left(\frac{10^6 \cdot 2}{2 \cdot 19000} + \sqrt{1} \right)^2 = 2876,17 [год];$$

Таким чином, розроблювальний пристрій в умовах іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів.

Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках.

Використовуємо для розрахунку такі дані $U_{ж}=220$ В, $l_{г}=0,3$ м.

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{\theta} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{\theta(z)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (\text{В.3})$$

де U_{∂} - допустимі коливання напруги живлення, В;

$U_{\theta(z)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу в вертикальних(горизонтальних струмопровідних частинах, В.

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\partial} = U_{жс} + \frac{U_{жс}}{100} \cdot N [B], \quad (\text{В.4})$$

де $U_{жс}$ - робоча напруга живлення, В;

N - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\theta} = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [B] \quad (\text{6.5})$$

де K - коефіцієнт безпеки ($K=40$ дБ).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = \frac{U_{\theta}}{l_{\theta}} [B/m] \quad (\text{В.6})$$

Визначаємо горизонтальну складову н напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = 10^{-3} \cdot E_{\theta} [B/m] \quad (\text{В.7})$$

Підставивши відомі значення у формули (В.4, ..., В.7) отримаємо:

$$U_{\partial} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 [B]; U_2 = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31 [B];$$

$$E_6 = \frac{2,31}{0,3} = 7,7 [B / м] \quad E_2 = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,077 [B / м]$$

Таким чином обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_6 до 7,7 В/м.

Розробка превентивних заходів по забезпеченню безпеки роботи підстанції 330 кВ у надзвичайній ситуації

Для підвищення безпеки роботи підстанції у мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттях будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замикань і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до виливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

- 1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);
- 2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;
- 3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключаючі пристрої і розрядники, плавкі запобіжники.

Також в даному пункті нами проведено дослідження роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації, в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. З розрахунків ми бачимо що підстанція при дії іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів, обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_6 до 7,7 В/м.

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

«Електрична частина гідроелектростанції
потужністю 120 МВт із застосуванням елегазового
комутаційного обладнання»

Виконав: ст. гр. 1ЕС-22м Гундертайло В.В.
Керівник: к.т.н., доц. Малогулко Ю.В.

Вінниця 2023

Актуальність та задачі дослідження

ГЕС споруджується 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 через відсутність втрат на паливо. В той же час ТЕС, як правило, потребують більш високих капіталовкладень.

Мета і задачі дослідження: спроектувати електричну частину ГЕС потужністю 120 МВт із застосуванням елегазового комутаційного обладнання.

Об'єктом дослідження роботи є електрична частина ГЕС, а предметом дослідження використання нормативних документів в галузі електроенергетики.

Методи досліджень: розробка програм та проведення розрахунків за допомогою ПЕОМ.

Головна схема електричних з'єднань станції

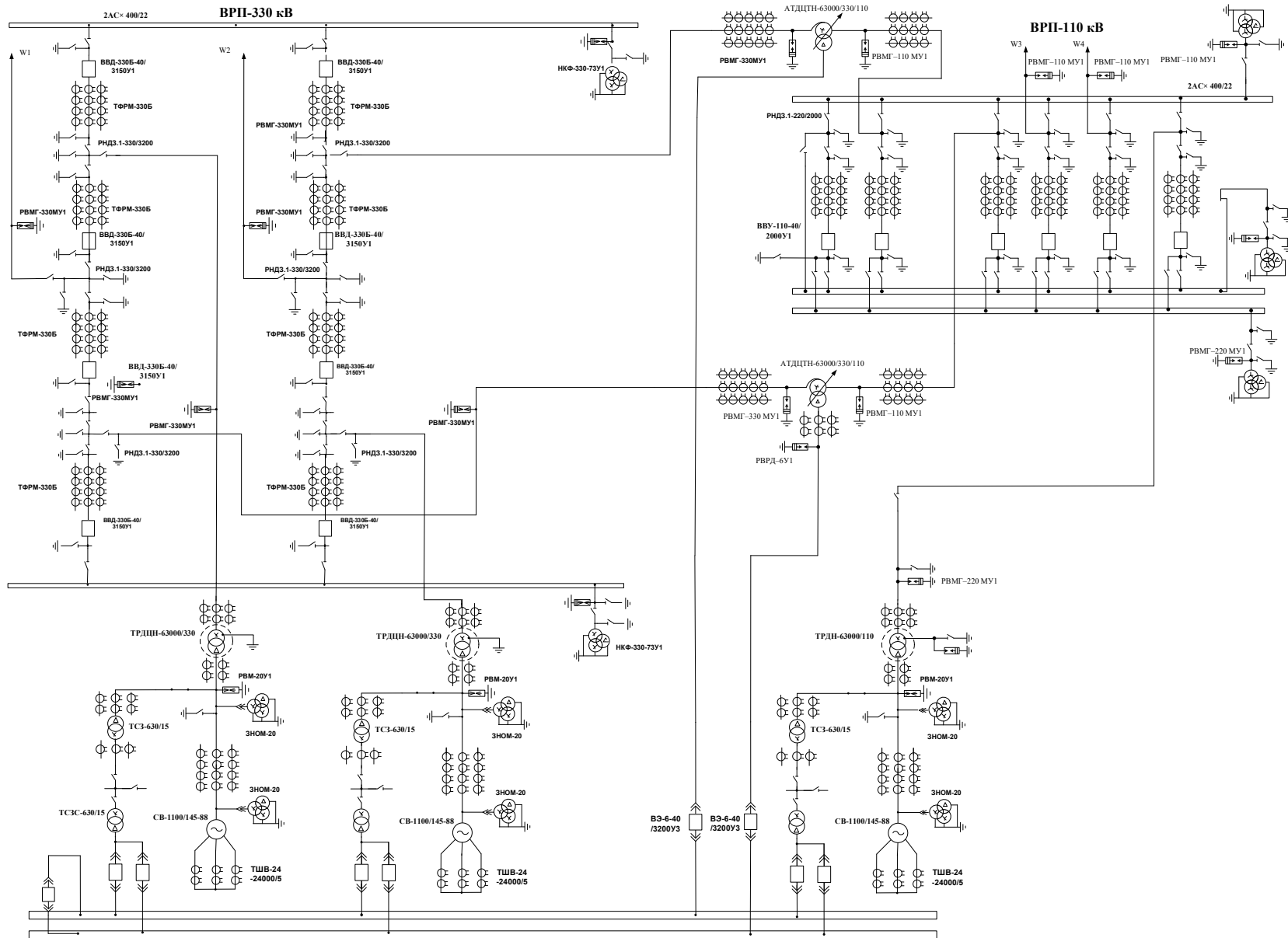
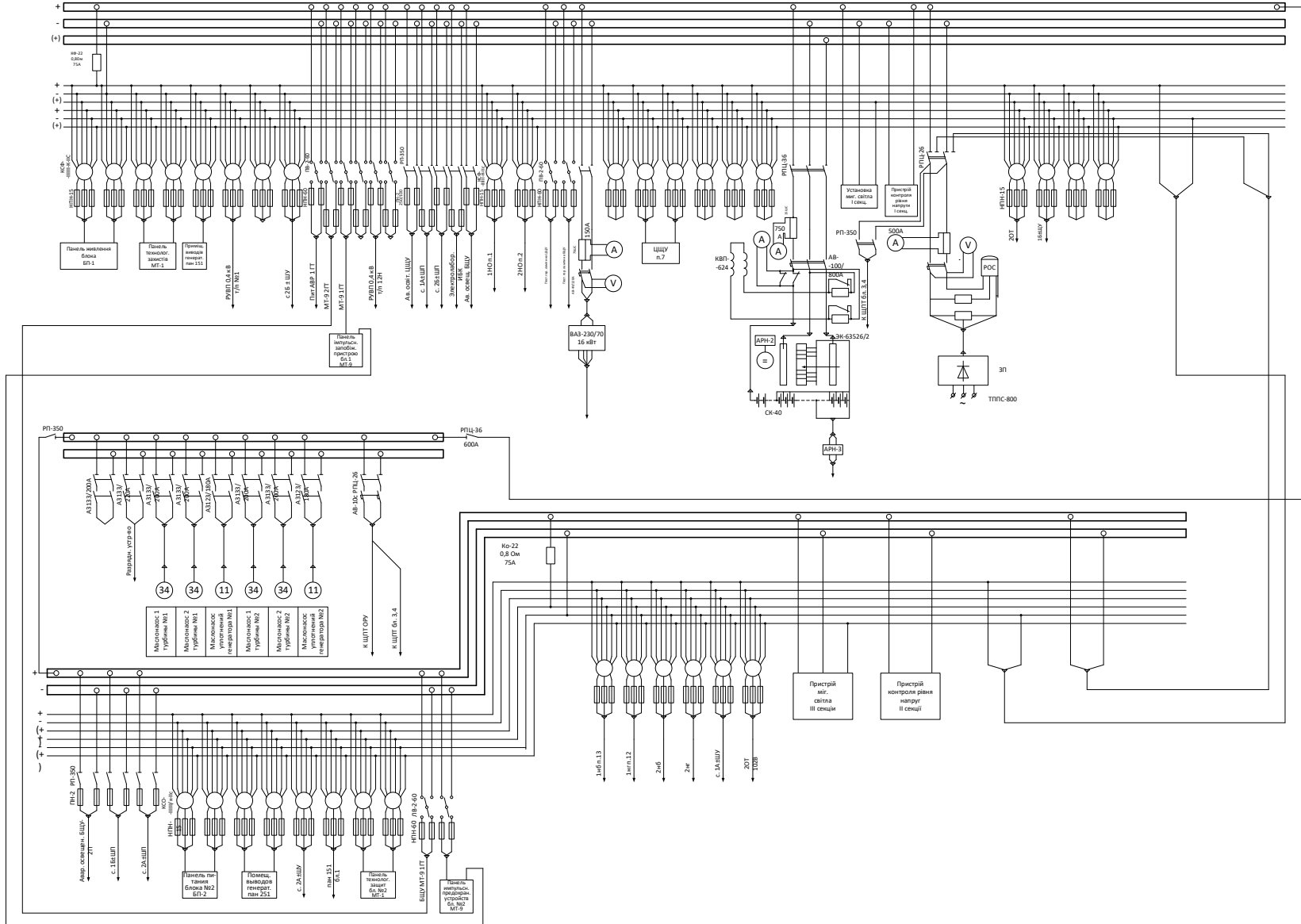


Схема установки постоянного струму



Аналіз використання елегазового комутаційного обладнання на ГЕС

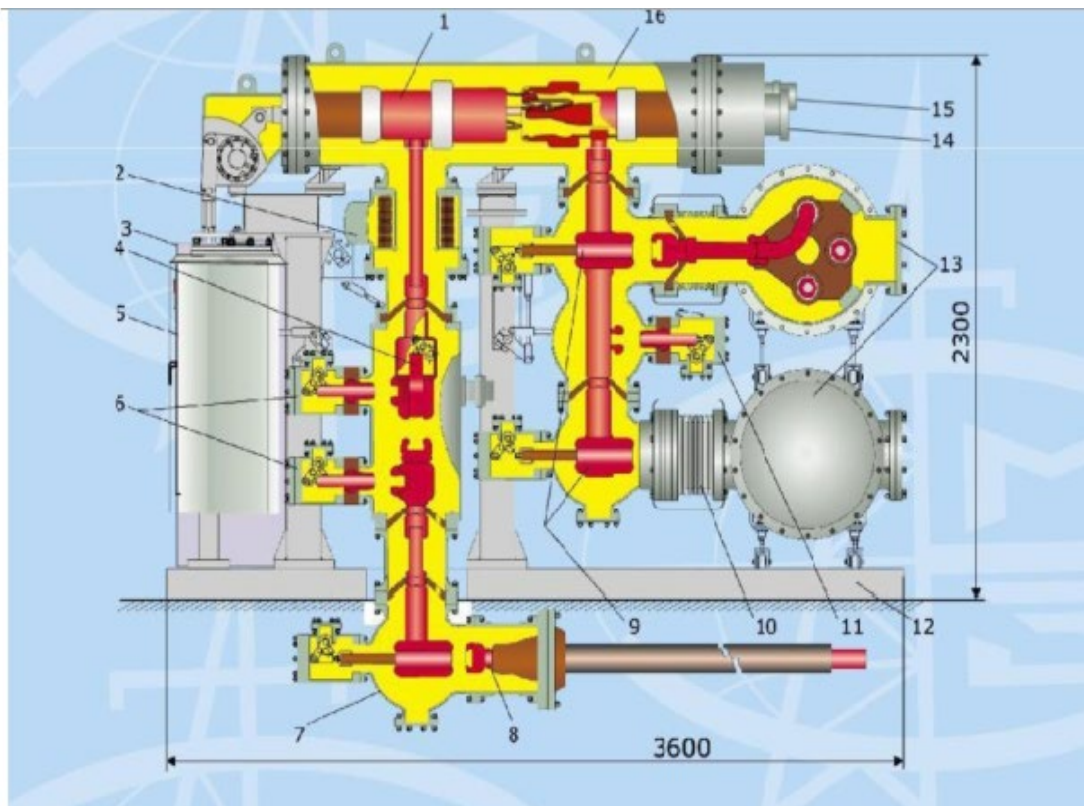


Рисунок 1 - Елегазова триполюсна комірка: 1 – вимикач, 2 – трансформатор струму, 3 – шафа апаратний, 4 – роз'єднувач лінійний, 5 – гідропривод, 6 – заземлювач лінійний, 7 – роз'єднувач кабельного вводу, 8 – кабельний ввід, 9 – шинні роз'єднувачі, 10 – компенсатор, 11 – заземлювач шинний, 12 – рама, 13 – збірні трифазні шини, 14 – мембрана, 15 – датчик щільності елегазу, 16 - елегаз

ВИСНОВКИ

В цей період Україні знадобляться на ряду з працюючими і застарілими нові теплові електростанції, що успішно експлуатуються в багатьох країнах світу. У першому розділі було приведено техніко-економічне обґрунтування об'єкту. У другому розділі була спроектована електрична станція типу ГЕС, встановлена потужність якої 120 МВт. Вона призначена для видачі потужності в енергосистему.

В проекті були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Для встановлення на спроектованій ГЕС було обрано три гідрогенератори типу СВ-1100/145-88 потужністю $P_{\text{ном}} = 40$ МВт. Обрано структурну схему станції з трьома блоками. Для встановлення прийнято два трансформатори типу ТРДЦН-63000/330 і один - ТРДН-63000/110. Обрана схема власних потреб забезпечує надійне та безперебійне живлення усіх споживачів ВП. Живлення системи ВП станції здійснюється через три основні трансформатори типу ТСЗ-630/15 потужністю 0,63 МВА і один резервний трансформатор типу ТСЗС-1000/10 потужністю 1 МВА, який приєднується до автотрансформатора. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 330 кВ з відкритого розподільчого пристрою (ВРП) по двох повітряних лініях електропередачі. В якості схеми ВРП була прийнята схема 4/3. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольновимірювальної апаратури і розрядників. Виконано інформаційне забезпечення і комплекс технічних засобів АСУ ТП ЕС. Проведено розрахунок і вибір устаткування релейного захисту та автоматики ГЕС. В роботі було розглянуте питання принципу роботи елегазового вимикача серії ВЕК-110Б. Також було розглянуто застосування елегазового комутаційного обладнання на ГЕС та розрахунок економічних показників ГЕС.