

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Проектування електричної частини гідроелектростанції з генераторами  
типу СВ-915/165-40У4 та дослідженням елегазового комутаційного  
обладнання»**

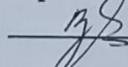
Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м  
спеціальності 141 – «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
за ОП «Електричні станції»,



Рожко І. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС



Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

« 12 » грудня 2025 р.

Опонент: к.т.н. доц. каф. ЕССЕМ  
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)



Куміна М. В.

(прізвище та ініціали)

« 12 » грудня 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О. 

(прізвище та ініціали)

« 12 » грудня 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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

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

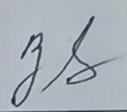
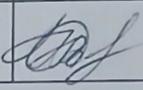
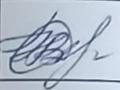
«21» 09 2025 р.

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

Рожко Іван Олександрович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування електричної частини гідроелектростанції з генераторами типу СВ-915/165-40У4 та дослідженням елегазового комутаційного обладнання».  
Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025р № №313
2. Строк подання студентом роботи 7 грудня 2025 року.
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 110 км; паливо вода; максимальне навантаження району 80 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 160 МВт; номінальна потужність системи 18000 МВА; номінальний опір системи 0.15 в.о. номінальна напруга системи 220 кВ; тип гідроагрегата СВ-915/165-40У4, потужність станції 300 МВт.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Електротехнічна частина. 2 Дослідження елегазового комутаційного обладнання. 3 Економічна частина. 4 Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Вступ. 3. Вибір структурної схеми ГЕС. 4. Вибір схеми ВРУ. 5. Головна схема електричних з'єднань станції. 6. Техніко-економічні показники станції. 7. Схема принципу дугогасіння в елегазовому вимикачі. 8. Типові несправності елегазових вимикачів та методи усунення. 9. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 1 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

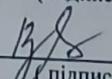
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	26.09.25	05.10.25	
2	Електротехнічна частина	06.10.25	12.10.25	
3	Дослідження елегазового комутаційного обладнання	13.10.25	19.10.25	
4	Економічна частина	20.10.25	26.10.25	
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	27.10.25	02.11.25	
6	Оформлення пояснювальної записки	03.11.25	09.11.25	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	09.11.24	19.11.25	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	17.11.25	13.11.25	
9	Рецензування МКР	24.11.25	01.12.25	

Студент

  
(підпис)

Іван РОЖКО

Керівник роботи

  
(підпис)

Владислав ЛЕСЬКО

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Рожко Іван Олександрович «Проектування електричної частини гідроелектростанції з генераторами типу СВ-915/165-40У4 та дослідженням елегазового комутаційного обладнання». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 106 с. Бібліогр.: 23. Рис. : 18. Табл. : 42

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена проектуванню електричної частини гідроелектростанції потужністю 300 МВт з трьома гідрогенераторами типу СВ-915/165-40У4 та дослідженню елегазового комутаційного обладнання. У роботі виконано розрахунок графіків електричних навантажень, обґрунтовано вибір силового та комутаційного обладнання, структурної схеми станції, розраховано струми короткого замикання та обрано елегазові вимикачі. Проведено аналіз фізико-хімічних властивостей елегазу, механізмів гасіння дуги, методів діагностики та моніторингу технічного стану елегазових вимикачів. Запропоновано удосконалену методику оцінки технічного стану за точками зносу та рекомендації щодо застосування алгоритмів машинного навчання для автоматичної діагностики (точність >93 %). Виконано техніко-економічне обґрунтування проекту, розрахунок собівартості електроенергії (118,3 коп/кВт·год) та розроблено заходи з охорони праці й пожежної безпеки.

Ключові слова: гідроелектростанція, електрична частина, гідрогенератор СВ-915/165-40У4, елегазовий вимикач, струми короткого замикання, структурна схема, моніторинг технічного стану, точки зносу, машинне навчання, надійність, собівартість електроенергії, охорона праці.

## ABSTRACT

Rozhko Ivan Oleksandrovysh “Design of the electrical part of a hydroelectric power plant with generators of the type SV-915/165-40U4 and research of SF6 switching equipment”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 106 p. Bibliography: 23. Fig. : 18. Tab. : 42

The master's qualification work is devoted to the design of the electrical part of a hydroelectric power plant with a capacity of 300 MW with three hydrogenerators of the type SV-915/165-40U4 and the study of SF6 switching equipment. The work includes the calculation of electrical load schedules, the justification of the choice of power and switching equipment, the structural diagram of the station, the calculation of short-circuit currents and the selection of SF6 circuit breakers. The analysis of the physicochemical properties of SF6, arc extinguishing mechanisms, methods of diagnostics and monitoring of the technical condition of SF6 circuit breakers is carried out. An improved methodology for assessing the technical condition by wear points and recommendations for the use of machine learning algorithms for automatic diagnostics (accuracy >93%) are proposed. The feasibility study of the project, the calculation of the cost of electricity (118,3 kopecks/kWh) and measures for labor protection and fire safety are developed.

Keywords: hydroelectric power plant, electrical part, hydrogenerator SV-915/165-40U4, SF6 circuit breaker, short-circuit currents, structural diagram, technical condition monitoring, wear points, machine learning, reliability, cost of electricity, labor protection.

## ЗМІСТ

ЗМІСТ .....	2
ВСТУП.....	5
1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....	7
1.1 Графіки електричних ГЕС.....	7
1.2 Вибір силового обладнання .....	15
1.3 Вибір структурної схеми станції .....	17
1.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи .....	17
1.3.2 Проектування структурної схеми станції.....	19
1.4 Вибір схеми власних потреб станції станції .....	27
1.5 Вибір схем ВРУ-220 кВ та 110 кВ.....	28
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання .....	33
1.7 Визначення аперіодичної та періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = \tau$ , а також ударного струму КЗ.....	35
1.8 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$ . .....	37
1.9 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму .....	37
1.10 Вибір комутаційних апаратів .....	40
1.11 Вибір струмоведучих частин .....	41
1.12 Вибір кабелів .....	47
1.13 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	47
1.14 Вибір акумуляторної батареї.....	51
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	55
2.1 Загальна характеристика та принцип роботи элегазових вимикачів.....	55
2.1.1 Фізико-хімічні властивості SF <sub>6</sub> газу .....	55
2.1.2 Механізм гасіння електричної дуги.....	57
2.1.3 Конструктивні особливості дугогасильних камер .....	59
2.1.4 Операції відмикання та замикання.....	61

	3
2.1.5 Вимоги до системи SF <sub>6</sub> газу.....	62
2.2 Системи моніторингу та діагностики стану елегазових вимикачів.....	63
2.2.1 Параметри контролю та точки зносу.....	64
2.2.2 Системи безперервного моніторингу.....	66
2.2.3 Методи періодичної діагностики.....	67
2.2.4 Застосування штучного інтелекту для діагностики.....	68
2.3 Технічне обслуговування та експлуатація елегазових вимикачів.....	70
2.3.1 Види та періодичність технічного обслуговування.....	70
2.3.2 Типові несправності та методи їх усунення.....	72
2.3.3 Оцінка надійності на основі точок зносу.....	74
2.4 Тенденції розвитку елегазового обладнання.....	76
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	79
3.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	79
3.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	81
3.2.1 Амортизація основних фондів.....	81
3.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	83
3.2.3 Інші витрати.....	85
3.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	85
3.3 Аналіз отриманих результатів.....	86
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	88
4.1 Задачі розділу.....	88
4.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією високовольтних елегазових вимикачів.....	89
4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі і експлуатації елегазових вимикачів.....	90
4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці.....	91
4.4 Пожежна безпека.....	94
4.5 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ.....	96
ВИСНОВКИ.....	103

	4
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	105
ДОДАТКИ.....	108
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР .....	109
ДОДАТОК В РОЗРАХУНОК СХЕМИ ВРУ.....	114
ДОДАТОК Г РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	118
ДОДАТОК Д ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ.....	130
ДОДАТОК Е ЕЛЕГАЗОВІ (SF <sub>6</sub> ) ВИМИКАЧІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ: ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ .....	131
ДОДАТОК Ж ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА .....	140

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Розвиток відновлюваної енергетики є стратегічним пріоритетом для України в умовах енергетичної кризи та необхідності забезпечення енергетичної незалежності держави. Гідроелектростанції відіграють ключову роль у балансуванні енергосистеми завдяки здатності швидко регулювати потужність відповідно до добових та сезонних коливань навантаження. Водночас підвищення надійності електричного обладнання ГЕС, зокрема комутаційної апаратури, набуває особливого значення для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів. Елегазові вимикачі, що характеризуються високою дугогасною здатністю та компактністю, широко застосовуються на сучасних електростанціях, проте потребують удосконалення методів діагностики та моніторингу технічного стану для запобігання аварійним ситуаціям. Тому комплексне дослідження проектування електричної частини ГЕС з одночасним аналізом елегазового комутаційного обладнання є актуальним науково-практичним завданням.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської кваліфікаційної роботи є проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 300 МВт з генераторами типу СВ-915/165-40У4 та розробка рекомендацій щодо підвищення надійності експлуатації елегазового комутаційного обладнання.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- розрахувати графіки електричних навантажень та визначити техніко-економічні показники роботи ГЕС;
- обґрунтувати вибір силового обладнання та структурної схеми електростанції;
- виконати розрахунок струмів короткого замикання та обрати комутаційні апарати;
- дослідити фізико-хімічні властивості елегазу та механізми гасіння електричної дуги в елегазових вимикачах;

- проаналізувати методи діагностики та моніторингу технічного стану елегазового обладнання;
- виконати економічне обґрунтування проекту та розробити заходи з охорони праці.

**Об'єкт дослідження** – електрична частина ГЕС та елегазове комутаційне обладнання.

**Предмет дослідження** – електрична частина гідроелектростанції потужністю 300 МВт та характеристики елегазових вимикачів.

**Методи дослідження.** У роботі застосовано методи техніко-економічного порівняння варіантів структурних схем, аналітичні методи розрахунку струмів короткого замикання, методи аналізу надійності електрообладнання на основі точок зносу.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Удосконалено методику оцінки технічного стану елегазових вимикачів на основі комплексного аналізу точок зносу з визначенням відносного ступеня деградації обладнання.

**Особистий внесок здобувача.** Всі результати роботи, які складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, були отримані автором самостійно.

## 1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 1.1 Графіки електричних ГЕС

Режим експлуатації електростанцій визначається добовими та сезонними графіками електричного навантаження в об'єднаній енергосистемі й конкретному регіоні постачання. Номінальна потужність станції (300 МВт) має повністю перекривати пікові значення цих графіків, враховуючи технологічні втрати в лініях передачі від точки генерації до підстанцій і кінцевих споживачів, а також електроспоживання на власні потреби об'єкта (освітлення, насосні агрегати, системи керування тощо).

Складання графіків навантаження в абсолютних величинах виконується за рівнянням:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} \quad (1.1)$$

де  $P'_{pt}$  – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$  – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Передача електроенергії завжди супроводжується втратами, які умовно ділять на дві складові: постійні  $\Delta P_1$ , (вони не залежать від величини струму в лінії, наприклад, втрати на корону чи діелектричні процеси) та змінні  $\Delta P_2$ , (пропорційні квадрату струму навантаження, переважно це джоулеві втрати в проводах і трансформаторах). Під час побудови графіків навантаження для спрощених розрахунків приймають фіксоване відносне значення загальних втрат, наприклад:

- в мережах місцевого району  $\Delta P_1' = (0,01 \div 0,015)$ ;  $\Delta P_2' = (0,06 \div 0,08)$ ;

- в мережах системи  $\Delta P_1'' = (0,02 \div 0,03)$ ;  $\Delta P_2'' = (0,14 \div 0,16)$ .

Навантаження місцевого району в (МВт):

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{pmax}}{100}. \quad (1.2)$$

Навантаження системи в (МВт):

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{cmax}}{100}. \quad (1.3)$$

де  $P'_{ct}$  – потужність, яку споживає енергосистема, %;

$P_{cmax}$  – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати в мережах місцевого району (MP):

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{pmax}. \quad (1.4)$$

Постійні втрати в мережах системи (С):

$$\Delta P_{1c} = \Delta P'_1 \cdot P_{cmax}. \quad (1.5)$$

Змінні втрати в мережах MP:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{pmax}}; \quad (1.6)$$

$$\Delta P_{2c} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{cmax}}. \quad (1.7)$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{pвід} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}. \quad (1.8)$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{\text{свід}} = P_{\text{ст}} + \Delta P_{1\text{с}} + \Delta P_{2\text{с}}. \quad (1.9)$$

Сумарна потужність, яка віддається з шин станції:

$$P_{\text{від}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}. \quad (1.10)$$

Потужність, яка віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{вп}} = \left( 0.4 + 0.6 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{від.max}}}{100}. \quad (1.11)$$

де  $P_{\text{вст}}$  – встановлена потужність станції, 300 МВт;

$P'_{\text{вп}}$  – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$P'_{\text{вп}} = 1$  % (табл. 1.1 );

$P_{\text{від.max}}$  – максимальна потужність, що видається з шин станції, МВт.

Потужність, яку виробляють гідрогенератори типу СВ-915/165-40У4:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}}. \quad (1.12)$$

Згідно з наведеним алгоритмом, виконується розрахунок графіків електричного навантаження для повноводні та маловодні з розбивкою за годинними інтервалами. Отримані значення заносяться до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку електричних навантажень

Складові витрат потужності	Режим	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	повн. вод.	48.00	80.00	90.00	85.00	100.00	80.00	77.00	73.00
	мало. вод.	43.00	75.00	95.00	80.00	95.00	75.00	72.00	68.00
Навантаження місцевого району, МВт	повн. вод.	38.40	64.00	72.00	68.00	80.00	64.00	61.60	58.40
	мало. вод.	34.40	60.00	76.00	64.00	76.00	60.00	57.60	54.40
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	повн. вод.	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
	мало. вод.	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	повн. вод.	1.11	3.07	3.89	3.47	4.80	3.07	2.85	2.56
	мало. вод.	0.89	2.70	4.33	3.07	4.33	2.70	2.49	2.22
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	повн. вод.	40.31	67.87	76.69	72.27	85.60	67.87	65.25	61.76
	мало. вод.	36.09	63.50	81.13	67.87	81.13	63.50	60.89	57.42
Навантаження системи, %	повн. вод.	50.00	80.00	100.00	90.00	95.00	80.00	75.00	70.00
	мало. вод.	45.00	75.00	95.00	85.00	90.00	75.00	70.00	65.00
Навантаження системи, МВт	повн. вод.	80.00	128.00	160.00	144.00	152.00	128.00	120.00	112.00
	мало. вод.	72.00	120.00	152.00	136.00	144.00	120.00	112.00	104.00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	повн. вод.	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20
	мало. вод.	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	повн. вод.	5.60	14.34	22.40	18.14	20.22	14.34	12.60	10.98
	мало. вод.	4.54	12.60	20.22	16.18	18.14	12.60	10.98	9.46
Потужність, що віддається в систему, МВт	повн. вод.	88.80	145.54	185.60	165.34	175.42	145.54	135.80	126.18
	мало. вод.	79.74	135.80	175.42	155.38	165.34	135.80	126.18	116.66
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	повн. вод.	129.11	213.41	262.29	237.61	261.02	213.41	201.05	187.93
	мало. вод.	115.82	199.30	256.55	223.26	246.48	199.30	187.06	174.08
Витрати на власні погребі, МВт	повн. вод.	1.73	2.17	2.43	2.30	2.42	2.17	2.10	2.04
	мало. вод.	1.66	2.09	2.39	2.22	2.34	2.09	2.03	1.96
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	повн. вод.	130.83	215.58	264.71	239.91	263.43	215.58	203.15	189.97
	мало. вод.	117.48	201.39	258.94	225.48	248.82	201.39	189.09	176.05

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

1) Максимальне навантаження станції:

$$P_{max} = 264.713 \text{ (МВт)} .$$

2) Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = 1700857.49 \text{ (МВт} \cdot \text{год)} .$$

3) Встановлена потужність станції:

$$P_{вст} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ (МВт)} .$$

4) Середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}; \tag{1.13}$$

$$P_{cp} = \frac{1700857.49}{8760} = 194.16 \text{ (МВт)} .$$

5) Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}; \tag{1.14}$$

$$K_3 = \frac{194.16}{264.713} = 0.733 .$$

6) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}; \quad (1.15)$$

$$K_B = \frac{194.16}{300} = 0.647.$$

7) Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}; \quad (1.16)$$

$$T_{max} = \frac{1700857.49}{264.713} = 6425.29 \text{ (год)}.$$

8) Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}; \quad (1.17)$$

$$T_{вст} = \frac{1700857.49}{300} = 5669.52 \text{ (год)}.$$

9) Коефіцієнт резерву:

$$K_p = \frac{P_{вст}}{P_{max}}; \quad (1.18)$$

$$K_p = \frac{300}{264.713} = 1.133.$$

Техніко-економічні характеристики роботи гідроелектростанції наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Основні техніко-економічні показники експлуатації станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	264.71
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	1700857.49
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	300.00
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	194.16
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0.733
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0.647
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6425.29
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	5669.52
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1.133
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПР}t_i} \cdot t_i$	186793.61
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	1514063.88
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left( 0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5147.08

На основі проведених розрахунків побудовано добові графіки видачі потужності для повноводного (рис. 1.1) та маловодного (рис. 1.2) періодів, виходячи з тривалості зимового сезону 265 діб і літнього — 100 діб.

Для побудови графіків навантаження в місцевий район використано дані останньої колонки таблиці 1.1. По осі ординат відкладаємо значення потужності (МВт), по осі абсцис — час роботи на відповідному рівні протягом доби (години).

Аналогічно формуються добові графіки видачі потужності в об'єднану енергосистему для зимового й літнього періодів, а також графік генерованої потужності гідроагрегатами станції.

Річний графік навантаження будується з використанням двох осей: по вертикалі — значення генерованої потужності, впорядковані за спаданням; по горизонталі — сумарна річна тривалість роботи на кожному рівні (год/рік). Час роботи розраховується як добуток добової тривалості навантаження на кількість днів у періоді. Графік охоплює всі значення потужності з останньої графі таблиці 1.1.



Рисунок 1.1 – Добовий графік видачі активної потужності в місцевий район



Рисунок 1.2 – Добовий графік активної потужності, яка віддається в систему

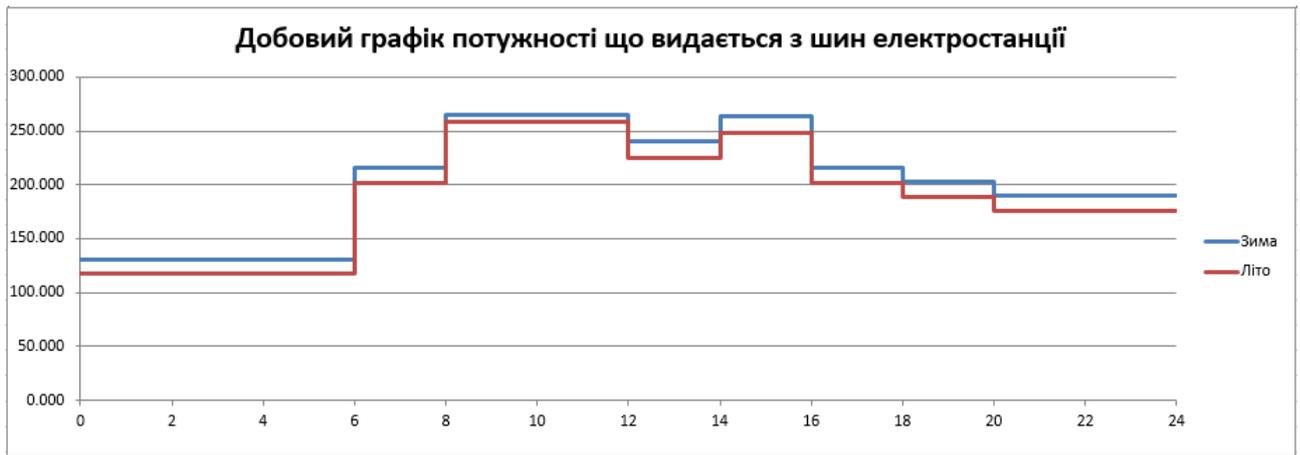


Рисунок 1.3 – Добовий графік сумарної активної потужності, що видається з шин гідроелектростанції

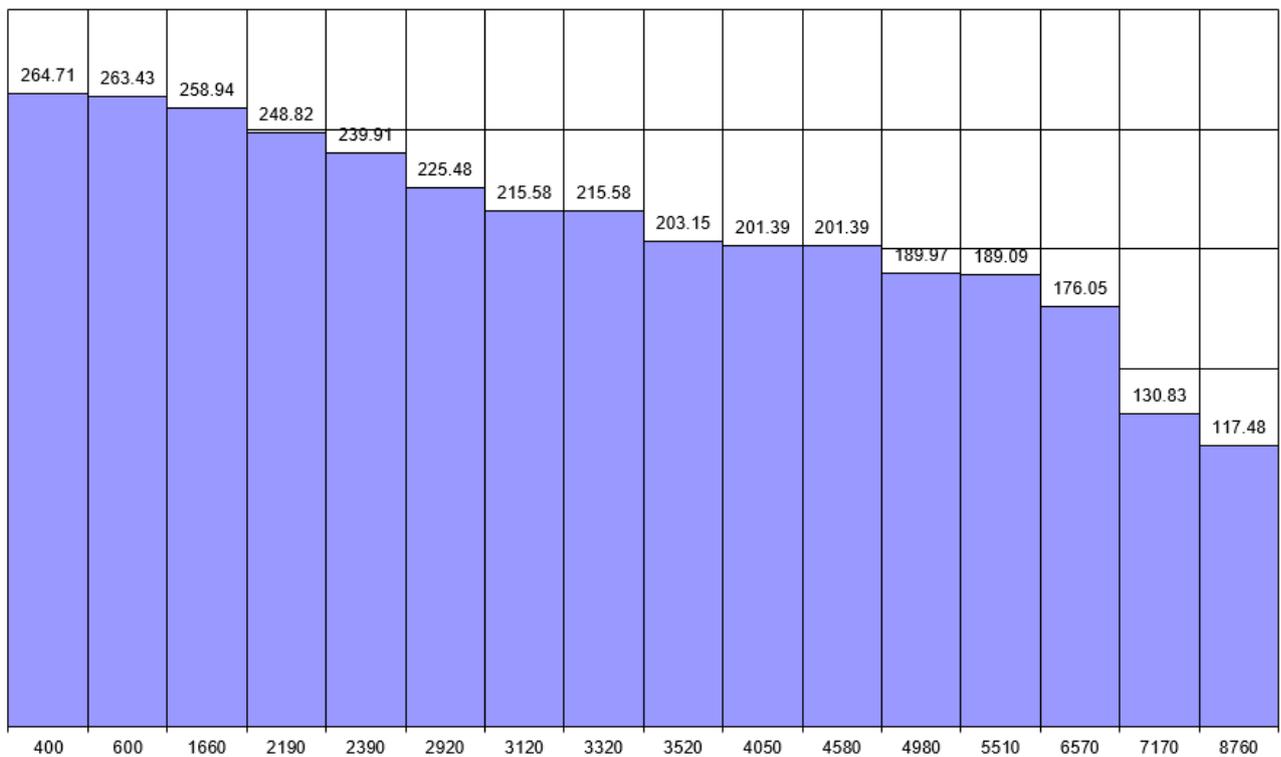


Рисунок 1.4 – Річний графік навантаження

## 1.2 Вибір силового обладнання

Для оптимізації будівництва та експлуатації гідроелектростанції (ГЕС) рекомендується обирати основне обладнання уніфікованим, одного типу — це спрощує процеси індустріального монтажу, полегшує щоденне обслуговування

та скорочує час на ремонтні роботи, зменшуючи ризики простоїв. Серед ключових елементів енергетичного комплексу ГЕС особливе місце посідають гідрогенератори, які безпосередньо перетворюють механічну енергію потоку води на електричну.

Для забезпечення надійної генерації обрано гідрогенератор моделі СВ-915/165-40У4, що відповідає сучасним вимогам до вертикальних синхронних машин для середніх ГЕС. Цей тип агрегату оптимальний для роботи з турбінами середнього напору, забезпечуючи високу ефективність (до 96–98%) та стійкість до коливань навантаження. Основні технічні параметри взято з паспортних даних, де враховано номінальні режими на 50 Гц. Детальні характеристики узагальнено в таблиці 1.3, з акцентом на ключові показники, що впливають на проектування електричної частини.

Таблиця 1.3 – Основні характеристики генератора

Тип гідрогенератора	СВ-915/165-40У4
$S_{Г.ном}$ , МВА	111
$P_{Г.ном}$ , МВт	100
$U_{Г.ном}$ , кВ	15.75
$I_{Г.ном}$ , кА	4.07
$\cos \varphi_{ном}$	0.9
$\eta$ , %	97.74
$n_{ном}$ , об/хв	125
Опори в.о.:	
$x''_{d*}$	0.21
$x'_{d*}$	0.35
$x_{d*}$	0.96
БКЗ	
$I_{фном}$ , А	930
$U_{фном}$ , В	360
$K_f$ , об/хв	4

### 1.3 Вибір структурної схеми станції

Вибір головної схеми електричних з'єднань – ключовий етап проектування електричної частини гідроелектростанції, адже саме вона визначає структуру, склад обладнання та взаємозв'язки між елементами, впливаючи на надійність, маневреність і економічність роботи. До основних вихідних даних для обґрунтованого вибору схеми належать: кількість і одинична потужність гідроагрегатів (у нашому випадку – генератори СВ-915/165-40У4); добові та річні графіки навантаження місцевих споживачів і енергосистеми; технічні параметри приєднання до об'єднаної енергетичної системи (ОЕС), включаючи рівень напруги, вимоги до резервування та схеми видачі потужності.

#### 1.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Головна електрична схема (ГЕС) суттєво впливає на загальні експлуатаційні характеристики гідроелектростанції: рівень надійності, економічні показники, зручність технічного обслуговування та ремонту, безпеку персоналу, простоту керування, раціональне розміщення обладнання, а також потенціал для майбутнього масштабування. Тому на стадії проектування до ГЕС висуваються такі основні вимоги:

- повна відповідність умовам інтеграції станції в енергосистему, прогнозованим режимам роботи та технологічній схемі ГЕС;
- максимальна простота й наочність схеми, мінімальна кількість комутаційних операцій під час переходу між режимами, забезпечення доступу до обладнання для планового ремонту без відключення працюючих блоків;
- зручність поетапного введення в експлуатацію генераторів, автотрансформаторів і ліній електропередачі;
- технічна можливість автоматизації процесів у межах економічної доцільності;

- обґрунтований рівень надійності, що відповідає критеріям N-1 або N-2 залежно від критичності об'єкта.

Видача потужності з проєктованого об'єкта передбачена на двох рівнях напруги: у магістральну мережу – 220 кВ, у місцевий район – 110 кВ.

Вибір кількості та пропускної здатності ліній електропередачі (ЛЕП) виконується з урахуванням таких принципів:

1. при відключенні будь-якої однієї ЛЕП має забезпечуватися видача повної потужності ГЕС без обмежень;
2. при одночасному відключенні двох ЛЕП (у повній схемі) або при аварійному відключенні однієї лінії під час ремонту іншої допускається тимчасове зниження видачі, але бажано — без зупинки гідроагрегатів.

Відстань від ГЕС до точки приєднання до системи приймаємо 110 км.

Кількість ліній зв'язку з системою:

$$n_c = \frac{P_{c, \text{від. max}}}{P_{\text{гр}}} + 1; \quad (1.19)$$

$$n_c = \frac{185.60}{200} + 1 = 1.93 \approx 2.$$

Кількість ліній зв'язку з місцевим районом:

$$n_p = \frac{P_{p, \text{від. max}}}{P_{\text{гр}}} + 1; \quad (1.20)$$

$$n_p = \frac{85.60}{50} + 1 = 2.71 \approx 3.$$

### 1.3.2 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини ГЕС встановлює розподіл гідрогенераторів між розподільними пристроями (РП) різних класів напруги, визначає конфігурацію блоків «генератор–трансформатор» і тип електромагнітного зв'язку між РП (через силові трансформатори чи автотрансформатори).

Розподіл генераторів по шинах різних напруг виконується з урахуванням величини потужності, що видається на кожному рівні (Рвд), прагнучи мінімізувати перетоки між РП як у нормальних, так і в післяаварійних режимах.

Відповідно до технічного завдання, станція видає потужність на два рівні напруги: 220 кВ (в систему) та 110 кВ (у місцевий район). З урахуванням цього обираємо структурну схему з двома РП та міжшинним трансформатором зв'язку. Можливі варіанти конфігурації наведено на рисунках 1.5а та 1.5б.

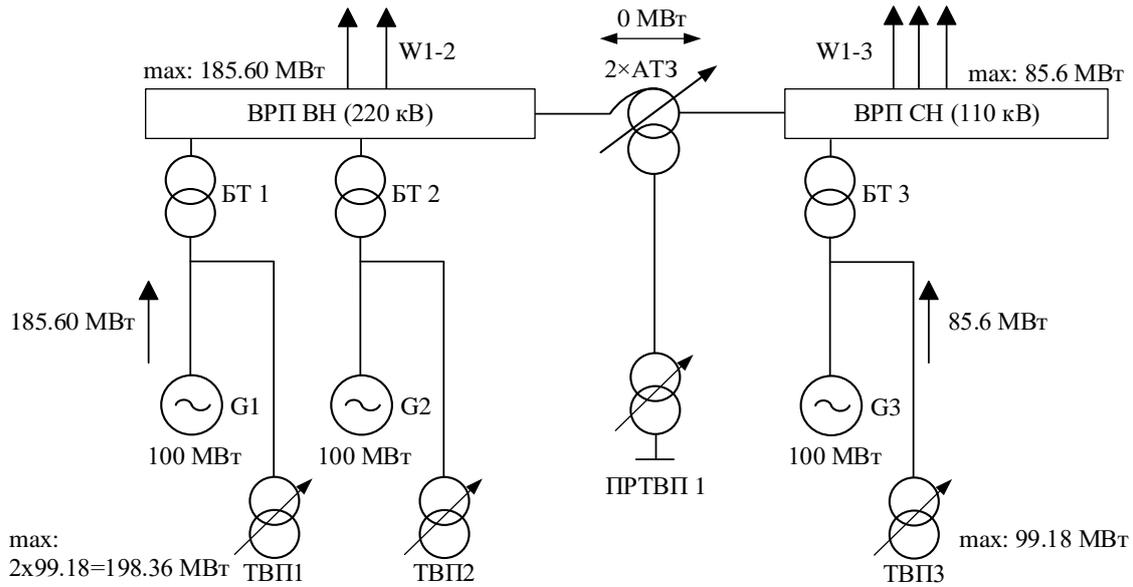
Розрахункова потужність трансформаторів власних потреб (ТВП) агрегатних блоків:

$$S_{\text{ТВП}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{П}} \cdot P_{\text{НОМ.Г}} \quad (1.21)$$

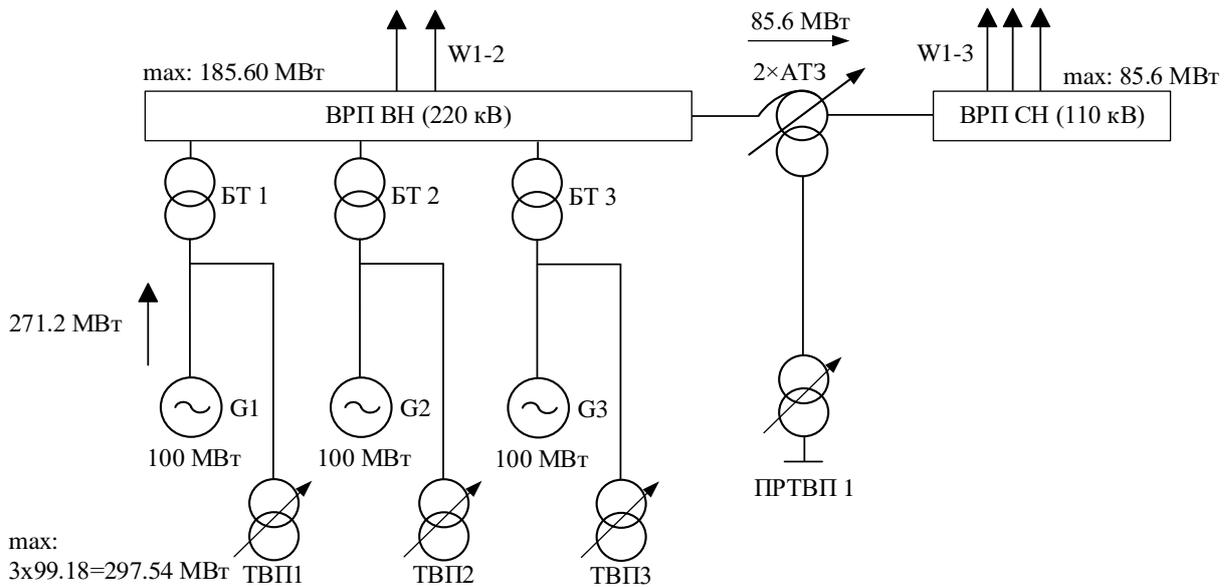
де  $K_{\text{П}}$  – коефіцієнт попиту;

$P_{\text{НОМ.Г}}$  – номінальна потужність гідрогенератора, МВт.

$$S_{\text{ТВП}} = \frac{1}{100} \cdot 0.8 \cdot 100 = 0.80 \text{ (МВА)}.$$



а)



б)

Рисунок 1.5 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [7]:

$$S_{p.п.р.т.в.п.} = 1.58 \cdot S_{p.т.в.п.}; \quad (1.22)$$

$$S_{p.пртвп} = 1.58 \cdot 0.80 = 1.26 \text{ (МВА)}.$$

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{BT.розр} \geq S_{z.встан} - S_{вп.мах} \cdot \quad (1.23)$$

де  $S_{z.встан}$  – повна потужність генератора;

$S_{вп.мах}$  – повне навантаження власних потреб при роботі генератора з номінальною потужністю.

$$S_{BT.розр} \geq 111.00 - 0.80 = 110.20 \text{ (МВА)};$$

Вибір автотрансформатора зв'язку:

Підбір потужності трансформаторів зв'язку (ТЗ) або автотрансформаторів здійснюється шляхом аналізу активних перетоків між розподільними пристроями (РП) 220 кВ і 110 кВ у всіх характерних режимах роботи ГЕС.

а) максимальний режим (пікове навантаження):

$$S_{ТЗmax} = \sum_{i=1}^n S_{ном \Gamma i} - S_{вп.ном} - S_{p.від.мах} \cdot \quad (1.24)$$

де  $S_{ном \Gamma}$  – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{вп.ном}$  – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p.від.мах}$  – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

$$S_{ТЗ.мах} = 1 \cdot 111 - 1 \cdot 2.4 - 100.71 = 7.89 \text{ (МВА)}.$$

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{T3min} = \sum_{i=1}^n S_{ном.гi} - S_{вп.ном} - S_{р.від.min} \quad (1.25)$$

де  $S_{р.від.min}$  – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

$$S_{T3.min} = 1 \cdot 111 - 1 \cdot 2.4 - 42.46 = 66.14 \text{ (МВА)} .$$

в) аварійний вихід найпотужнішого генератора:

$$S_{T3.ав} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{ном.г.i} - S_{в.п.ном} - S_{р.від.max}; \quad (1.26)$$

$$S_{T3.ав} = (1-1) \cdot (111 - 2.4) - 100.71 = -100.71 \text{ (МВА)} .$$

При встановленні двох автотрансформаторів АТЗ номінальна потужність кожного з них визначається з урахуванням таких умов: у разі аварії та відключення одного трансформатора, той, що залишився в експлуатації, має гарантувати повне забезпечення максимального навантаження мережі з урахуванням допустимих короточасних перевантажень, передбачених технічними нормами та паспортними даними обладнання.

$$S'_{ном.тз} = \frac{|S_{T3.max}|}{1.4}; \quad (1.27)$$

$$S'_{ном.тз} = \frac{|7.89|}{1.4} = 5.64 \text{ (МВА)};$$

$$S''_{ном.тз} = \frac{|S_{T3.min}|}{1.4}; \quad (1.28)$$

$$S''_{\text{НОМ.ТЗ}} = \frac{|66.14|}{1.4} = 47.24 \text{ (МВА)};$$

$$S'''_{\text{НОМ.ТЗ}} = \frac{|S_{\text{ТЗ.авар}}|}{2}; \quad (1.29)$$

$$S'''_{\text{НОМ.ТЗ}} = \frac{|-100.71|}{2} = 50.36 \text{ (МВА)}.$$

По більшому з цих значень ( $S'_{\text{НОМ.ТЗ}}, S''_{\text{НОМ.ТЗ}}, S'''_{\text{НОМ.ТЗ}}$ ) виконується вибір потужності трансформаторів зв'язку.

Всі параметри трансформаторів наведені в табл. 1.4-1.5.

Таблиця 1.4 – Номінальні параметри трансформаторів для першої структурної схеми

Поз-ня	Тип Тран-ра	$S_{\text{НОМ}}$ , МВ А	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ			$U_k$ , %			$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_k$ кВт	I <sub>хх</sub>	n
			ВН	СН	НН	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН				
ТВП 1-3	ТМ-1000/35	1	15.7 5	-	0.4	-	5.5	-	1.65	11.5	0.5	3
БТ1-2	ТЦ- 160000/220	160	242	-	15.7 5	-	11	-	125	520	0.5	2
БТ3	ТДЦ- 200000/110	200	121	-	15.7 5	-	10. 5	-	170	520	0.5	1
АТЗ	АТДЦН- 125000/220/1 10	125	230	12 1	38.5	10	35	24	100	345	0.4 5	2
ПРТВП	ТМ-1600/35	1.6	35	-	0.4	-	6.6	-	2.1	12.2	1.4	1

Таблиця 1.5 – Номінальні параметри трансформаторів для другої структурної схеми

Поз-ня	Тип Тран-ра	$S_{ном},$ МВ А	$U_{ном},$ кВ			$U_k, \%$			$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_k$ кВт	$I_{xx}$	n
			ВН	СН	НН	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН				
ТВП 1-3	ТМ-1000/35	1	15.7 5	-	0.4	-	5.5	-	1.65	11.5	0.5	3
БТ1-3	ТЦ- 160000/220	160	242	-	15.7 5	-	11	-	125	520	0.5	3
АТЗ	АТДЦН- 125000/220/1 10	125	230	12 1	38.5	10	35	24	100	345	0.4 5	2
ПРТВП	ТМ-1600/35	1.6	35	-	0.4	-	6.6	-	2.1	12.2	1.4	1

Приведені затрати:

$$Z = p_n \cdot K + B + M(Z_o) \rightarrow \min . \quad (1.30)$$

де  $p_n$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $p_n = 0.12$ );

$K$  – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

$B$  – річні експлуатаційні витрати;

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

Щорічні експлуатаційні видатки, тис.грн.

$$B = \frac{\alpha}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W . \quad (1.31)$$

де  $\alpha$  – відрахування на амортизацію та обслуговування %;

$B$  – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії;

Річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{kz} \cdot \left( \frac{S_{max}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau ; \quad (1.32)$$

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

$\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{kz}$  – втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

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

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

Час максимальних втрат, год.

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (1.33)$$

Очікувані збитки розраховуються за формулою:

$$M(3) = y_0 \sum \omega_{Ti} \cdot \Delta P_i \cdot \Delta T_i. \quad (1.34)$$

де  $y_0$  – питомий збиток від недопостачання електроенергії;

$\omega_{Ti}$  – інтенсивність відмов трансформаторів, 1/рік;

$\Delta P_i$  – величина втраченої потужності, МВт;

$\Delta T_i$  – тривалість аварійного простою, год.

Розрахунок капіталовкладень наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Капіталовкладення схеми ВРУ ВН

Обладнання	Кількість, I вар./II вар., шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ (ВН)	2/3	5800	11600	17400
БТ (СН)	1/0	4300	4300	0
АТЗ	2/2	4500	9000	9000
Вимикачі:				
- 220 кВ	6/7	3900	23400	27300
- 110 кВ	6/5	1680	10080	8400
Сума:			58380	62100

Розраховуємо річну втрату електроенергії в трансформаторах:

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{6425.29}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5147 \text{ (год)}.$$

$$\Delta W_{\text{BT1-2}} = 2 \cdot 125 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 520 \cdot \left( \frac{206.222}{160} \right)^2 \cdot 5147 = 4413134 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\text{BT3}} = 1 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 520 \cdot \left( \frac{96.18}{200} \right)^2 \cdot 5147 = 2108174 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\text{T3}} = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \cdot \left( \frac{0}{125} \right)^2 \cdot 5147 = 1752000 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma I} = \Delta W_{\text{BT1-2}} + \Delta W_{\text{BT3}} + \Delta W_{\text{T3}}; \quad (1.35)$$

$$\Delta W_{\Sigma II} = \Delta W_{\text{BT3}} + \Delta W_{\text{T3}}; \quad (1.36)$$

$$\Delta W_{\Sigma I} = 4413134 + 2108174 + 1752000 = 8273307 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma II} = 4767089 + 2168369 = 6935458 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$B_1 = 0.084 \cdot 44000 + 0.094 \cdot 14380 + 8273307 \cdot 6.4 \cdot 10^{-5} = 5577.212 \text{ (тис. грн)};$$

$$B_{11} = 0.084 \cdot 53700 + 0.094 \cdot 8400 + 6935458 \cdot 6.4 \cdot 10^{-5} = 5744.269 \text{ (тис. грн)}.$$

Приведені затрати:

$$Z_1 = 0.12 \cdot 58380 + 5577.212 = 12582.812 \text{ (тис. грн)};$$

$$Z_{11} = 0.12 \cdot 62100 + 5744.269 = 13196.269 \text{ (тис. грн)}.$$

$\Delta Z = 4.649 \% > 5\%$ , отже, приймаємо I-й варіант структурної схеми станції, так як ця структурна схема є більш типовою та економічно доцільною.

#### 1.4 Вибір схеми власних потреб станції станції

Кожен гідрогенератор оснащений трансформатором власних потреб (ТВП), що забезпечує живлення споживачів на рівні 0,4 кВ. До шин розподільної установки власних потреб 0,4 кВ (РУВП-0,4 кВ) підключено два резервні трансформатори власних потреб (РТВП), які з'єднують цю установку з РУВП-10 кВ [12].

На шинах РУВП-10 кВ живляться споживачі напругою 10 кВ, а також автотрансформатор зв'язку (АТЗ). Низьковольтна сторона АТЗ виконує роль пускорезервного трансформатора власних потреб (ПРТВП), що критично важливо для відновлення роботи станції після аварій.

Кожна секція 0,4 кВ поділена на дві напівсекції:

- одна — для відповідальних споживачів, які беруть участь у самозапуску електродвигунів (див. рис. 1.6);
- друга — для невідповідальних навантажень.

Така структура підвищує надійність живлення та мінімізує ризики повного знеструмлення критичних систем під час аварійних режимів.

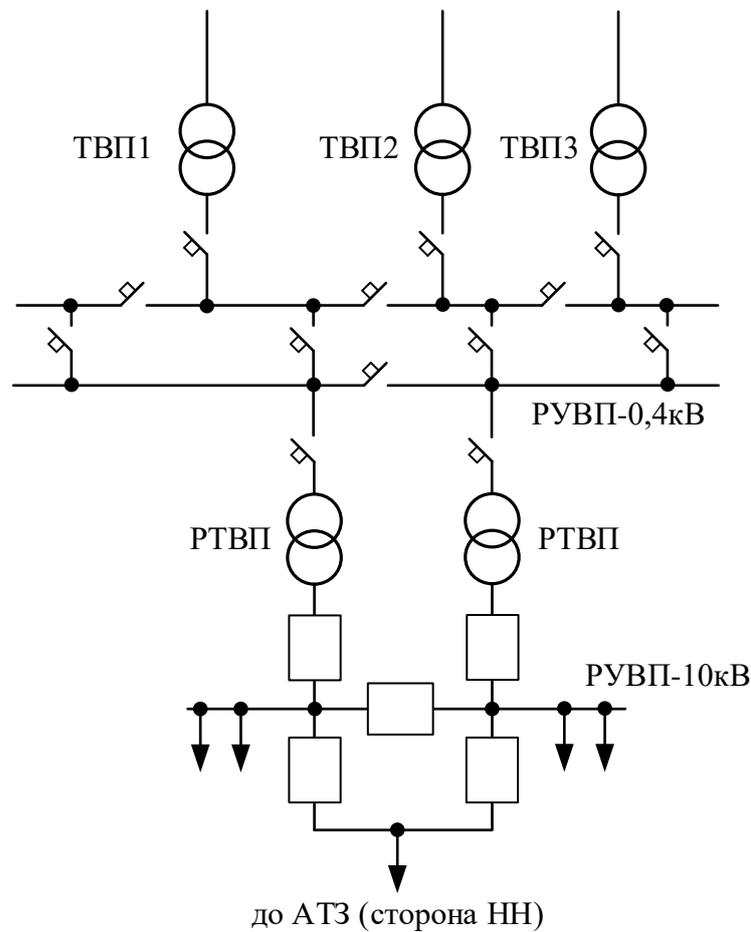


Рисунок 1.6 – Схема власних потреб електростанції

### 1.5 Вибір схем ВРУ-220 кВ та 110 кВ

Для ВРУ-110 кВ обираємо схему дві робочі системи збірних шин з обхідною (рис. 1.7), а для ВРУ-220 кВ намічаємо два варіанти:

- а) схема «Дві робочі системи збірних шин з обхідною»;
- б) схема «Шестикутник» (рис. 1.8).

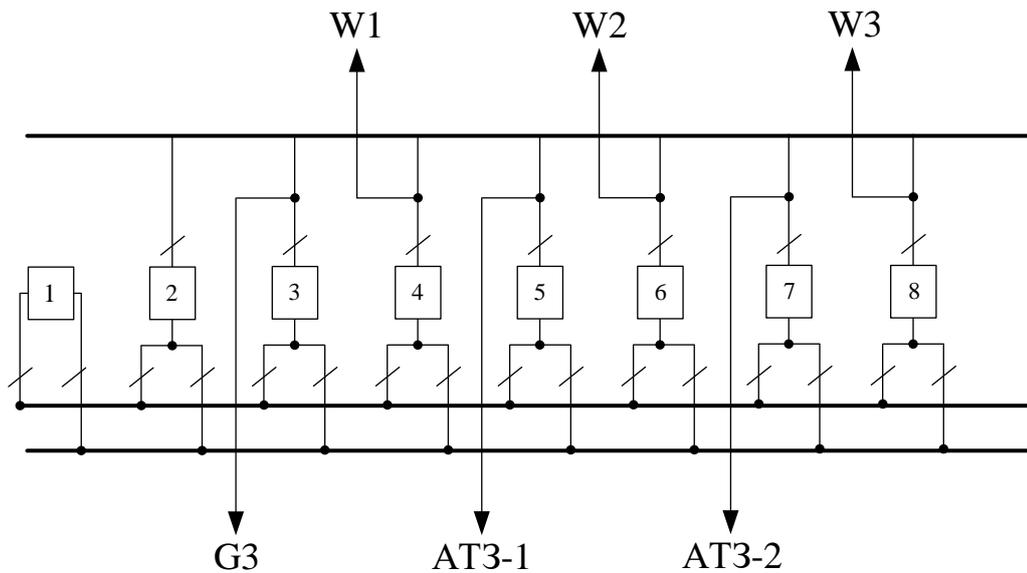


Рисунок 1.7 – Схеми ВРУ-110 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [10]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(3). \quad (1.37)$$

де  $p_n = 0,15$ ;

$M(3)$  – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

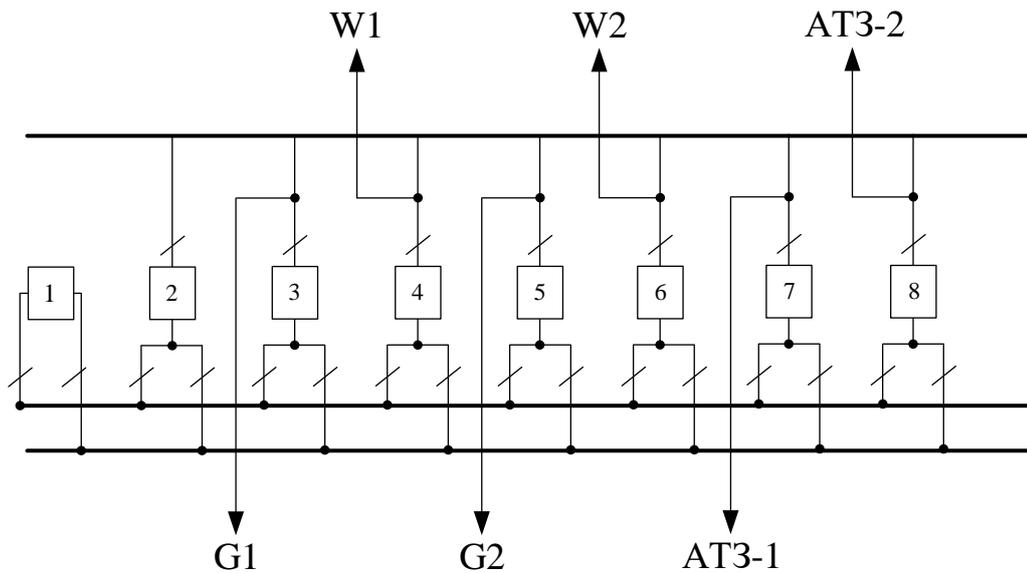
$$K = n_k \cdot C_k. \quad (1.38)$$

де  $n_k$  – кількість комірок з вимикачами, шт.;

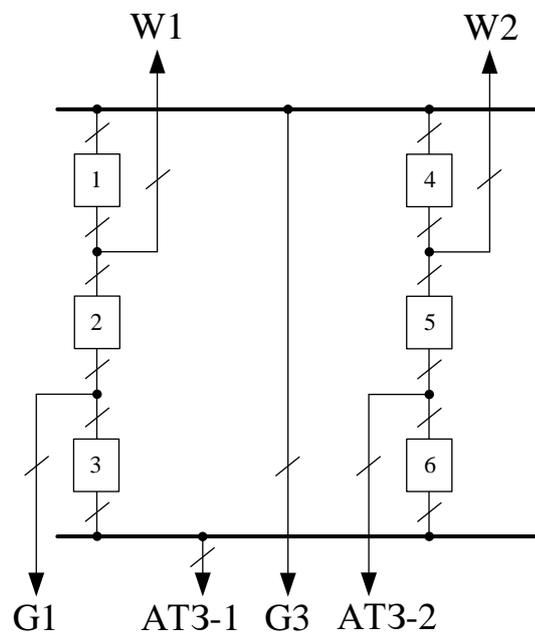
$C_k$  – вартість комірки, тис. грн;

$$U = a \cdot K / 100. \quad (1.39)$$

де  $a = 8,4 \%$ .



а) I вариант



б) II вариант

Рисунок 1.8 – Схеми ВРУ-220 кВ

Основні характеристики надійності елегазових вимикачів класу 220 кВ наведено в таблиці 1.7. Ці дані базуються на результатах міжнародних досліджень (зокрема, звітів SIGRE), де проаналізовано понад 281 тис. років експлуатації подібного обладнання, з урахуванням частоти великих і дрібних відмов, причин несправностей (наприклад, витік газу чи механічні збої в приводі) та показників середнього часу між відмовами (MTBF). Така статистика дозволяє

оцінити ймовірність відмов та оптимізувати графіки технічного обслуговування для підвищення загальної стійкості системи.

Таблиця 1.7 – Показники надійності елегазових вимикачів 220 кВ

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{в}$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{п}$ , год.
	$\omega_1$	$\omega_2$			
220	0,0125	0,005	100	0,2	160

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів визначається за формулою:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i. \quad (1.40)$$

де  $y_0$  – питомий збиток;

$K_j$  – коефіцієнт режиму схеми ( $K_0$  або  $K_p$ );

$\omega_i$  – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

$\Delta P_i$  – втрачаємо потужність, МВт;

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

Розрахунок  $M(3)$  проводиться за алгоритмом, наведеним в [4].

Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-220 кВ наведено в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-220 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	$n_k$	8	6
Вартість комірки, тис.грн	$C_k$	3900	3900
Параметр потоку раптових відмов генераторних ( $\omega_{ГВ}$ ) та лінійних ( $\omega_{ЛВ}$ ) вимикачів., 1/рік	$\omega_{зв} = 0.6 \cdot \omega_1$	0.0075	0.0075
	$\omega_{зв} = 0.6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l / 100)$	0.0108	0.0108
Коефіцієнти ремонтного ( $K_p$ ) і нормального ( $K_0$ ) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_n / 8760$	0.0036530	0.0036530
	$K_0 = 1 \cdot n_k \cdot K_p$	0.9707763	0.9780822
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ен} = \frac{T_в - T_в^2}{2 \cdot T_n}$	75	75
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{зв}$	0.0000274	0.0073356
	$K_0 \cdot \omega_{лв}$	0.0104844	0.0105633
	$K_p \cdot \omega_{зв}$	0.0000274	0.0000274
	$K_p \cdot \omega_{лв}$	0.0000395	0.0000395

Для обох розглянутих варіантів схем складено таблиці станів (див. дод. В).

У таблиці 1.9 подано розрахункові значення показників надійності для схеми ВРУ-220 кВ, включаючи ймовірність безвідмовної роботи, середній час напрацювання на відмову та коефіцієнт готовності.

Очікувані збитки від відмов вимикачів.

$$M(3)_I = 123,475 (\text{тис грн});$$

$$M(3)_{II} = 65,127 (\text{тис грн}).$$

Таблиця 1.9 – Вибір варіанту за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн.	Варіанти	
	I	II
Капіталовкладення	31200	23400
Щорічні експл. Витрати	2620.8	1965.6
Очікуваний збиток	123.475	65.127
Приведені затрати	6488.275	4838.727

Витрати для першого варіанту значно перевищують затрати на II варіант. Отже, приймаємо для ВРУ-220 кВ II варіант схеми – схему шестикутника .

### 1.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконують у такій послідовності:

1. Формується розрахункова схема – спрощена однолінійна схема електроустановки, на якій відображають усі елементи, що впливають на значення струму КЗ, та позначають точки замикання (див. рис. 1.9).
2. Будується еквівалентна замісна схема (рис. 1.10), де реальні джерела живлення, трансформатори, лінії та навантаження замінюють відповідними електричними параметрами.
3. Здійснюють послідовне спрощення схеми шляхом зведення паралельних і послідовних гілок до результуючого опору для кожного джерела (або групи джерел з однаковою результуючою ЕРС) відносно точки КЗ.

Параметри базисної системи:  $S_{\sigma} = 1000$  МВА;  $U_{\sigma} = U_{сер.ном.}$ .

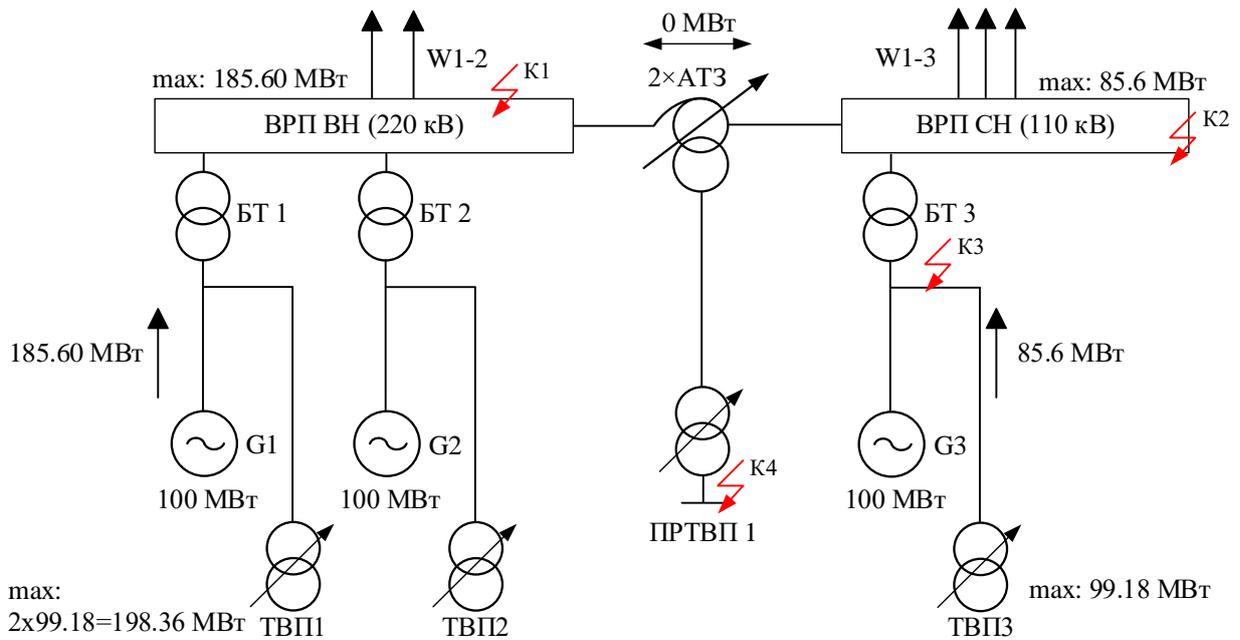


Рисунок 1.9 – Місце виникнення точок короткого замикання

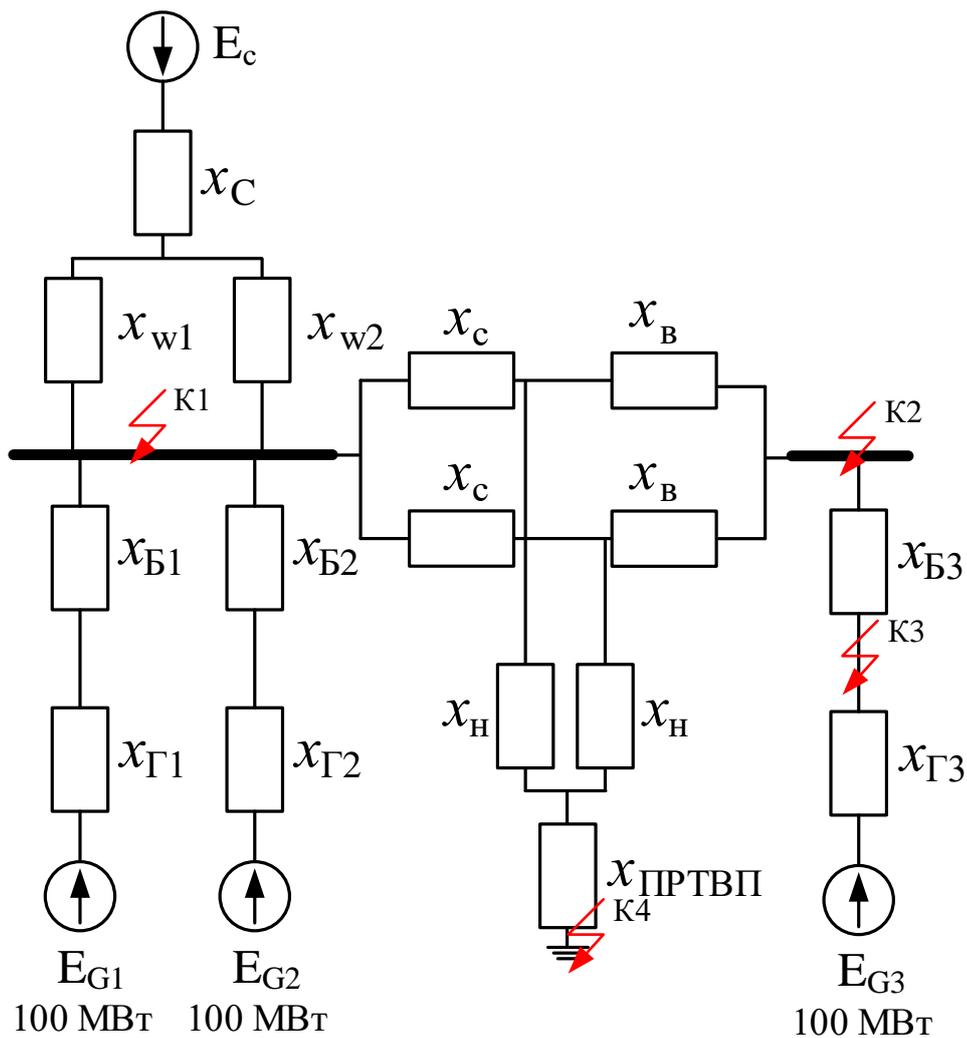


Рисунок 1.10 – Заступна схема станції

Покрокові обчислення розрахунку струмів короткого замикання наведені в додатку Г

Усі розраховані періодичні струми занесемо в таблицю 1.10.

Таблиця 1.10 – Періодична складова струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	І <sub>по</sub> , кА
К <sub>1</sub> шини 220 кВ	Г	3.199
	Система	7.361
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	Г	4.067
	Система	5.757
К <sub>3</sub> ГЗ	Г1-2	7.132
	Система	21.895
	ГЗ	23.867
К <sub>4</sub> ПРТВП	Г-С	24.998
	Д	1.270

1.7 Визначення аперіодичної та періодичної складової струму КЗ для моменту часу  $t = \tau$ , а також ударного струму КЗ

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0.1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y,$$

де  $I_{n0}$  – початкове (надперехідне) значення періодичної складової струму короткого замикання;

$k_y$  – ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна  $T_a$  може бути взята з [1, табл. 4.6]. Для характерних точок електричних мереж значення  $T_a$  і  $k_y$  беремо з [1, табл. 4.7].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як  $\tau = t_{\text{ВЧ відкл}} + 0,01 \text{ с}$ , де  $t_{\text{ВЧ відкл}}$  – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

Проведемо обчислення складових струму короткого замикання, включаючи ударний струм, для всіх заданих точок і занесемо результати до таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Значення періодичного струму КЗ в момент часу  $t=0$ , часу  $\tau$ ,  $T_a$ , а також ударного коефіцієнту.

Точка КЗ	Дж.живл.	$I_{\text{п0}}$ , кА	$\tau$ ,с	$T_a$ ,с	$K_y$ ,в.о.
К1 шини 220 кВ	Г	3.199	0.027	0.100	1.940
	Система	7.361	0.027	0.030	1.940
	Сума	10.560	-	-	-
К2 шини 110 кВ	Г	4.067	0.035	0.100	1.940
	Система	5.757	0.035	0.020	1.940
	Сума	9.824	-	-	-
К3 Г3	Г1-2	7.132	0.130	0.100	1.940
	Система	21.895	0.130	0.050	1.940
	Сума	29.027	-	-	-
	Г3	23.867	0.130	0.300	1.940
К4 ПРТВП	Г-С	24.998	0.050	0.010	1.940
	Д	1.270	0.050	0.04	1.65
	Сума	26.268	-	-	-

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

Розрахункові значення занесемо в таблицю 1.12

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Дж.живл.	$I_{\text{п0}}$ , кА	$I_{\text{пт}}$ , кА	$i_{\text{ат}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА
К1 шини 220 кВ	Г	3.199	2.655	3.454	8.777
	Система	7.361	7.361	3.454	20.195
	Сума	10.560	10.016	6.907	28.972
К2 шини 110 кВ	Г	4.067	3.742	4.053	11.158
	Система	5.757	5.757	1.415	15.795
	Сума	9.824	9.499	5.468	26.953
К3	Г1-2	7.132	7.132	2.749	19.567
	Система	21.895	21.895	2.300	60.071
	Сума	29.027	29.027	5.049	79.638
Г3	Г3	23.867	15.275	21.884	65.481
К4 ПРТВП	Г-С	24.998	22.498	0.238	68.584
	Д	1.270	1.270	0.515	2.963
	Сума	26.268	23.768	0.753	71.547

1.9 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

При протіканні струму короткого замикання провідник зазнає додаткового нагрівання. Оскільки величина струму КЗ значно перевищує номінальний робочий струм, температура провідника може сягнути критичних рівнів, що призводить до оплавлення чи обвуглювання ізоляції, а також деформації або навіть плавлення струмопровідних елементів.

Критерієм термічної стійкості провідника є гранично допустима температура його нагріву під дією струмів КЗ. Отже, провідник або

електроапарат вважається термічно стійким, якщо в процесі короткого замикання його температура не перевищує встановлених норм.

Кількість теплової енергії, що виділилася в провіднику, прийнято оцінювати за допомогою теплового імпульсу короткого замикання (або квадратичного струмового імпульсу):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (1.41)$$

Тепловий імпульс розраховується по-різному залежно від розташування точки короткого замикання. Виділяють три типові ситуації: дальнє КЗ, КЗ біля генераторів та КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У випадку дальнього КЗ тепловий імпульс визначається таким чином:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a). \quad (1.42)$$

де  $t_{отк}$  - час відключення (час дії струму КЗ).

В даному випадку розрахуємо термічну стійкість віддаленого КЗ К1:

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

де  $t_{отк}$  – час відключення ([1], таблиця 6.2).

$$\boxed{\mathbf{K}_1} \quad B_{k1} = 10.560^2 \cdot (0.2 + 0.1) = 33.45 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{\mathbf{K}_2} \quad B_{k2} = 9.824^2 \cdot (0.2 + 0.1) = 28.95 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$\boxed{\mathbf{K}_3}$  У цьому випадку тепловий імпульс розраховується як сумарний внесок від аперіодичної та періодичної складових струму короткого замикання.

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a}. \quad (1.43)$$

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

$$B_{\kappa a} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}. \quad (1.44)$$

де  $B_{\kappa n}$  – квадратичний струмовий імпульс від періодичних складових струмів генераторів та системи; складається з трьох компонентів, що залежать від періодичного струму системи  $B_{\kappa C}$ , періодичного струму генераторі  $B_{\kappa \Gamma}$  та сумісної дії періодичних струмів системи й генераторів  $B_{\kappa C\Gamma}$ :

$$B_{\kappa n} = B_{\kappa C} + B_{\kappa \Gamma} + B_{\kappa C\Gamma}; \quad (1.45)$$

$$B_{\kappa C} = I_C^2 \cdot t_{відк}; \quad (1.46)$$

$$B_{\kappa \Gamma} = B_* \cdot I_{no\Gamma}^2 \cdot t_{відк}; \quad (1.47)$$

$$B_{\kappa C\Gamma} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{no\Gamma} \cdot t_{відк}; \quad (1.48)$$

де  $B_*$ ,  $T_*$  – відносні значення теплового та квадратичного струмового імпульсів періодичної складової струму генератора [1].

$$B_{\kappa a} = 21.895^2 \cdot 0.06 + 23.867^2 \cdot 0.5 + \frac{4 \cdot 21.895 \cdot 23.867}{0.06^{-1} + 0.3^{-1}} = 195.05 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa C} = 29.03^2 \cdot 0.30 = 252.77 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa \Gamma} = 0.750 \cdot 23.867^2 \cdot 0.30 = 128.17 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa C\Gamma} = 2 \cdot 21.895 \cdot 0.85 \cdot 23.867 \cdot 4 = 25786.59 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

$$B_{\kappa n} = 128.17 + 25786.59 + 195.05 = 26109.80 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} = 26109.80 + 252.77 = 26362.57 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К<sub>4</sub>

$$T_{асх} = \frac{I_{ноС} \cdot T_{аС} + I_{ноД} \cdot T_{аД}}{I_{ноС} + I_{ноД}}; \quad (1.49)$$

$$T_{асх} = \frac{24.998 \cdot 0.058 + 1.270 \cdot 0.04}{24.998 + 1.270} = 0.057;$$

$$B_{к} = I_{ноС}^2 \cdot (t_{омк} + T_{асх}) + I_{ноД}^2 (0,5 \cdot T'_{Д} + T_{асх}) + 2 \cdot I_{ноД} \cdot I_{ноС} \cdot (T'_{Д} + T_{асх}); \quad (1.50)$$

$$B_{к} = 24.998^2 \cdot (0.25 + 0.057) + 1.270^2 (0.5 \cdot 0.07 + 0.057) + 2 \cdot 24.998 \cdot 1.270 \cdot (0.07 + 0.057) = 14.09 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Таблиця 1.13 – Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>	К <sub>4</sub>
B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	83.54	55.97	33819.73	19.93

## 1.10 Вибір комутаційних апаратів

Результати підбору захисних пристроїв, зокрема вимикачів та роз'єднувачів, представлено в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
<b>ВРУ – 220 кВ</b>	<b>ЛТВ – 245 -2000/50У1</b>	<b>РНДЗ.1 – 220/2000У1</b>
U <sub>ном</sub> = 220 кВ	U <sub>ном</sub> = 220 кВ	U <sub>ном</sub> = 220 кВ
I <sub>роб.мах</sub> = 1.23 кА	I <sub>ном</sub> = 2 кА	I <sub>ном</sub> = 2 кА
I <sub>п.т</sub> = 10.016 кА	I <sub>н.відк</sub> = 50 кА	—
i <sub>а.т</sub> = 6.907 кА	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_{н} = 24.68 \text{ кА}$	—
I <sub>п.0</sub> = 10.560 кА	I <sub>дин</sub> = 50 кА	—
i <sub>у</sub> = 28.972 кА	I <sub>дин</sub> = 128 кА	i <sub>дин</sub> = 128 кА
B <sub>к</sub> = 33.45 кА <sup>2</sup> ·с	I <sup>2</sup> <sub>терттер</sub> = 7500 кА <sup>2</sup> ·с	I <sup>2</sup> <sub>терттер</sub> = 7500 кА <sup>2</sup> ·с

<b>ВРУ – 110 кВ</b>	<b>ЛТВ – 123-2000/40 У1</b>	<b>РНДЗ 1-110/2000 У1</b>
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 1.02 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$
$I_{п.т} = 9.499 \text{ кА}$	$I_{н.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 5.468 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_n = 19.74 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 9.824 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 26.953 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 28.95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терттер}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терттер}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для ВП 0.4кВ приймаємо для установки автомат Enext i081127:

$$U_{а.ном} = 660 (В) \geq U_{уст} = 380 (В);$$

$$I_{а.ном} = 3200 (А) \geq I_{мах} = 2309.401 (А);$$

$$I_{си} = 1000 (А) \geq i_y = 37.697 (А);$$

### 1.11 Вибір струмоведучих частин

Підбір збірних шин для ВРУ–220 кВ виконуємо за максимальним робочим струмом найпотужнішого приєднання.

$$I_{р.мах.АТЗ} = 1.5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.51)$$

$$I_{р.мах.АТЗ} = 1.5 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.492 \text{ (кА)};$$

$$I_{р.мах.г} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0.95}; \quad (1.52)$$

$$I_{р.мах.г} = \frac{111.00}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.95} = 0.307 \text{ (кА)};$$

$$I_{р.мах.лен} = \frac{n}{n-1} \frac{P_{num}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi}; \quad (1.53)$$

$$I_{р.мах.лен} = \frac{2}{2-1} \frac{400.00}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.85} = 1.235 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 240/39:

$$I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}; \quad d = 29.2 \text{ мм.}$$

Перевірка за гранично допустимим струмом:

$$1235 \text{ А} < 1380 \text{ А}$$

Перевірка шин на ефект корони:

$$0.9 \cdot E_0 \geq 1.07 \cdot E; \quad (1.54)$$

Перевірка на корону потрібна для гнучких провідників при номінальній напрузі 35 кВ та вище. Коронний розряд з'являється навколо проводу за високої напруженості електричного поля і супроводжується характерним потріскуванням та слабким свіченням. Іонізація повітря біля провідника спричиняє додаткові втрати потужності, генерує електромагнітні коливання, які створюють радіоперешкоди, а також утворює озон, що негативно впливає на контактні поверхні. Правильно підібрані провідники мають мінімізувати ефект корони до допустимих рівнів.

Корона починається при досягненні максимальної початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (1.55)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.46}} \right) = 30.99 \left( \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right).$$

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує шорохуватість поверхні проводу ( $m = 0.82$ );

$r_0$  – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0.354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}}; \quad (1.56)$$

де  $K$  – коефіцієнт, що враховує кількість проводів  $n$  в фазі [1].

$$K = 1 + \frac{2 \cdot r_0}{a} = 1 + \frac{2 \cdot 1.46}{20.00} = 1.15. \quad (1.57)$$

де  $r_{ек}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі (для 2 проводів по [1], таблиці 9.4):

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 / a}; \quad (1.58)$$

$$r_{ек} = \sqrt{1.46 / 20.00} = 5.40.$$

де  $D_{cp}$  – середня геометрична відстань між фазними проводами.

$$D_{cp} = 1.26 \cdot D; \quad (1.59)$$

$$D_{cp} = 1.26 \cdot 400 = 504.00 \text{ (см).}$$

$$U_{max} = 242.00 \text{ (В);}$$

$$E = 1.15 \cdot \frac{0.354 \cdot 242}{2 \cdot 1.46 \cdot \lg \frac{504.00}{5.40}} = 17.07 \left( \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right);$$

$$0.9 \cdot 30.99 - 1.07 \cdot 17.07 = 9.63.$$

Отже, умова задовольняється, і корони на проводах не виникатиме.

Перевірку на термічну стійкість не проводимо, оскільки збірні шини виконані оголеними проводами на відкритому повітрі.

$$I_{n0} = 10.560 \text{ кА} \geq 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 28.972 \text{ кА} \geq 50 \text{ кА};$$

Умова задовольняється.

Підбір збірних шин для ВРУ–110 кВ здійснюємо за максимальним робочим струмом найпотужнішого приєднання.

$$I_{p.max.ATЗ} = 1.5 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.984 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.max.z} = \frac{111.00}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0.95} = 0.613 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.max.лен} = \frac{3}{3-1} \frac{50.00}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0.85} = 0.984 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 600/72:

$$I_{доп} = 1050 \text{ А}; \quad d = 33.2 \text{ мм.}$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$984 \text{ А} < 1050 \text{ А}$$

Перевірка шин за умовою корони :

$$0.9 \cdot E_0 \geq 1.07 \cdot E; \quad (1.60)$$

Коронний розряд виникає при досягненні максимальної початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.66}} \right) = 30.61 \left( \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right).$$

Коефіцієнт, що враховує кількість проводів  $n$  в фазі буде дорівнювати.

$$K = 1. \quad (1.61)$$

Еквівалентний радіус.

$$\begin{aligned} r_{ек} &= r_0; \\ r_{ек} &= 1.66. \end{aligned} \quad (1.62)$$

Середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$\begin{aligned} D_{ср} &= 1.26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)}. \\ U_{\max} &= 121 \text{ (В)}; \\ E &= 1 \cdot \frac{0.354 \cdot 121}{1 \cdot 1.66 \cdot \lg \frac{378}{1.66}} = 15.84 \left( \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right); \\ 0.9 \cdot 31.61 - 1.07 \cdot 14.239 &= 13.22. \end{aligned}$$

Отже, умова задовольняється, і корони на проводах не виникатиме.

Перевірку на термічну стійкість не проводимо, оскільки збірні шини виконані оголеними проводами на відкритому повітрі.

$$\begin{aligned} I_{n0} &= 9.824 \text{ кА} \geq 20 \text{ кА}; \\ i_y &= 26.953 \text{ кА} \geq 50 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Умова дотримується.

Генератор.

Для підключення застосовуємо пофазно екранований струмопровід генераторної напруги типу ГРТЕ-20/10000-300.

$$I_{ном} = 8,625 \text{ (кА)}; U_{ном} = 15,75 \text{ (кВ)}; i_{оин} = 300 \text{ (кА)}.$$

Струм у максимальному режимі.

$$I_{p.\max} = \frac{111.00}{\sqrt{3} \cdot 15.75 \cdot 0.95} = 4,26 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм у колі генератора.

$$i_y = 298,065 \text{ (кА)} \leq i_{\text{дин}} = 300 \text{ (кА)};$$

$$I_{\max} = 4.26 \text{ (кА)} \leq I_{\text{НОМ}} = 8.625 \text{ (кА)}.$$

Отже, струмопровід повністю задовольняє номінальні характеристики гідроагрегата. Підсумки підбору комплектних екранованих струмопроводів подано в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Вибір комплектних екранованих струмопроводів для гідроагрегата СВ-915/165-40У4

Параметри	ГРТЕ-20-10000-300
Тип гідроагрегата	СВ-915/165-40У4
Номінальна напруга, кВ: гідрогенератора струмопроводу	15,75 15,75
Номінальний струм, А: гідрогенератора струмопроводу	4260 8625
Електродинамічна стійкість, кА	
Струмоведуча шина d×S, мм	280×15
Кожух (екран) D×δ, мм	750×6
Між фазна відстань, мм	1000
Тип опорного ізолятора	ОФР-20-375с
Крок між ізоляторами, мм	2500-3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗОМ-1/15
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШ-20-10000/5
Гранична довжина монтажної секції, м	8
Маса 1 м однієї фази, кг	90
Вартість 1 м однієї фази, грн.	1040

### 1.12 Вибір кабелів

Для електродвигуна власних потреб моделі 4А315S4У3 обираємо відповідний кабель.

$$P_{\text{д.ном}} = 160 \text{ (кВт)}; \quad U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ (В)}; \quad \cos\varphi_{\text{ном}} = 0.91; \quad \nu_0 = 30^\circ; \quad T_{\text{max}} = 2500 \text{ (год)}.$$

Використовуємо алюмінієвий варіант. Щоб визначити оптимальний переріз з економічної точки зору, застосовуємо такі розрахунки:

$$I_{p.\text{max}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.91} = 267.1 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{267.1}{1.6} = 167 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

На основі цього зупиняємося на кабелі марки ААШВ з перерізом 185 мм<sup>2</sup>, де допустиме номінальне навантаження становить  $I_{\text{доп.ном}} = 525 \text{ А}$ ;

Далі проводимо перевірку на стійкість до термічних впливів:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{474 \cdot 10^6}}{160} = 136 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Враховуючи всі параметри, остаточно приймаємо переріз кабелю в 185 мм<sup>2</sup>.

### 1.13 Вибір вимірювальних трансформаторів

Обираємо трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для кола лінії електропередачі 220 кВ.

Встановлюємо модель ТВ-220. Основні параметри, отримані в розрахунках, та відповідні значення з каталогу виробника подано в таблиці 1.16.

Таблиця 1.16 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-220

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1235 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 28.972 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 33.45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 40^4 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7.8 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

- 1)  $I_{2ном} = 1 \text{ А}$ ;
- 2) схема з'єднань ТС – повна зірка;
- 3) 0,2/10Р;
- 4)  $I_{розр} = 150 \text{ м}$

Виконаємо розрахунок вторинного навантаження для трансформатора струму. Отримані дані зведено в таблицю 1.17.

Таблиця 1.17 – Розрахункові значення вторинного навантаження ТС

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Е-335	0.5	0.5	0.5
2	Ватметр	Д-335	0.5		0.5
3	Варметр	Д-335	0.5		0.5
4	Лічильник активної енергії	И674	2.5	—	2.5
5	Лічильник реактивної енергії	И674	2.5	—	2.5
	Сумарне значення		6.5	0.5	6.5

- Загальний опір підключених приладі:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}; \quad (1.63)$$

$$r_{прил} = \frac{6.5}{1^2} = 6,5 \text{ (Ом)}.$$

- Допустиме значення опору для проводів:

$$r_{np} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k; \quad (1.64)$$

$$r_{np} = 20 - 6.5 - 0.1 = 13,4 \text{ (Ом)}.$$

- Розрахунковий переріз для контрольних проводів:

$$q_{роз} = \rho \cdot l_{розр} / r_{np}; \quad (1.65)$$

$$q_{роз} = 0.0283 \cdot 150 / 13.4 = 0.32 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

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

За таких умов вторинне навантаження

$$r_2 = 0.0283 \cdot 150 / 2.5 + 6.5 + 0.1 = 7.8 \text{ (Ом)} \leq r_{2ном} = 20 \text{ (Ом)}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги моделі НКФ-220-58У1.

$$U_{1ном} = 220000 / \sqrt{3} \text{ (В)};$$

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

$$U_{2доод} = 100 \text{ (В)};$$

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

Розрахунок вторинного навантаження ТН виконано та подано в таблиці 2.20.

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (1.66)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{18^2 + 21.82^2} = 28.3 \text{ (В} \cdot \text{А)} \leq S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Для під'єднання трансформатора напруги до вимірювальних приладів застосовуємо контрольний кабель марки АКРВГ з перерізом жил 2,5 мм<sup>2</sup>. Виконано розрахунок вторинного навантаження ТН, результати якого узагальнено в таблиці 1.18.

Таблиця 1.18 – Показники вторинного навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	S <sub>обм</sub> , В·А	n <sub>обм</sub> , шт	cosφ	sinφ	n <sub>прил</sub> , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	n670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Лічильник реактивної енергії	n670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							18	21,8

За подібною схемою обираємо інші вимірювальні трансформатори. Результати підбору наведено в таблиці 1.19.

Таблиця 1.19 – Характеристики обраних вимірювальних трансформаторів

Місце встановлення	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
1	2	3
ВРУ 220 кВ	ТВ-220	НКФ-220-58У1
ВРУ 110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
Генератор	ТШ-20-12500/5	ЗОМ-1/15; ЗНОМ-15
Автотрансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ-220-І-4000/1 ТВТ-110-І-2000/1 ТШВ-15-6000/5	- - ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-220-І-600/5 ТШ-20-12500/5	- -
Блочний трансформатор БТ2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-І-2000/1 ТШ-20-12500/5	- -
Агрегатний трансформатор власних потреб: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТК-40	- НТС-0,5
Пускорезервний трансформатор власних потреб: сторона ВН сторона НН	ТШЛ-10 ТК-40	- -
РУ ВП 0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3

#### 1.14 Вибір акумуляторної батареї

На гідроелектростанціях з потужністю до 1000 МВт передбачено монтаж однієї акумуляторної батареї (АБ). Якщо власний розподільчий пристрій (ВРУ) розташований на значній відстані, то додаткові батареї розміщують безпосередньо в зоні ВРУ.

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах під час аварійного розряду:  $U_{ш} = 230 \text{ В}$ ;

- номінальна напруга батареї:  $U_n = 220 \text{ В}$ ;
- напруга на елементі в режимі підзаряду:  $U_{nz} = 220 \text{ В}$ ;
- напруга на елементі в кінці аварійного розряду:  $U_p = 1,75 \text{ В}$ ;
- напруга наприкінці заряду:  $U_s = 2,75 \text{ В}$ ;
- кількість основних елементів батареї:  $n_0 = 180$ ;
- кількість додаткових елементів:  $n_d = 22$ ;
- загальне кількість елементів:  $n = 130$ ;

Таблиця 1.20 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n, шт	P <sub>ном</sub> , кВт	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>розр</sub> , А	I <sub>пуск</sub> , А	Навантаження	
						I <sub>ав</sub>	I <sub>пит</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	150	-	150	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	4	11	60	50	150	200	-
Електродвигун аварійного маслонасоса системи змащування турбіни	4	14	90	73	184	292	736
РАЗОМ:						697	791

Типовий номер АБ:

$$N \geq 1.05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (1.67)$$

$$N \geq 1.05 \cdot \frac{697}{25} = 29.3.$$

де  $j = 25 \text{ A/N}$  при температурі електроліту  $25^\circ \text{ C}$ .

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{\text{ном}}}{46}; \quad (1.68)$$

$$N \geq \frac{791}{46} = 17.2.$$

Вибираємо типорозмір  $N = 30$ .

Перевіряємо акумуляторну батарею на відповідність вимогам щодо напруги при короткочасному навантаженні.

$$j_n = \frac{I_{\text{ном}}}{N}; \quad (1.69)$$

$$j_n = \frac{791}{30} = 26.4 \text{ (A / N)}.$$

Напруга на стороні споживачів, з урахуванням падіння напруги в кабелі, становить 91 %, що перевищує мінімально допустиме значення 85 %.

Розрахункові значення струму та напруги підзарядного пристрою для основних елементів:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{нос}} + 0.15 \cdot N; \quad (1.70)$$

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0; \quad (1.71)$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0.15 \cdot 30 = 29.5 \text{ (A)};$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2.15 \cdot 108 = 232.2 \text{ (B)}.$$

Обираємо для цієї мети підзарядний випрямний пристрій (ПЗП) моделі ВЗП-380/260-40/80, який забезпечує стабільне живлення та підзарядку акумуляторної батареї в автоматизованому режимі.

Розрахункові показники струму та напруги автоматичного підзарядного пристрою для додаткових елементів:

$$I_{ПЗП.дод} = 0.05 \cdot N; \quad (1.72)$$

$$U_{ПЗП.дод} = U_{ПЗ} \cdot n_{дод}; \quad (1.73)$$

$$I_{ПЗП.дод} = 0.05 \cdot 30 = 1.5 \text{ (A)};$$

$$U_{ПЗП.дод} = 2.15 \cdot 22 = 47.3 \text{ (B)}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою

$$I_{ЗП} = 5 \cdot N + I_{ном}; \quad (1.74)$$

$$U_{ЗП} = n \cdot U_з; \quad (1.75)$$

$$I_{ЗП} = 5 \cdot 30 + 25 = 175 \text{ (A)};$$

$$U_{ПЗП.дод} = 130 \cdot 2.75 = 257.5 \text{ (B)}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

## 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

### 2.1 Загальна характеристика та принцип роботи елегазових вимикачів

Елегазове обладнання є критично важливим у системах електропостачання, що забезпечують надійну роботу електричних станцій. Використання шестифтористої сірки ( $\text{SF}_6$ ) як дугогасного та ізоляційного середовища, революціонував розвиток комутаційної апаратури, забезпечивши підвищення технічних характеристик порівняно з традиційними масляними та повітряними вимикачами.



Рисунок 2.1 – Елегазовий вимикач

#### 2.1.1 Фізико-хімічні властивості $\text{SF}_6$ газу

Шестифториста сірка являє собою штучно синтезований інертний газ, який був вперше отриманий французькими хіміками Муассаном та Лебо у 1900 році. Цей газ характеризується унікальним поєднанням властивостей, що робить його надзвичайно ефективним для застосування в електроенергетичному обладнанні.

SF<sub>6</sub> газ при нормальних умовах є безбарвним, без запаху та смаку. Його молекулярна структура має октаедричну форму, де атом сірки знаходиться в центрі, а шість атомів фтору розташовані у вершинах октаедра. Така конфігурація забезпечує виняткову хімічну стабільність молекули завдяки насиченню всіх валентних зв'язків сірки.

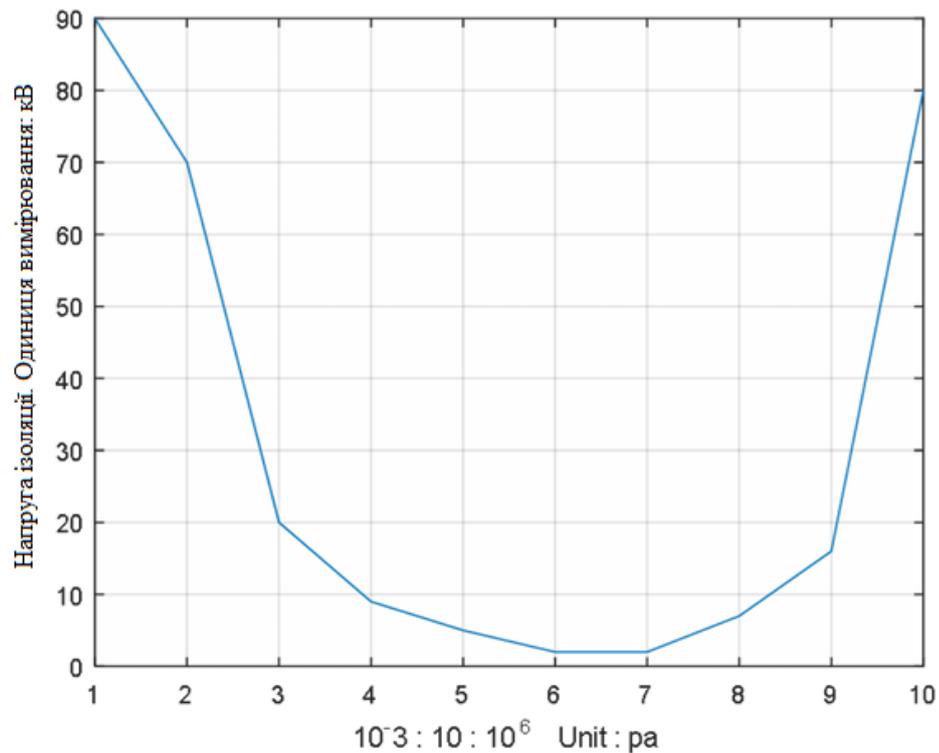


Рисунок 2.2 – Залежність ізоляційної міцності SF<sub>6</sub> від тиску

Таблиця 2.1 – Порівняльні характеристики дугогасних середовищ

Параметр	SF <sub>6</sub> (1 атм)	Повітря (1 атм)	Трансформаторна олива
Діелектрична міцність, відн. од.	2,5-3,0	1,0	10-15
Дугогасна здатність, відн. од.	100	1	5-10
Густина при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	6,139	1,293	850-900
Коефіцієнт теплопередачі, відн. од.	1,6	1,0	3-4

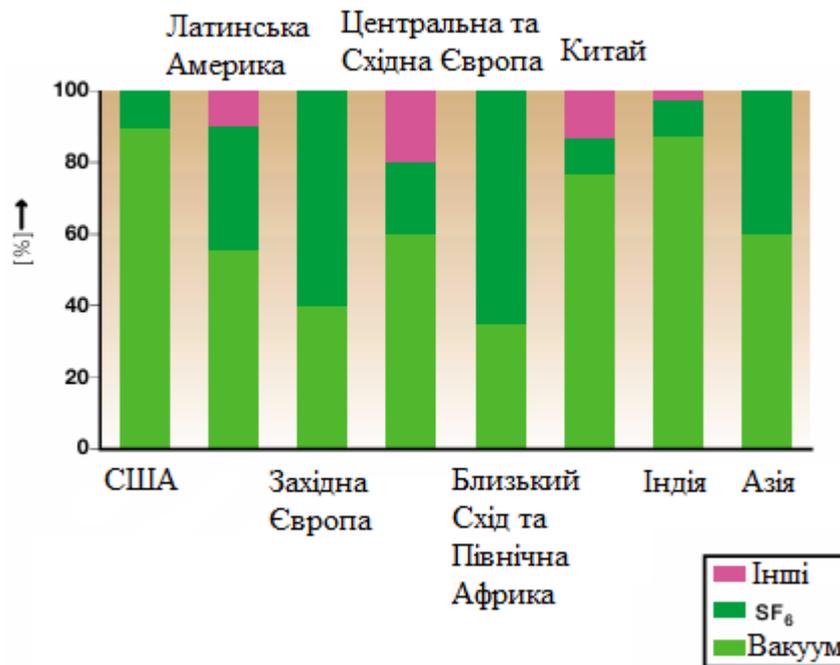


Рисунок 2.3 – Порівняння ринку елегазових та вакуумних вимикачів у світі

### 2.1.2 Механізм гасіння електричної дуги

Процес гасіння електричної дуги в елегазових вимикачах базується на унікальних властивостях SF<sub>6</sub>, зокрема його електронегативності. Під час розмикання контактів, що проводять струм, між ними виникає електрична дуга, яка характеризується високою температурою та інтенсивним випромінюванням.

Електронегативність SF<sub>6</sub> проявляється у здатності його молекул захоплювати вільні електрони, утворюючи важкі негативні іони з низькою рухливістю. Цей процес описується наступною реакцією:



Утворення негативних іонів значно ускладнює розвиток електронних лавин у дуговому проміжку, що є ключовим механізмом підтримання дуги. При проходженні струму через нуль в циклі змінної напруги, концентрація вільних електронів різко зменшується, і середовище між контактами швидко відновлює свої діелектричні властивості.

Тепловий механізм гасіння дуги базується на високій теплоємності  $SF_6$  та процесах дисоціації-рекомбінації його молекул. При температурах 2100-2500 К відбувається дисоціація молекул  $SF_6$ , що супроводжується поглинанням значної кількості теплової енергії:



де  $Q$  – енергія дисоціації.

При охолодженні периферійних зон дуги відбувається зворотний процес рекомбінації, що призводить до виділення поглинутої раніше енергії та сприяє швидкому відведенню тепла від осьової зони дуги. Цей циклічний процес забезпечує інтенсивне охолодження дугового каналу.

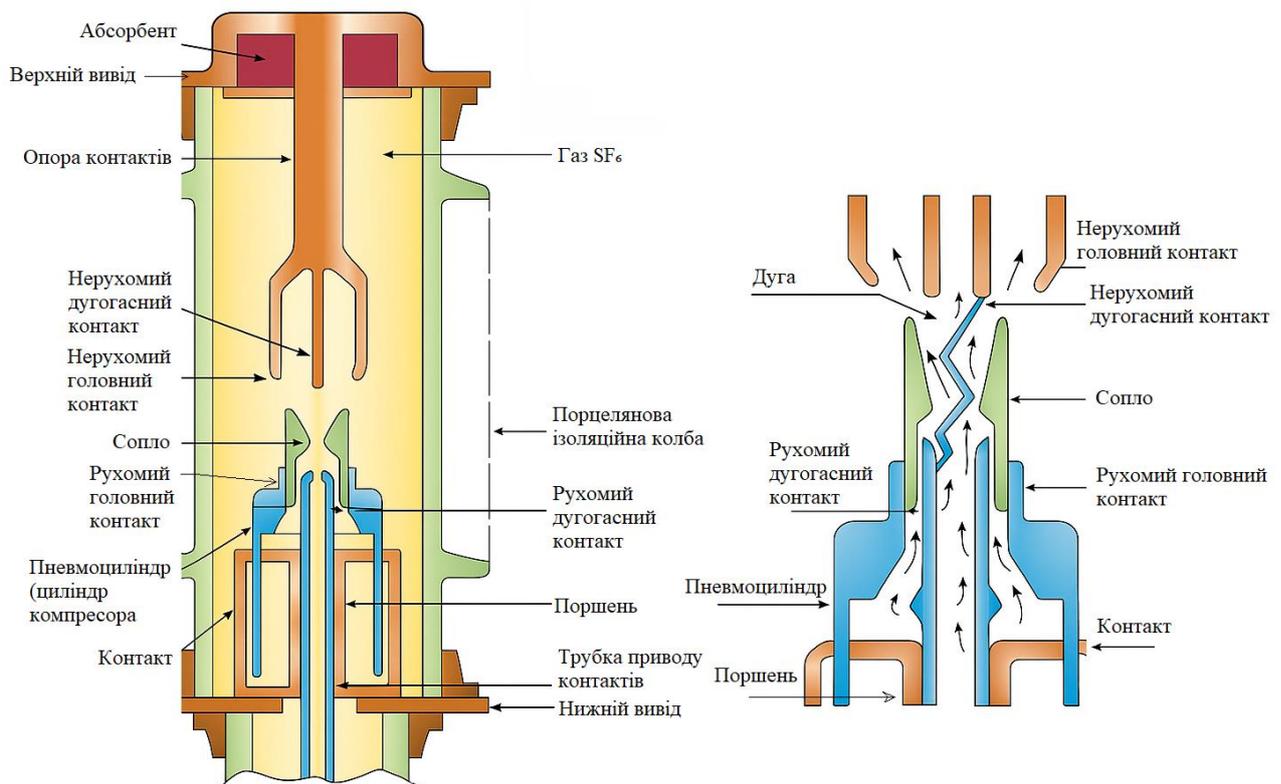


Рисунок 2.4 – Схема принципу дугогасіння в элегазовому вимикачі

### 2.1.3 Конструктивні особливості дугогасильних камер

Сучасні елегазові вимикачі використовують різні конструктивні рішення для забезпечення ефективного гасіння дуги. Основними типами є вимикачі з примусовим дуттям (puffer-type), автопневматичні (self-blast) та комбіновані типи (auto-puffer).

Вимикачі типу puffer використовують механічно створюваний потік SF<sub>6</sub> газу для гасіння дуги. При русі рухомого контакту поршень стискає газ у спеціальній камері, створюючи високий тиск. Потім газ під тиском виштовхується через сопло, обдуваючи дугу та сприяючи її гасінню. Ця конструкція вимагає потужного приводного механізму для забезпечення необхідного тиску газу.

Автопневматичні вимикачі використовують енергію самої дуги для створення потоку газу. Висока температура дуги призводить до нагрівання та розширення SF<sub>6</sub> газу в герметичному об'ємі, що створює підвищений тиск. Цей тиск використовується для створення потоку газу через дуговий проміжок. Така конструкція потребує значно меншої енергії від приводного механізму, проте може бути менш ефективною при відключенні малих струмів.

Конструкція типу auto-puffer поєднує переваги обох попередніх типів. При відключенні струмів до 30% від максимальної відключальної здатності вимикач працює як puffer, використовуючи механічно створений потік газу. При відключенні більших струмів домінує автопневматичний принцип, що дозволяє зменшити навантаження на приводний механізм. Така конструкція забезпечує оптимальне співвідношення між надійністю гасіння дуги та енергією, необхідною для роботи механізму.

Дугогасильна камера складається з нерухомого та рухомого контактів, розміщених у циліндричному корпусі. Нерухомий контакт зазвичай виконується у вигляді порожнистого циліндра з дугостійким покриттям на кінці. Рухомий контакт також має циліндричну форму з бічними отворами для виходу газу.

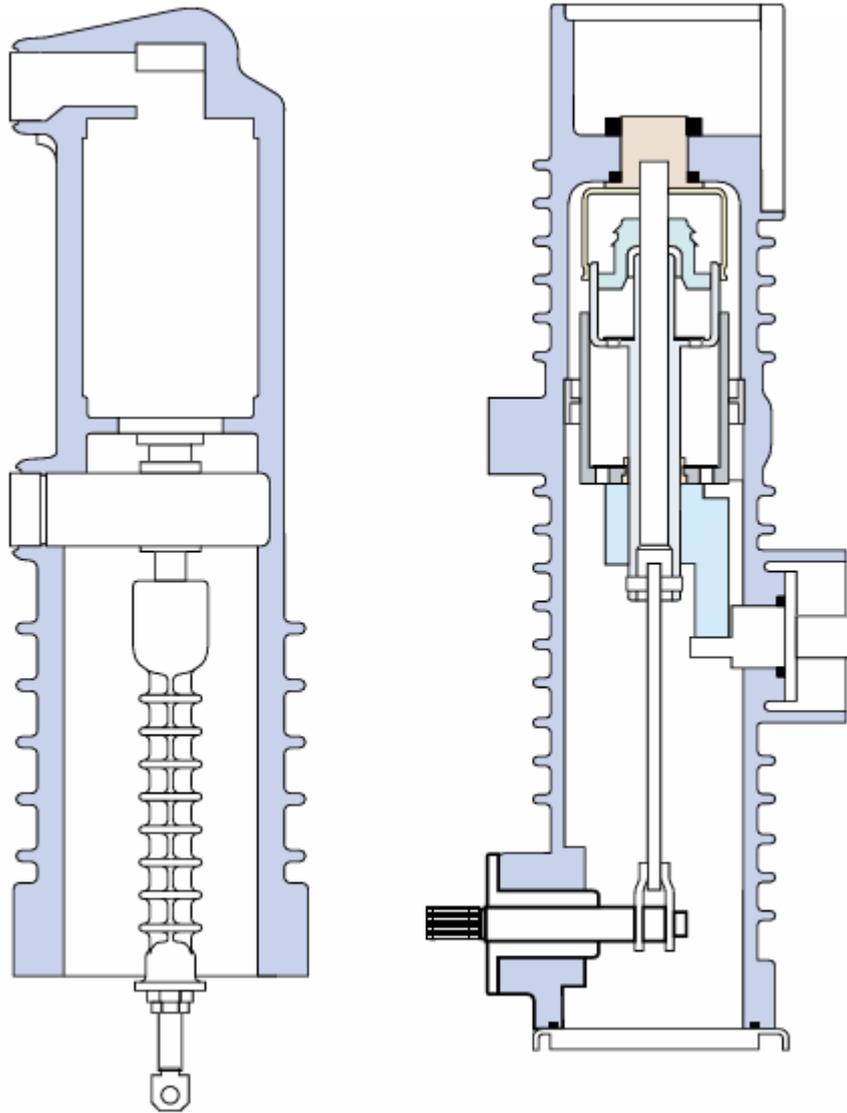


Рисунок 2.5 – Конструкція дугогасильної камери

Таблиця 2.2 – Порівняння типів дугогасильних камер

Характеристика	Puffer	Self-blast	Auto-puffer
Енергія приводу	Висока	Низька	Середня
Ефективність при малих струмах	Висока	Середня	Висока
Ефективність при великих струмах	Середня	Висока	Висока
Знос контактів	Середній	Високий	Низький
Складність конструкції	Середня	Низька	Ви

Контакти виготовляються з міді з покриттям вольфрамомідним сплавом, що забезпечує високу стійкість до ерозії під впливом електричної дуги. Співвідношення компонентів у сплаві становить зазвичай 50-70% вольфраму та

30-50% міді, що забезпечує оптимальний баланс між електропровідністю та дугостійкістю.

#### 2.1.4 Операції відмикання та замикання

Операція відмикання елегазового вимикача починається з подачі сигналу на розмикання від системи керування або релейного захисту. Керуючий електромагніт спрацьовує, вивільняючи енергію, накопичену в пружинах приводного механізму. Ця енергія передається через систему важелів на ізоляційну тягу, яка з'єднана з рухомим контактом.

Рухомий контакт починає рух униз (для вертикального розташування полюса), відокремлюючись від нерухомого контакту. У момент розриву контактної системи виникає електрична дуга між основними контактами. Одночасно з рухом контактів поршень стискає SF<sub>6</sub> газ у компресійній камері.

Коли тиск газу досягає необхідного рівня (зазвичай 14-16 кг/см<sup>2</sup> або 1,4-1,6 МПа), відкривається клапан, і газ під високим тиском направляєється через сопло в зону горіння дуги. Інтенсивний потік SF<sub>6</sub> обдуває дугу, охолоджуючи її та видаляючи іонізовані частинки з міжконтактного проміжку.

При проходженні струму через нуль діелектрична міцність середовища між контактами відновлюється швидше, ніж наростає відновлювальна напруга, що забезпечує успішне гасіння дуги. Типовий час відмикання для сучасних елегазових вимикачів класу 145 кВ становить 28-41 мс від моменту подачі команди до повного розмикання усіх фаз.

$$t_{\text{відм}} = t_{\text{мех}} + t_{\text{дуги}} \cdot \quad (2.3)$$

де  $t_{\text{відм}}$  – повний час відмикання;

$t_{\text{мех}}$  – механічний час руху контактів;

$t_{\text{дуги}}$  – час горіння та гасіння дуги.

Операція замикання виконується шляхом подачі команди на включення, що активує електромагніт замикання. Енергія від попередньо заведених замикаючих пружин через систему важелів передається на ізоляційну тягу, переміщуючи рухомий контакт вгору до з'єднання з нерухомим контактом.

При замиканні вимикача під напругою також може виникнути короткочасна дуга у момент наближення контактів. SF<sub>6</sub> газ, що знаходиться в камері під робочим тиском (зазвичай 2,8-3,0 кг/см<sup>2</sup> або 0,28-0,30 МПа), забезпечує гасіння цієї дуги. Час замикання для вимикачів 145 кВ не перевищує 68-70 мс.

### 2.1.5 Вимоги до системи SF<sub>6</sub> газу

Тиск SF<sub>6</sub> газу в дугогасильних камерах є критичним параметром, що безпосередньо впливає на комутаційну здатність та діелектричну міцність вимикача. Для вимикачів напруги 145 кВ робочий тиск газу в камері зазвичай становить 0,5-0,7 МПа (5-7 бар), а в компресійній камері під час операції відключення може досягати 1,4-1,6 МПа (14-16 бар).

Система контролю тиску SF<sub>6</sub> включає манометричні реле з двома рівнями сигналізації. Перший рівень (попереджувальна сигналізація) спрацьовує при зниженні тиску на 10-15% від номінального значення та видає сигнал оперативному персоналу про необхідність дозаправлення газу. Другий рівень (аварійна сигналізація та блокування) спрацьовує при критичному зниженні тиску, що становить 20-25% від номінального, і блокує можливість оперування вимикачем.

Залежність діелектричної міцності від тиску газу:

$$E = E_0 \cdot \left( \frac{P}{P_0} \right)^n \quad (2.4)$$

де  $E$  – діелектрична міцність при тиску  $P$ ;

$E_0$  – діелектрична міцність при базовому тиску  $P_0$ ;

$n$  – показник степеня (для SF<sub>6</sub> приблизно 1,0-1,2).

Чистота SF<sub>6</sub> газу регламентується міжнародним стандартом ІЕС 60376, який встановлює максимально допустимі рівні домішок для технічного газу. Мінімальна чистота SF<sub>6</sub> повинна становити 97% за об'ємом. Основні домішки включають повітря, CF<sub>4</sub>, вологу та продукти розкладу SF<sub>6</sub>.

Таблиця 2.3 – Допустимі рівні домішок у SF<sub>6</sub> газі згідно ІЕС 60376

Параметр домішки	Максимально допустимий рівень	Метод контролю
Мінімальна чистота SF <sub>6</sub>	97,0 % об'ємних	Газова хроматографія
Вологість	80 ppmV при 20 °C	Гігрометр точки роси
Кислотність (HF)	0,3 ppmV	Іонна хроматографія
Діоксид сірки (SO <sub>2</sub> )	13 ppmV	Детекторні трубки
CF <sub>4</sub>	0,05 % об'ємних	Газова хроматографія
Повітря (N <sub>2</sub> + O <sub>2</sub> )	0,3 % об'ємних	Газова хроматографія

Вологість SF<sub>6</sub> газу є критичним параметром, оскільки присутність води призводить до утворення агресивних сполук при взаємодії з продуктами розкладу газу під дією електричної дуги. Ці сполуки можуть викликати корозію металевих частин та погіршення діелектричних властивостей газу. Максимально допустима вологість становить 80 ppmV (parts per million by volume) при температурі 20°C.

Продукти розкладу SF<sub>6</sub> утворюються під час горіння електричної дуги. Основні газоподібні продукти включають SF<sub>4</sub>, S<sub>2</sub>F<sub>2</sub>, SF<sub>2</sub>, SOF<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>, SOF<sub>4</sub> та HF. Тверді продукти розкладу представлені фторидами металів, що утворюють білий або коричневий порошок. При нормальній роботі більшість продуктів рекомбінує в SF<sub>6</sub> після охолодження, а незначна частина поглинається молекулярними ситами (адсорбентами), що встановлені в газовій системі.

## 2.2 Системи моніторингу та діагностики стану елегазових вимикачів

Надійна робота елегазових вимикачів у системах електропостачання вимагає постійного контролю їх технічного стану та своєчасного виявлення відхилень від нормальних параметрів. Сучасні системи моніторингу дозволяють здійснювати як безперервний контроль основних параметрів, так і періодичну діагностику з використанням передових методів аналізу даних, включаючи методи штучного інтелекту.

### 2.2.1 Параметри контролю та точки зносу

Технічний стан елегазового вимикача визначається сукупністю вимірюваних параметрів, які характеризують різні аспекти його функціонування. Ці параметри називаються точками зносу (wear points), оскільки їх відхилення від нормативних значень свідчить про деградацію обладнання та наближення до граничного стану.

Опір контактної системи є одним з найважливіших діагностичних параметрів. Збільшення опору контактів може свідчити про їх знос, забруднення або порушення регулювання. Підвищений опір призводить до зростання втрат потужності та нагрівання контактів, що може спричинити термічне пошкодження.

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R_k . \quad (2.5)$$

де  $P$  – втрати потужності в трифазному вимикачі;

$I$  – струм навантаження;

$R_k$  – опір одного полюса вимикача.

Для вимикача класу 145 кВ типове значення опору контактів нового обладнання становить 38-40 мкОм на полюс, а максимально допустиме значення – 49-50 мкОм. Перевищення цього значення вимагає проведення технічного обслуговування з очищенням або заміною контактів.

Час операцій вимикача характеризує стан приводного механізму та пружинної системи. Час відмикання вимірюється від моменту подачі імпульсу на котушку відключення до повного розмикання всіх трьох полюсів. Для різних типів вимикачів нормативні значення відрізняються: 19-50 мс залежно від конструкції.

Час замикання визначається аналогічно – від подачі команди на котушку включення до замикання останнього полюса. Типові значення становлять 28-70 мс. Відхилення часів операцій від паспортних значень більше ніж на  $\pm 10\%$  може свідчити про проблеми з приводом, необхідність регулювання або заміну пружин.

Синхронність замикання та розмикання полюсів є важливим параметром для трифазних вимикачів. Несинхронність операцій може призводити до нерівномірного розподілу струмів між фазами та підвищеного зносу контактів окремих полюсів. Максимально допустима різниця у часах замикання або відмикання між фазами зазвичай становить 2-3 мс.

Таблиця 2.4 – Точки зносу елегазових вимикачів та їх граничні значення

Точка зносу	Одиниця виміру	Значення нового обладнання	Граничне значення	Метод контролю
Опір контактів (145 кВ)	мкОм	38–40	49–50	Мікроомметр
Час відмикання	мс	34–35	19–50	Аналізатор вимикачів
Час замикання	мс	75–80	28–135	Аналізатор вимикачів
Тиск SF <sub>6</sub> (робочий)	МПа	0,6–0,7	0,5	Манометр / датчик
Вологість SF <sub>6</sub>	ppmV	0–10	80	Гігрометр
Чистота SF <sub>6</sub>	% об.	99–100	97	Газоаналізатор
Вміст SO <sub>2</sub>	ppmV	0	13	Детекторні трубки
Кількість операцій	циклів	0	10000–30000	Лічильник операцій

### 2.2.2 Системи безперервного моніторингу

Сучасні елегазові вимикачі обладнуються системами безперервного моніторингу, які в реальному часі відстежують критичні параметри обладнання. Ці системи включають датчики тиску SF<sub>6</sub>, температури, вологості газу, лічильники операцій та інші пристрої.

Датчики густини SF<sub>6</sub> є більш досконалішими порівняно з простими манометрами, оскільки враховують температурну залежність тиску газу. Густина газу, а не абсолютний тиск, визначає його діелектричні властивості. Датчик густини компенсує температурні коливання та видає сигнал, що відповідає приведену до стандартної температури (зазвичай 20°C) тиску газу.

$$\rho = \frac{P \cdot M}{R \cdot T} \quad (2.6)$$

де  $\rho$  – густина газу, кг/м<sup>3</sup>;

$P$  – абсолютний тиск, Па;

$M$  – молярна маса SF<sub>6</sub> (146 г/моль);

$R$  – універсальна газова стала (8,314 Дж/(моль·К));

$T$  – абсолютна температура, К.

Нагрівальні елементи встановлюються в газових резервуарах високого тиску для запобігання зріджуванню SF<sub>6</sub> при низьких температурах. Температура зріджування SF<sub>6</sub> при тиску 0,5 МПа становить приблизно -20°C. Термостат активує нагрівач при зниженні температури нижче +16°C для забезпечення надійної роботи обладнання в зимовий період.

Системи контролю вологості SF<sub>6</sub> газу використовують гігрометри точки роси або ємнісні датчики вологості. Підвищена вологість призводить до прискореного розкладу SF<sub>6</sub> під дією дуги та корозії металевих частин. Безперервний моніторинг вологості дозволяє своєчасно виявити розгерметизацію або необхідність регенерації адсорбентів.

Лічильники операцій реєструють кількість циклів "замикання-відмикання" та інформацію про значення відключених струмів. Ці дані використовуються для планування технічного обслуговування на основі фактичного напрацювання обладнання, а не тільки календарного терміну експлуатації.

### 2.2.3 Методи періодичної діагностики

Періодична діагностика елегазових вимикачів включає комплекс вимірювань та випробувань, що проводяться під час планових оглядів та технічного обслуговування. Ці заходи дозволяють виявити приховані дефекти та оцінити залишковий ресурс обладнання.

Вимірювання опору контактів проводиться мікроомметром при знеструмленому вимикачі. Метод базується на пропусканні через контактну систему постійного струму (зазвичай 100-200 А) та вимірюванні падіння напруги на контактах. Вимірювання виконуються для кожного полюса окремо.

$$R_k = \frac{U}{I}. \quad (2.7)$$

де  $R_k$  – опір контактів, мкОм;

$U$  – падіння напруги на контактах,

$I$  – струм вимірювання, А.

Аналіз часо-ходових характеристик виконується за допомогою спеціальних аналізаторів вимикачів. Прилади реєструють криві руху контактів, часи операцій, швидкості руху, синхронність полюсів. Відхилення від еталонних характеристик дозволяють виявити механічні несправності до виникнення відмови.

Аналіз стану  $SF_6$  газу включає відбір проб та лабораторні дослідження. Визначаються: чистота газу, вміст вологи, продуктів розкладу ( $SO_2$ ,  $SO_2F_2$ ,  $SOF_2$ ,  $HF$ ), повітря та інших домішок. Хроматографічний аналіз дозволяє виявити продукти часткових розрядів та оцінити інтенсивність дугових процесів при попередніх комутаціях.

Таблиця 2.5 – Методи діагностики та періодичність контролю

Метод діагностики	Контрольований параметр	Періодичність	Обладнання
Вимірювання опору контактів	Опір контактної системи	1 раз на рік	Мікроомметр
Часо-ходові характеристики	Час, швидкість, хід	1 раз на рік	Аналізатор вимикачів
Аналіз SF <sub>6</sub>	Чистота, вологість, домішки	1 раз на 3–6 років	Газоаналізатор
Термовізійне обстеження	Температура вузлів	1 раз на рік	Тепловізор
Випробування ізоляції	Діелектрична міцність	1 раз на 6 років	Високовольтна установка
Вібродіагностика	Вібрація приводу	За потреби	Віброаналізатор

Термовізійне обстеження дозволяє виявити нагріті з'єднання, що може свідчити про підвищений перехідний опір або недостатній контакт. Обстеження проводиться при робочому струмі навантаження за допомогою інфрачервоного тепловізора.

#### 2.2.4 Застосування штучного інтелекту для діагностики

Сучасні дослідження демонструють ефективність застосування методів штучного інтелекту для аналізу стану елегазових вимикачів. Машинне навчання дозволяє автоматизувати процес ідентифікації моментів спрацювання контактів та виявлення аномалій у роботі обладнання.

Застосування алгоритмів машинного навчання для обробки сигналів струму та напруги під час комутацій дозволяє автоматично визначати момент замикання попередніх резисторів та основних контактів. Точність ідентифікації цих моментів перевищує 93% при використанні методів на основі багатосарового перцептрона (MLP) та адаптивного бустінгу (AdaBoost).

Методологія обробки сигналів включає кілька етапів. Спочатку сигнали струму та напруги проходять попередню фільтрацію для виявлення моменту

спрацювання попереднього резистора. Використовується фільтр ковзного середнього для згладжування шумів:

$$M_i(k) = \frac{1}{k} \sum_{j=0}^{k-1} x_{i-j}. \quad (2.8)$$

де  $M_i(k)$  – згладжене значення в точці  $i$ ;

$k$  – порядок фільтра (кількість точок усереднення);

$x_{i-j}$  – значення сигналу в попередніх точках.

Після виявлення моменту спрацювання попереднього резистора формується вікно пошуку основного контакту. Це вікно визначається на основі типового часу між спрацюванням PIR та основного контакту, який становить близько 10 мс, з додатковим запасом  $\pm 8$  мс для врахування можливих відхилень.

Для кожної точки у вікні пошуку застосовується банк фільтрів, що включає:

- Похідну та інтеграл сигналу;
- Ковзне середнє та медіанний фільтр;
- Фільтр Савіцького-Голея;
- Перетворення Фур'є, дискретне косинусне перетворення;
- Перетворення Гільберта;
- Вейвлет-перетворення з різними базисними функціями;
- Фільтри Баттерворта.

Результатом застосування банку фільтрів є формування набору ознак (feature vector) розмірністю 82 елементи для кожної точки часового ряду – по 41 ознаці від фільтрації сигналів струму та напруги. Ці ознаки використовуються як вхідні дані для алгоритмів класифікації.

Таблиця 2.6 – Порівняння ефективності алгоритмів машинного навчання

Алгоритм	Точність (Accuracy)	Precision	Recall	F1-Score	AUC-ROC
AdaBoost	0,9523	0,9524	0,9523	0,9523	0,9857
MLP	0,9468	0,9470	0,9468	0,9468	0,9842

Результати демонструють, що обидва алгоритми показують високу ефективність, при цьому AdaBoost має незначну перевагу. Статистичний тест Вілкоксона підтвердив значущу різницю між моделями ( $p\text{-value} = 0,03125$ ).

Практичне застосування розробленого методу дозволяє отримати важливу статистичну інформацію про роботу вимикачів у реальних умовах експлуатації. Аналіз даних показав, що інтервал між спрацюванням попереднього резистора та основного контакту в більшості випадків знаходиться в діапазоні 9-10 мс, що відповідає нормативним вимогам виробника.

Виявлено залежність пікового струму включення від фази: перша фаза, що замикається, характеризується вищими значеннями струму, тоді як остання фаза демонструє нижчі значення. Ця інформація важлива для оцінки нерівномірності зносу контактів різних полюсів вимикача.

### 2.3 Технічне обслуговування та експлуатація елегазових вимикачів

Надійна експлуатація елегазових вимикачів вимагає дотримання регламентованих процедур технічного обслуговування, правильного поводження з SF<sub>6</sub> газом та своєчасного виявлення й усунення несправностей. Система технічного обслуговування базується на концепції обслуговування за технічним станом з елементами планово-попереджувального ремонту.

#### 2.3.1 Види та періодичність технічного обслуговування

Технічне обслуговування елегазових вимикачів класифікується за обсягом робіт та періодичністю виконання. Відповідно до нормативних документів розрізняють кілька видів обслуговування.

Оперативне обслуговування виконується черговим персоналом підстанції щоденно і включає зовнішній огляд обладнання, перевірку показань контрольно-вимірювальних приладів (тиску SF<sub>6</sub>, лічильників операцій), перевірку роботи нагрівальних елементів та системи сигналізації. При огляді звертається увага на відсутність видимих пошкоджень, слідів перегріву, витоків газу, нестандартних звуків при операціях.

Технічне обслуговування №1 (ТО-1) проводиться один раз на рік або після кожних 500 операцій вимикача, залежно від того, що настане раніше. Обсяг робіт включає:

- Ретельний зовнішній огляд з використанням бінокля;
- Вимірювання опору контактної системи;
- Реєстрацію часо-ходових характеристик;
- Перевірку роботи приводного механізму;
- Контроль параметрів SF<sub>6</sub> газу (тиск, густина);
- Термовізійне обстеження при робочому навантаженні;
- Перевірку роботи систем блокування та сигналізації;
- Перевірку допоміжних кіл керування та сигналізації.

Технічне обслуговування №2 (ТО-2) виконується один раз на 3-6 років залежно від інтенсивності експлуатації та результатів попередніх оглядів. Додатково до обсягу ТО-1 виконуються:

- Відбір проб SF<sub>6</sub> газу для лабораторного аналізу;
- Оцінка стану адсорбентів (молекулярних сит);
- Перевірка герметичності газової системи;
- Огляд стану ущільнень та ізоляторів;
- Перевірка роботи клапанів та газового обладнання;
- Регулювання механізму при необхідності;
- Контроль натягу пружин приводу.

Таблиця 2.7 – Регламент технічного обслуговування елегазових вимикачів

Вид робіт	Періодичність	Тривалість, год	Виведення з експлуатації
Оперативне обслуговування	Щоденно	0,5	Ні
Термовізійне обстеження	Квартально	1	Ні
ТО-1 (планове)	1 раз на рік	8-12	Так
ТО-2 (розширене)	1 раз на 3-6 років	16-24	Так
Капітальний ремонт	1 раз на 12-18 років	40-80	Так
Позаплановий огляд	Після аварії, 500 операцій	Залежить	Можливо

Капітальний ремонт проводиться після напрацювання 12-18 років або при виявленні значних відхилень діагностичних параметрів. Ремонт включає заміну зношених вузлів, контактів, ущільнень, можливу заміну дугогасильних камер, повну регенерацію або заміну SF<sub>6</sub> газу, випробування після ремонту.

### 2.3.2 Типові несправності та методи їх усунення

Експлуатаційний досвід свідчить, що найбільш поширені несправності елегазових вимикачів пов'язані зі зниженням тиску SF<sub>6</sub>, порушеннями роботи приводного механізму та зносом контактної системи.

Зниження тиску SF<sub>6</sub> може бути викликане різними причинами: розгерметизацією фланцевих з'єднань, пошкодженням ущільнень, мікротріщинами в зварних швах, негерметичністю арматури. Виявлення місця витoku здійснюється за допомогою портативних течешукачів SF<sub>6</sub> або мильної емульсії при доступних місцях.

Таблиця 2.8 – Типові несправності елегазових вимикачів та методи усунення

Несправність	Можливі причини	Метод виявлення	Спосіб усунення
Зниження тиску SF <sub>6</sub>	Витік через ущільнення, фланці, арматуру	Течошукач SF <sub>6</sub> , мильна емульсія	Підтягування, заміна ущільнень, дозаправка
Підвищений опір контактів	Знос, забруднення, порушення регулювання	Вимірювання мікроомметром	Очищення, регулювання, заміна
Відхилення часів операцій	Знос пружин, порушення регулювання, в'язкість мастила	Аналізатор вимикачів	Заміна пружин, регулювання, заміна мастила
Несинхронність полюсів	Нерівномірний знос, порушення регулювання	Аналізатор вимикачів	Індивідуальне регулювання полюсів
Відмова спрацювання	Несправність котушок, блокування механізму	Перевірка кіл керування, огляд	Заміна котушок, усунення блокування
Підвищена вологість SF <sub>6</sub>	Розгерметизація, насичення адсорбенту	Гігрометр точки роси	Регенерація газу, заміна адсорбенту
Перегрів з'єднань	Погані контакти, ослаблення кріплення	Тепловізор	Підтягування, очищення контактів

Порушення роботи приводного механізму може проявлятися у відхиленні часів операцій, недостатній швидкості руху контактів, несинхронності полюсів. Причинами можуть бути ослаблення натягу пружин через втому матеріалу, загустіння мастила при низьких температурах, знос шарнірних з'єднань, порушення регулювання.

Знос контактної системи проявляється у збільшенні опору контактів та видимій ерозії контактних поверхонь. Інтенсивність зносу залежить від кількості та величини відключених струмів короткого замикання. При досягненні граничного зносу контакти підлягають заміні.

Методи раннього виявлення несправностей базуються на трендовому аналізі діагностичних параметрів. Поступове збільшення опору контактів, зміна

часів операцій, підвищення вологості газу свідчать про необхідність втручання до виникнення відмови.

### 2.3.3 Оцінка надійності на основі точок зносу

Надійність елегазового вимикача визначається не тільки віком обладнання, але й реальним технічним станом, що характеризується параметрами точок зносу. Методологія оцінки надійності базується на нормуванні вимірних значень відносно діапазону від нового стану до граничного.

Для кожної точки зносу визначається відносний ступінь зносу у відносних одиницях (в.о.):

$$WP_{(в.о.)} = \frac{X_{\text{вим}} - X_{\text{нов}}}{X_{\text{гран}} - X_{\text{нов}}}. \quad (2.9)$$

де –  $WP_{(в.о.)}$  – відносний знос точки, в.о.;

$X_{\text{вим}}$  – вимірне значення параметра;

$X_{\text{нов}}$  – значення для нового обладнання;

$X_{\text{гран}}$  – граничне допустиме значення.

Для параметрів, зменшення яких свідчить про погіршення стану (тиск газу, чистота SF<sub>6</sub>), формула модифікується:

$$WP_{(в.о.)} = \frac{X_{\text{нов}} - X_{\text{вим}}}{X_{\text{нов}} - X_{\text{гран}}}. \quad (2.10)$$

На основі розрахованих значень відносного зносу визначається ступінь зносу та оцінюється надійність:

Таблиця 2.9 – Класифікація ступеня зносу та оцінка надійності

Діапазон WP(в.о.)	Ступінь зносу	Оцінка надійності	Рекомендовані дії
$0 \leq WP < 0,6$	Незначний	Надійний	Продовження експлуатації
$0,6 \leq WP < 0,8$	Помірний	Обережність	Моніторинг, планування ТО
$WP \geq 0,8$	Критичний	Ризик відмови	Термінове ТО або заміна

Інтегральна оцінка надійності вимикача визначається за найгіршим показником серед усіх точок зносу. Це консервативний підхід, що забезпечує безпечність експлуатації, оскільки відмова може статися при критичному стані будь-якого елемента.

Приклад розрахунку для реального вимикача класу 145 кВ:

Таблиця 2.10 – Приклад оцінки стану вимикача за точками зносу

Точка зносу	Хвим	Хнов	Хгран	WP (в.о.)	Оцінка
Опір контактів, мкОм	71	58	130	0,18	Надійний
Час відмикання, мс	35,25	34	41	0,18	Надійний
Час замикання, мс	114,7	75	135	0,66	Обережність
Тиск SF <sub>6</sub> , МПа	0,63	0,63	0,52	0,00	Надійний
Вологість SF <sub>6</sub> , ppmV	12,5	0	80	0,16	Надійний
Чистота SF <sub>6</sub> , %	98,7	100	97	0,43	Надійний
Вміст SO <sub>2</sub> , ppmV	10,5	0	13	0,81	Ризик

У наведеному прикладі критичним є параметр вмісту SO<sub>2</sub>, що свідчить про інтенсивне розкладання SF<sub>6</sub> та необхідність регенерації або заміни газу. Час замикання знаходиться в зоні обережності, що вимагає моніторингу та можливого регулювання механізму.

Застосування методології точок зносу дозволяє:

- Ідентифікувати критичне обладнання, що потребує пріоритетного обслуговування;
- Обґрунтовувати обсяги ремонтних робіт на основі реального стану;

- Планувати заміну обладнання до виникнення відмов;
- Оптимізувати витрати на технічне обслуговування;
- Підвищувати надійність системи електропостачання.

#### 2.4 Тенденції розвитку елегазового обладнання

Розвиток елегазового обладнання відбувається за кількома напрямками, що відображають вимоги до підвищення надійності, екологічності та інтелектуалізації систем керування.

Магнітні приводи замість традиційних пружинних механізмів забезпечують:

- Зменшення кількості механічних частин та підвищення надійності;
- Точне керування швидкістю та моментом операцій;
- Можливість синхронного керування фазами;
- Зниження потреб у технічному обслуговуванні;
- Інтеграцію з цифровими системами моніторингу.

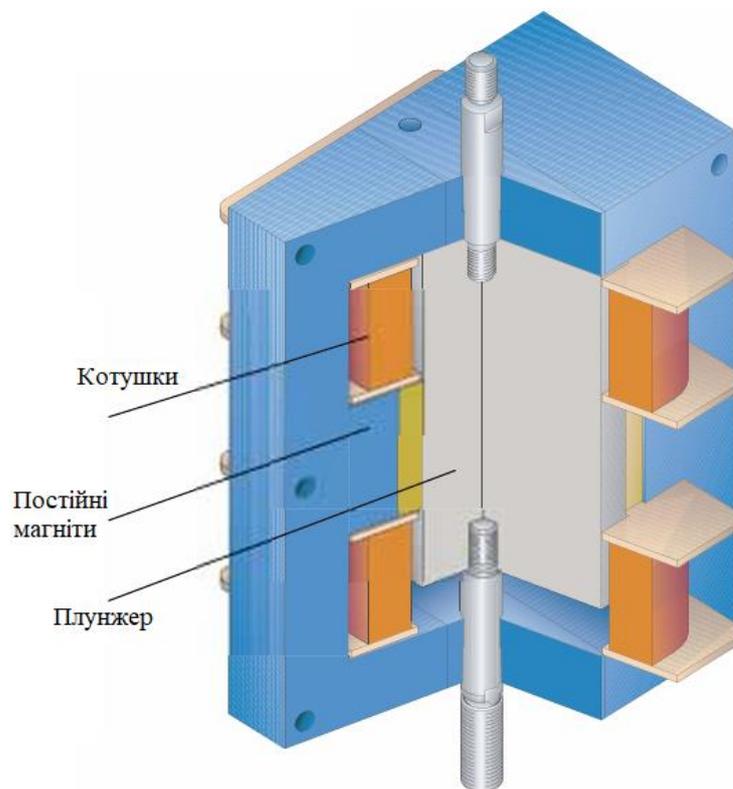


Рисунок 2.6 – Схема магнітного приводу

Синхронна комутація (point-on-wave switching) дозволяє мінімізувати перехідні процеси шляхом прив'язки моменту замикання або розмикання контактів до оптимальної точки на хвилі напруги або струму. Це зменшує:

- Пікові струми включення конденсаторних батарей;
- Комутаційні перенапруги при операціях;
- Знос контактів та дугогасильної системи;
- Вплив на суміжне обладнання.

Точність синхронної комутації сучасних систем становить  $\pm 0,5-1,0$  мс, що забезпечує високу ефективність методу.

Інтеграція сенсорів та інтелектуальної діагностики перетворює вимикач на "розумний" пристрій, здатний до самодіагностики та комунікації з системами керування верхнього рівня. Вбудовані датчики моніторять:

- Параметри SF<sub>6</sub> газу (тиск, густина, вологість);
- Струми навантаження та відключення;
- Температуру вузлів;
- Часо-ходові характеристики механізму;
- Стан приводу (споживання енергії, швидкість).

Застосування алгоритмів машинного навчання дозволяє:

- Автоматично виявляти відхилення від нормальної роботи;
- Прогнозувати залишковий ресурс;
- Оптимізувати графіки технічного обслуговування;
- Виявляти передаварійні стани.

Цифрові підстанції на базі стандарту IEC 61850 вимагають від вимикачів:

- Вбудованих інтелектуальних електронних пристроїв (IED);
- Обміну даними через інтернет мережі;
- Точної синхронізації часу (IEEE 1588);
- Інтеграції функцій захисту в обладнання.

Таблиця 2.11 – Еволюція електричних вимикачів

Покоління	Період	Тип приводу	Принцип гасіння	Керування	Ключові переваги
I	1960-1975	Пневматичний	Двотиск	Електромеханічне	Перехід від масла
II	1975-1995	Пружинний	Puffer	Електромеханічне	Автономність
III	1995-2010	Пружинний	Self-blast, Auto-puffer	Мікропроцесорне	Енергоефективність
IV	2010-н.ч.	Магнітний	Auto-puffer	Цифрове, інтелектуальне	Синхронна комутація, діагностика

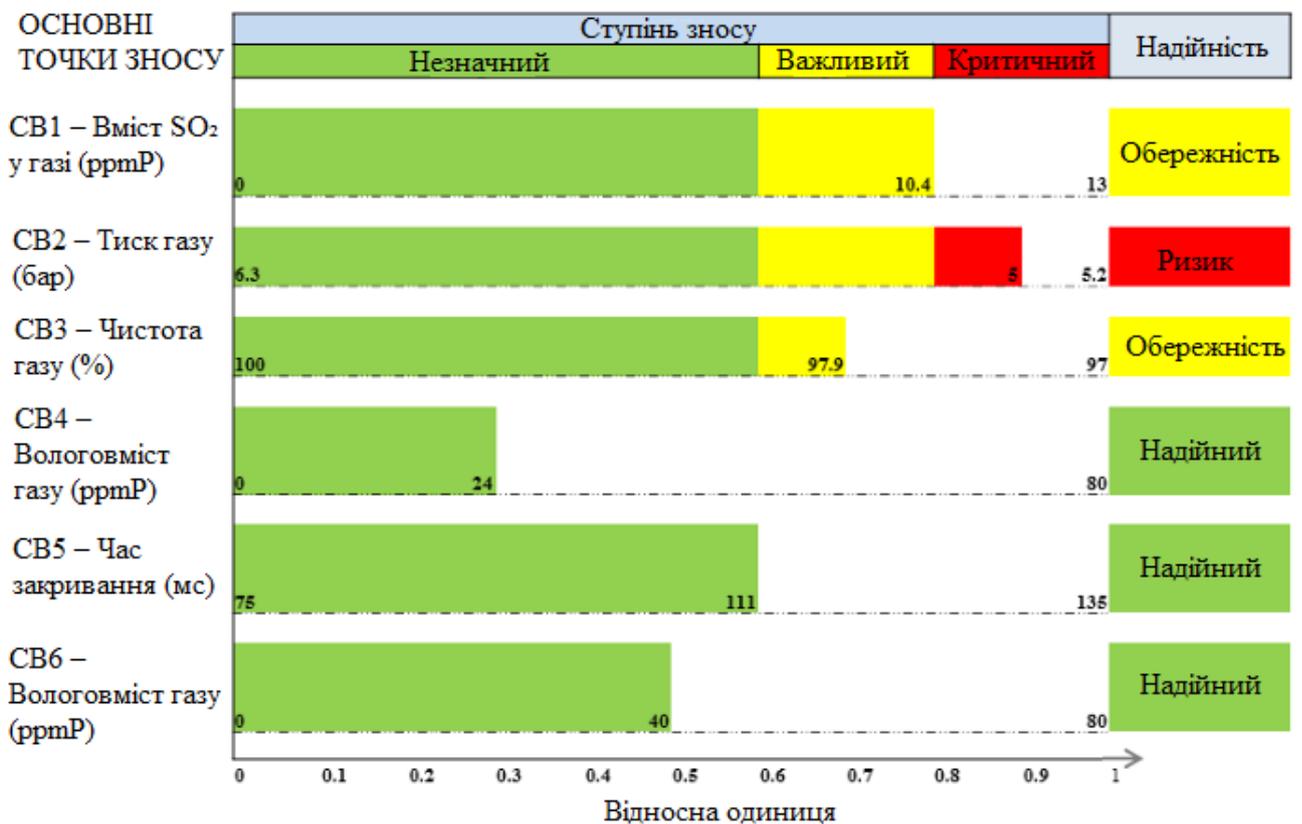


Рисунок 2.7 – Оцінка зносу та надійності.

### 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### 3.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники електростанції.

Повні витрати на спорудження ГЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення [20].

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 3.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ГЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в таблиці 3.1.

Питомі капіталовкладення:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст}} ; \quad (3.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 14274000000 / 600 / 1000 = 23790 \text{ (грн. / кВт)}.$$

Таблиця 3.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	90000000	2	3600000	48	86400000	180000000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	15000	72.5	326250000	27	121500000	0.5	22500000	450000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обл. призначення	2	80	72000000	20	18000000	-	-	90000000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1	90	40500000	10	4500000	-	-	45000000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5	95	213750000	5	11250000	-	-	225000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, кана лізації, тепlopостачання	1	95	42750000	5	2250000	-	-	45000000
7	Упорядкування території	1	100	45000000	-	-	-	-	45000000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15	80	54000000	10	67500000	10	67500000	675000000
9	Інші роботи та затрати	10	-	-	-	-	100	45000000	450000000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0.5	-	-	-	-	100	22500000	22500000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0.1	-	-	-	-	100	4500000	4500000
12	Проектні і дослідні роботи	10	-	-	-	-	100	45000000	450000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9	-	-	-	-	100	40500000	405000000
	Всього			430650000		132210000		150840000	713700000

### 3.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

#### 3.2.1 Амортизація основних фондів

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 3.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (ОФ1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини [20].

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

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

Розрахуємо зазначені показники:

$$ОФ_1 = 0.6 \cdot (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}); \quad (3.2)$$

$$ОФ_1 = 0.6 \cdot (4306500000 - 213750000) = 2455650000 \text{ (тис. грн)};$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (3.3)$$

$$ОФ_2 = 225000000.0 \text{ (тис. грн)};$$

$$ОФ_3 = (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}) \cdot 0.4 + (K_{\text{обл.}} - K_{\text{обл.5}}) + K_{\text{інш.}}; \quad (3.4)$$

$$ОФ_3 = 0.4 \cdot (4306500000 - 213750000) + 1322100000 - 11250000 + 1508400000 = 4456350000 \text{ (тис. грн)}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	2455650000	7	171895500
ОФ2	225000000.0	28	63000000
ОФ3	4456350000	20	891270000
Разом	7137000000		1126165500

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot H_i. \quad (3.5)$$

де  $I_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 135706378.5 + 630935939.25 + 1126165500 = 1892807817.75 \text{ (тис. грн)}.$$

### 3.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{вст}} \cdot \quad (3.6)$$

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

$N_{\text{вст}}$  – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{\text{шт}}$  для ГЕС дорівнює 0,6.

$$P = 0,6 \cdot 300 = 360 \text{ чол.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

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

Для цього можна використати таке співвідношення, наведено в таблиці 3.3:

Таблиця 3.3 – Персонал ГЕС

Персонал	%	кількість
Робітники	85	153
ІТР	12	22
Службовці	2,2	4
МОП	0,8	1

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	20000
ІТР	23000
Службовці	19500
МОП	17000

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

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot (Z_i \cdot n_i). \quad (3.7)$$

де  $Z_i$  – середня заробітна плата робітника  $i$ -ої категорії;

$n_i$  – кількість робітників  $i$ -ої категорії.

Робітники  $S_{зп} = 12 \cdot 20000 \cdot 153 = 36720000$  (грн);

ІТР  $S_{зп} = 12 \cdot 23000 \cdot 22 = 6072000$  (грн);

Службовці  $S_{зп} = 12 \cdot 19500 \cdot 4 = 936000$  (грн);

МОП  $S_{зп} = 12 \cdot 17000 \cdot 1 = 204000$  (грн).

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 3.5 за формулою:

$$И_{зп} = (1.57 \cdot (S_{зп.роб} + S_{зп.МОП}) + 1.80 \cdot (S_{зп.ІТР} + S_{зп.сл.к})) \cdot k_k \cdot k_b. \quad (3.8)$$

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

$k_k$  – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (дорівнює 0,7);

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

$$I_{зп} = 1.57 \cdot (36720000 + 204000) + \\ + 1.8 \cdot (6072000 + 936000) \cdot 0.7 \cdot 1.375 = 67938139.5 \text{ (грн)}$$

### 3.2.3 Інші витрати

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

$$I_{ін} = (I_a + I_{зп}) \cdot I_n / 100; \quad (3.9)$$

де  $I_n$  – процент інших витрат.

$$I_{ін} = (1126165500 + 67938139.5) \cdot 50 / 100 = 597051819.75 \text{ (грн)}.$$

### 3.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції [20].

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$I = I_a + I_{зп} + I_{ін}; \quad (3.10)$$

$$I = 67938139.5 + 597051819.75 + 1126165500 = 1791155459.25 \text{ (грн)}.$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{И \cdot 100}{E_{відп} \cdot 1000}; \quad (3.11)$$

$$C = \frac{1791155459 \cdot 100}{1514063.9 \cdot 1000} = 118.30 \text{ (коп / кВт} \cdot \text{год)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	1126165500	38.030	44.99
Заробітна плата	43932000	1.484	1.76
Інші затрати	1791155459	60.486	71.56
Разом	2961252959	100%	118.30

### 3.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 3.6.

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{У}; \quad (3.12)$$

$$K_{обс} = \frac{300}{180} = 1.67 \text{ (МВт / чол)}.$$

Таблиця 3.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	300
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	1126165500
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1.67
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	7137000000
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	118.30

Таким чином, у даному розділі були пораховані економічні показники проєктованої ГЕС потужністю 300 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії  $C = 118.3$  коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії є економічно вигідним для ГЕС.

## 4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

### 4.1 Задачі розділу

Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні і здорові умови праці, регулює за участю відповідних органів державної влади відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища і встановлює єдиний порядок організації охорони праці в Україні. Відповідні умови праці повинні бути забезпечені на кожному робочому місці.

З сучасними темпами розвитку науки та суспільства виникає потреба в підвищенні рівня безпечної роботи та знизити всі можливі ризики що наражають працівників та навколишнє середовище на небезпеку. Задача сучасного інженера – поєднати надійність механіки і безпеку. В електроустановках одним із найнебезпечніших механізмів є високовольтні вимикачі, оскільки вони сприймають найбільше навантаження при розмиканні контактів, де виникає горіння дуги, в результаті чого різко піднімається температура до високих значень [16].

Небезпека при монтажі та експлуатації елегазових вимикачів полягає в тому, що високовольтні вимикачі працюють з високими напругами та температурами, що в свою чергу створює високу небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Візьмемо для прикладу елегазовий вимикач ВГБ-330 виробництва АВВ. Порцелянові ізолятори вимикача знаходяться під тиском. Механічні пошкодження порцеляни можуть спричинити вибух. Роботи на вимикачі, пов'язані з ризиком механічного пошкодження ізолятора, повинні виконуватися при максимальному тиску газу 0,15 МПа. Не варто забувати, що елегаз – це токсичний газ без запаху і кольору. Цей газ важчий від повітря і може, при

витіканні в великих об'ємах, нагромаджуватись в низько розташованих місцях. Якщо в таких місцях нагромаджується велика кількість елегазу, то виникає ризик задихання від нестачі кисню.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією елегазових вимикачів, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування «Проектування електричної частини гідроелектростанції з генераторами типу СВ-915/165-40У4 та дослідженням елегазового комутаційного обладнання»:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією елегазових вимикачів.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі і експлуатації вимикача. Визначити технічний стан елегазового вимикача в умовах експлуатації.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту високовольтних установок та машинної зали.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів дипломної роботи: (1 розділ, 2 розділ).

#### 4.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією високовольтних елегазових вимикачів

На основі аналізу літературних джерел [17,18] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1, при виконанні монтажних робіт і експлуатації елегазових вимикачів повинні бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з

урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [3].

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 у машинній залі на оперативно-ремонтний персонал діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

1) фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- вироби, що пересуваються, заготовки, матеріали;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;

- підвищена та знижена рухливість повітря.

2) психофізіологічні :

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів, монотонність праці).

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природнє середовище;
- людина.

4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при монтажі і експлуатації елегазових вимикачів

#### 4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці

За умовами дипломного проекту розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для елегазового вимикача LTB – 123-2000/40 У1 поданого на рис. 4.1.



Рисунок 4.1 – Елегазовий вимикач АВВ серії LTB

Для розробки рішень з охорони праці при електричному монтажі та експлуатації елегазового вимикача заданих технологічних параметрів за темою диплому «Проектування електричної частини гідроелектростанції з генераторами типу СВ-915/165-40У4 та дослідженням елегазового комутаційного обладнання» були проаналізовані:

- 1) Державні стандарти з електроенергетики України табл. 4.1;
- 2) Галузеві керівні документи:
  - ГКД 34.20.302-2002 Норми випробування електрообладнання
  - ГКД 34.10.382-92 Виробничі норми витрат матеріалів для експлуатації електрообладнання 110-750 кВ
- 3) Стандарти організації України:
  - СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 Норми випробування електрообладнання

Підготовчі роботи включають в себе підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, перевірку опорних конструкцій, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовуються, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

За даними статистичних досліджень, найбільш розповсюдженими в розподільних мережах напругою 6 - 35кВ є однофазні замикання на землю (до 60- 70% від усіх видів ушкоджень). Виникнення однофазного замикання на землю супроводжується перенапругами, що охоплюють всі елементи розподільної мережі і що приводять, як наслідок, до багатомісних замикань за рахунок пробною ослабленої ізоляції. Такі ушкодження є найбільш небезпечними як для обслуговуючого персоналу, так і для електроустаткування і варто прагнути до зниження імовірності їхньої появи завдяки створенню нових керувальних органів, покращенням ізоляційних властивостей матеріалів.

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та інш.) і силові кола приводу;

- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;

- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування може з дозволу чергового працівник, який проводить налагодження та регулювання. В електроустановках без місцевих оперативних працівників такий дозвіл не потрібен.

Таблиця 4.1 – Державні стандарти України

1	ДСТУ ІЕС 60898-1:2005	Вимикачі змінного струму Устаткування електричне допоміжне. Автоматичні вимикачі для захисту від надструмів побутового та аналогічного устаткування (ІЕС 60898-1:2003, ІДТ)	замінений
2	ДСТУ EN 60898-1:2014	Устаткування електричне допоміжне. Автоматичні вимикачі для захисту від надструмів побутового та аналогічного призначення. Частина 1. Вимикачі змінного струму (EN 60898-1:2003 EN 60898-1:2003/A1:2004 EN 60898-1:2003/A11:2005 EN 60898-1:2003/A13:2012 EN 60898-1:2003/AC:2004, ІДТ)	чинний
3	ДСТУ EN 61009-1:2015/Зміна №13:2015(EN 61009-1:2004/A13:2009, ІДТ)	Автоматичні вимикачі диференційного струму з вмонтованим захистом від надструмів для побутового та аналогічного призначення (RCCBs). Частина 1. Загальні правила	чинний
4	ДСТУ EN 62271-100:2016 (EN 62271-100:2009, ІДТ)	Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина 100. Автоматичні вимикачі змінного струму	чинний
5	ДСТУ EN 61009-1:2015 (EN 61009-1:2004, ІДТ)	Автоматичні вимикачі диференційного струму з вмонтованим захистом від надструмів для побутового та аналогічного призначення (RCCBs). Частина 1. Загальні правила	чинний
6	ДСТУ 3025-95 (ГОСТ 9098-93)	Вимикачі автоматичні низьковольтні. Загальні технічні умови	чинний

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишилися під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут!" у відсіку де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підключеному до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з комірки; шторку або дверці зачинити на

замок та вивісити плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати. Робота лінії".

У цьому разі допускається :

- за наявності блокування між заземлюваними ножами та візком з вимикачем;
- встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такого блокування або заземлювальних ножів в комірках КРУ – встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в КРУ.

#### 4.4 Пожежна безпека

На кожному енергопідприємстві повинні бути виконані протипожежні заходи, розроблений та затверджений оперативний план пожежогасіння який складається пожежною охороною разом з керівництвом підприємства.

Пожежа в машинному залі може виникнути в наслідок:

- несправності систем живлення та змазки в працюючому генераторі;
- порушення вимог пожежної безпеки при газо-електрозварювальних роботах;
- халатне та необережне користування вогнем;
- короткі замикання, перевантаження, іскріння від порушення ізоляції, що призводить до нагрівання провідників обмоток статора і ротора гідрогенератора;

- електрична дуга, яка виникає між контактами комутаційних апаратів, не призначених для відключення великих струмів навантаження, а також при дуговому електрозварюванні.

При проектуванні необхідно враховувати категорію пожежної небезпеки споруд. Приміщення машзалу відноситься до приміщень категорії Д - негорючі матеріали в холодному стані. Будівлі характеризуються III ступенем вогнестійкості.

До III ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних інструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами. До елементів покриття висуваються вимоги по межах вогнестійкості та межах розповсюдження полум'я; при цьому елементи укриття з деревини піддаються вогнезахисній обробці.

#### 4.4.1 Технічні рішення системи протипожежного захисту

Заходи з пожежної безпеки діляться на організаційні, експлуатаційні, технічні та спеціальні.

До організаційних заходів відносяться протипожежні тренування персоналу головного корпусу та особливого складу пожежного підрозділу, організація пожежної охорони, проведення бесід та лекцій, вимоги до робітників знати та виконувати правила пожежної безпеки обслуговуючої ділянки, контроль за дотриманням правил ПБЕ.

Технічні заходи передбачають виконання протипожежних правил та норм при встановленні систем опалення, вентиляції, кондиціонування повітря, встановленні технологічного обладнання, встановлення систем автоматичного сповіщення димового чи теплового типу, установками гасіння пожежі у відповідності з діючими нормами, за якими повинен бути встановлений постійний нагляд, первинними засобами пожегасіння (вогнегасники,

пожежний інвентар (покривала із негорючого теплоізоляційного полотна, грубововняної тканини або товсті, ящики з піском, бочки з водою, пожежні відра, совкові лопати) та пожежний інструмент (гаки, ломи, сокири тощо).

Будь-яке промислове приміщення повинно мати евакуаційний вихід для евакуації людей при пожежі. Відстані до евакуаційного виходу та його ширину, в залежності від ступеня вогнестійкості будівлі і кількості працюючих нормується згідно ДБН В.1.1.7-2002.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м <sup>3</sup>	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини евакуаційного виходу(дверей)
Незалежно від об'єму	Д	ІІІ	260

На території ГЕС потрібно встановити пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5, ящик з піском, покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу Ящик для піску має місткість 3 м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

#### 4.5 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Вихідними даними для розрахунку є такі параметри ВРУ:

- площа ЗП:  $S = 140 \times 60 = 8400 \text{ м}^2$  ;

- питомий опір ґрунту верхнього та нижнього шарів:

$$\rho_1 = 800 (\text{Ом} \cdot \text{м}), \rho_2 = 160 (\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна;

кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення:  $t = 0.5 (\text{м})$ ;

- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 (\text{м})$ ;

- число вертикальних заземлювачів:  $n_g = 36 (\text{шт})$ ;

- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_g = 3 (\text{м})$ ;

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рис. 4.2).

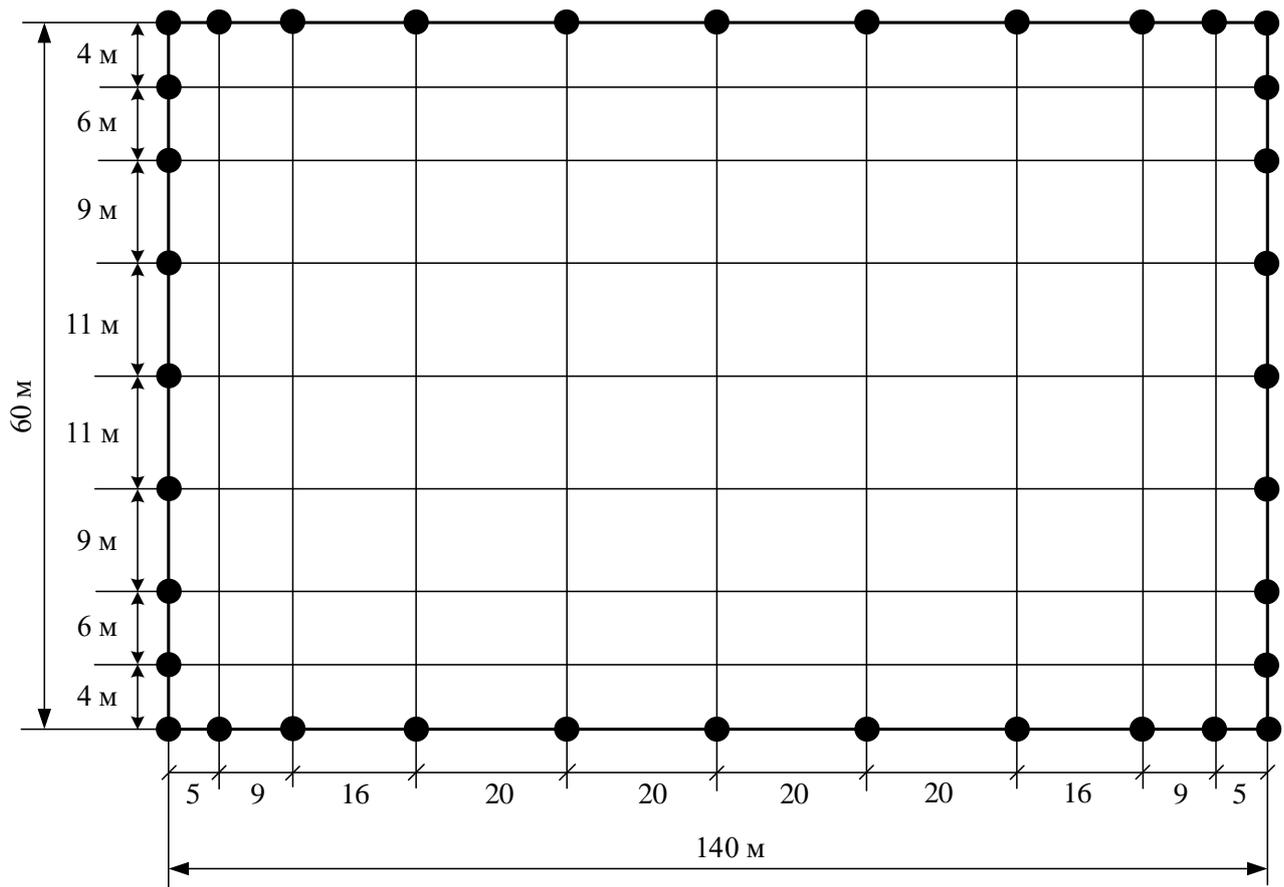


Рисунок 4.2 – Схема контуру заземлення ВРУ-220 кВ

Середня відстань між вертикальними електродами:

$$a = \frac{P}{n_B}; \quad (4.1)$$

$$a = \frac{2 \cdot (140 + 60)}{36} = 11,1 \text{ (м)}.$$

Розрахуємо такі величини:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{800}{160} = 5;$$

$$\frac{a}{l_B} = \frac{11,1}{3} = 3,7;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{8400} = 91,7 \text{ м};$$

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,5}{6} = 0,5.$$

Опір заземлювального пристрою [11, 13]:

$$R_3 = \frac{\rho_{\text{екв}} \cdot A}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_T + L_B} \leq R_{3.\text{дон}} = 0,5 \text{ (Ом)}. \quad (4.2)$$

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

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

$L_T, L_B$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (4.3)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5. \quad (4.4)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,5}{91,7} = 0,038 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,038 = 0,412;$$

$$L_T + L_B = (140 \cdot 9 + 11 \cdot 60) + 3 \cdot 36 = 2028 \text{ (м)};$$

З [26] визначаємо, що  $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,9$ .

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

$$R_3 = \frac{0,412 \cdot 304}{91,7} + \frac{360}{2028} = 1,54 > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Додаємо до штучного контуру природні заземлювачі, наявні на майданчику ВРУ:

а) систему «трос–опора» з опором  $R_{п1} = 1,2 \text{ Ом}$ ;

б) фундаменти опор з опором  $R_{п2} = 1 \text{ Ом}$ .

Загальний опір заземлювача розраховуємо за формулою:

$$R'_3 = \frac{R_{п1} \cdot R_{п2} \cdot R_{ш}}{R_{п1} \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{ш} + R_{п2} \cdot R_{ш}}; \quad (4.5)$$

$$R'_3 = \frac{1,54 \cdot 1,2 \cdot 1}{1,54 \cdot 1,2 + 1,54 \cdot 1 + 1,2 \cdot 1} = 0,4 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

Отже, обраний заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

#### 4.6 Розрахунок грозозахисту ВРУ-220 кВ

План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ подано на рис. 4.3.

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h. \quad (4.6)$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (4.7)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}. \quad (4.8)$$

де  $h$  – висота блискавковідводів, м;

$h_x$  – розрахункова висота зони захисту, м;

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

$L$  – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

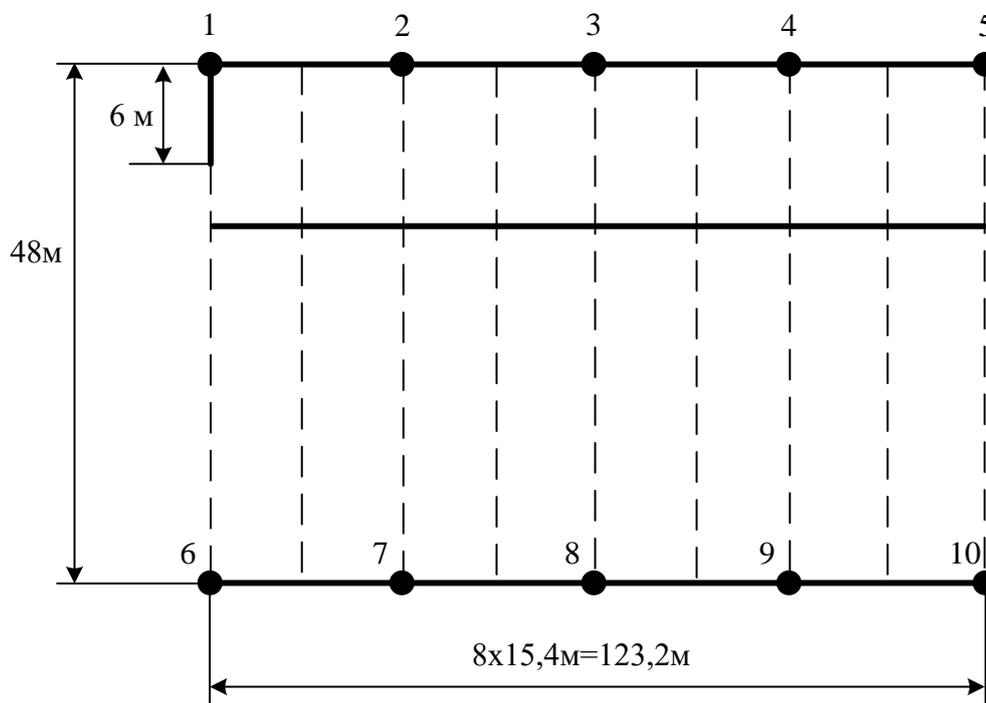


Рисунок 4.3 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ

Вихідні дані:

а) висота блискавковідводу:  $h = 30$  м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:  $h_x = 17$  м;

$$2/3 \cdot h = 2 \cdot 3 \cdot 30 = 20 \text{ м} \geq h_x = 17 \text{ м}$$

Розраховані значення параметрів зони захисту наведені в табл. 4.3. Зона захисту на рис. 4.3.

Таблиця 4.3 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h <sub>0</sub> , м	b <sub>x</sub> , м	r <sub>x</sub> , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	30,8	28,69	22,33	13,125
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	48	26,86	16,82	13,125
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	57	25,6	13,04	13,125

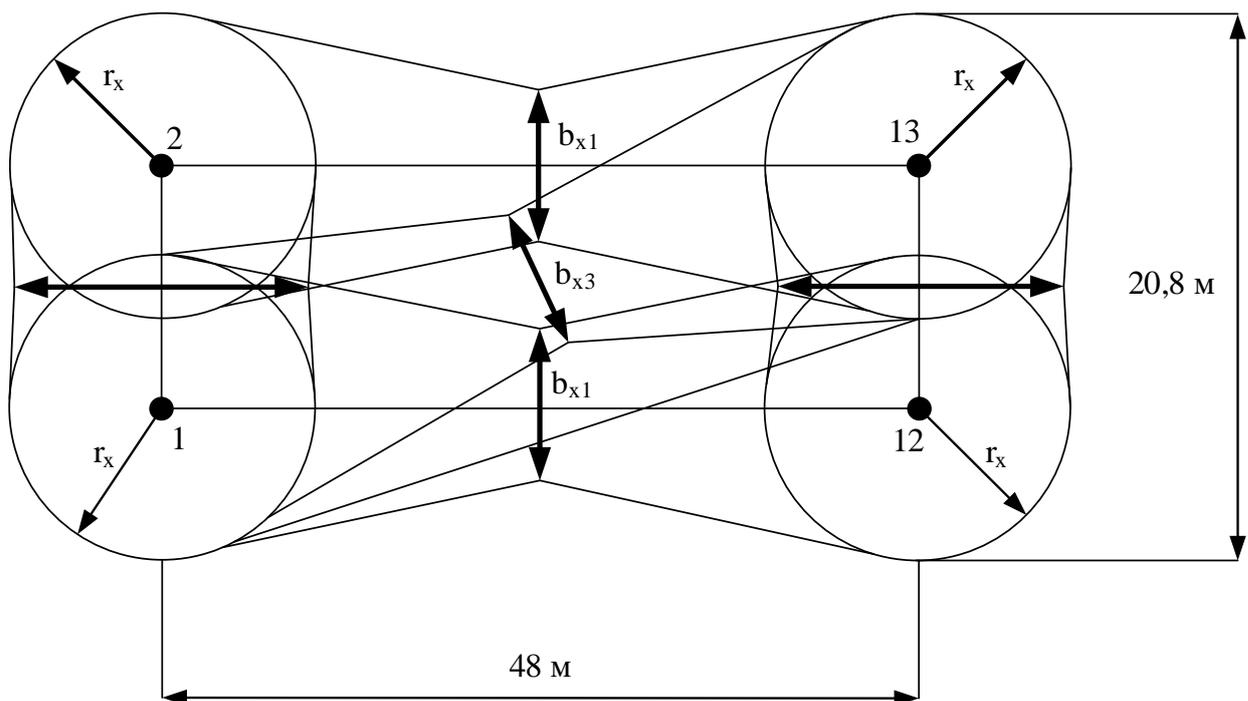


Рисунок 4.4 – Зони захисту ВРУ 220 кВ блискавковідводами, вид зверху

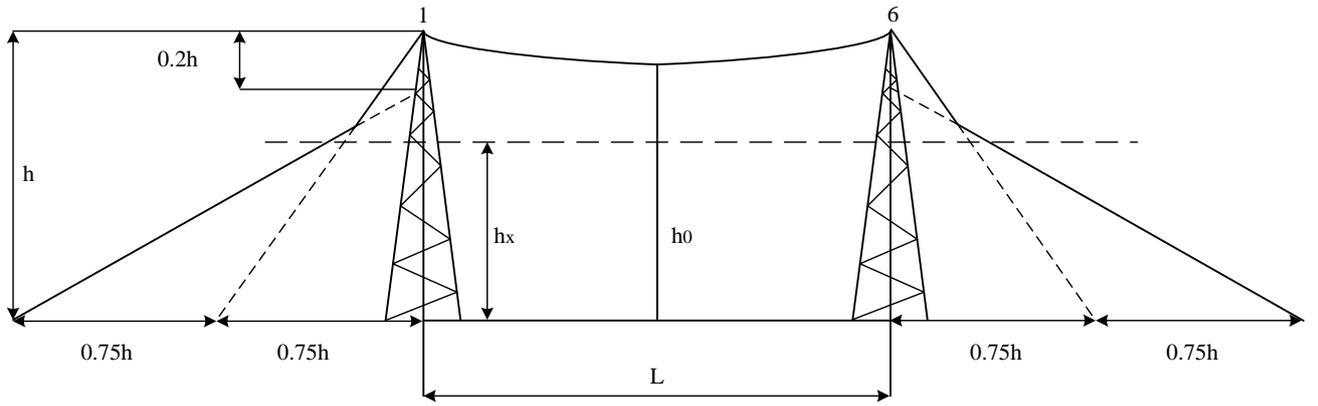


Рисунок 4.5 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

## ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано комплексне проектування електричної частини гідроелектростанції встановленою потужністю 300 МВт з трьома гідрогенераторами типу СВ-915/165-40У4 потужністю 100 МВт кожен.

За результатами розрахунків добових та річних графіків навантаження визначено основні техніко-економічні показники станції: річний виробіток електроенергії становить 1700857.49 МВт·год, коефіцієнт використання встановленої потужності – 0.647, число годин використання встановленої потужності – 5669.52 год.

На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів структурної схеми обрано оптимальний варіант з приєднанням двох генераторів до ВРУ-220 кВ та одного до ВРУ-110 кВ через блочні трансформатори. Зв'язок між розподільними пристроями забезпечується двома автотрансформаторами типу АТДЦН-125000/220/110.

Для ВРУ-220 кВ обрано схему «Шестикутник» як оптимальну за критерієм надійності та економічності. Для ВРУ-110 кВ прийнято схему з двома робочими системами збірних шин та обхідною.

Виконано розрахунки струмів короткого замикання у характерних точках схеми. Максимальний періодичний струм КЗ на шинах 220 кВ становить 10.560 кА, ударний струм — 28.972 кА. На основі цих даних обрано комутаційне обладнання: елегазові вимикачі ЛТВ – 245 -2000/50У1 та ЛТВ – 123-2000/40 У1, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму та напруги.

У дослідницькій частині проведено аналіз елегазового комутаційного обладнання. Розглянуто фізико-хімічні властивості SF<sub>6</sub>, механізми гасіння електричної дуги та конструктивні особливості дугогасильних камер різних типів. Запропоновано методологію оцінки технічного стану вимикачів на основі точок зносу, що дозволяє перейти від планово-попереджувального ремонту до обслуговування за фактичним станом обладнання. Обґрунтовано перспективність застосування алгоритмів машинного навчання для автоматичної

діагностики, що забезпечує точність ідентифікації моментів спрацювання контактів понад 93%.

Економічний аналіз показав, що собівартість виробленої електроенергії становить 118,3 коп/кВт·год, що є конкурентоспроможним показником для гідроелектростанцій. Кошторисна вартість промислового будівництва складає 7,137 млрд грн.

Розроблено заходи з охорони праці при монтажі та експлуатації електричних вимикачів, враховано вимоги пожежної безпеки машинної зали.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс]. URL: 01/Suhodolya\_druk.indd-ad833.pdf
3. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.
4. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
5. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
7. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с.
8. 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.
9. 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.
10. Горяжа 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.

11. Liz, P. A. V. D., Vitor, G. B., Lima, R. T., Coelho, A. L. M., & Silveira, E. P. (2025). AI-driven signal processing for SF6 circuit breaker performance optimization. *Energies*, 18(2), 377. <https://doi.org/10.3390/en18020377>
12. Sharma, S., & Bharadwaj, H. (2012). How to maintain SF6 circuit breaker. *International Journal of Scientific Research Engineering & Technology (IJSRET)*, 1(1), 030-035 [https://www.researchgate.net/publication/277707788\\_Titelbild](https://www.researchgate.net/publication/277707788_Titelbild)
13. Leonhardt, G., Marchi, M., & Rivetti, G. (2000). Choosing the right MV circuit-breaker: SF6 or vacuum? *ABB Review*, 4, 26-34. [https://www.researchgate.net/publication/289593203\\_Steam\\_cracking\\_performance\\_of\\_feedstocks\\_rich\\_in\\_normal\\_paraffins\\_gathered\\_by\\_adsorption\\_process](https://www.researchgate.net/publication/289593203_Steam_cracking_performance_of_feedstocks_rich_in_normal_paraffins_gathered_by_adsorption_process)
14. Vianna, E. A. L., Abaide, A. R., Canha, L. N., & Vianna, P. L. (2016). SF6 gas circuit breakers reliability estimation, considering likely wear points. In *Proceedings of the 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* (pp. 1-6). [https://www.researchgate.net/publication/321990432\\_SF6\\_gas\\_circuit\\_breakers\\_reliability\\_estimation\\_considering\\_likely\\_wear\\_points](https://www.researchgate.net/publication/321990432_SF6_gas_circuit_breakers_reliability_estimation_considering_likely_wear_points)
15. Lin, M. J. (2023). To research on application and maintenance of sulfur hexafluoride (SF6) circuit breaker. *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, 7(3), 1-5. <https://doi.org/10.24018/ejece.2023.7.3.534>
16. Cheetham P, Hellany A, Jones S. Density monitoring of high-voltage SF6 circuit breakers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2015; 31(2).
17. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.
18. Лежнюк П.Д., Зелінський В.Ц., Добровольська Л.Н. Комутаційні електричні апарати: Навчальний посібник. - Луцьк: ЛНТУ, 2012. 308 с. ISBN 978-966-1532-02 0.

19. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.
20. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
21. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.8 – Норми приймально-здавальних випробувань. Елегазові вимикачі. – 2017.
22. ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту» -[Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://zakon.gbb.com.ua/regulations/10637/478709/>
23. НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання

ДОДАТКИ

## ДОДАТОК А

109

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Проектування електричної частини гідроелектростанції з генераторами типу СВ-915/165-40У4 та дослідженням елегазового комутаційного обладнання.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем  
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КП1) 15.63%

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.

У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.

У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Зав. кафедри ЕСС Камар В.О.  
(прізвище, ініціали, посада)

Проректор кафедри ЕСС Лешко П.Р.  
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]  
(підпис)

[Підпис]  
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис]  
(підпис)

Вишневецький С. Я.  
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник [Підпис]  
(підпис)

Лешко В. О.  
(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач [Підпис]  
(підпис)

Рожко І. О.  
(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

(підпис)

«21» 09 2025 р.

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**«Проектування електричної частини гідроелектростанції з генераторами  
типу СВ-915/165-40У4 та дослідженням елегазового комутаційного  
обладнання»**

08-21.МКР.013.00.003 ТЗ

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

Л Лесько В. О.  
(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕС-24м

Р Рожко І. О.  
(підпис)

Вінниця 2025 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) Актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах енергетичної кризи, воєнних ризиків та курсу України на енергетичну незалежність і зелений перехід стратегічне значення мають гідроелектростанції як маневрені джерела генерації. Підвищення надійності електричної частини ГЕС, зокрема елегазового комутаційного обладнання високої напруги, є критичним для запобігання аварійним ситуаціям, мінімізації недовідпуску електроенергії та забезпечення стійкості об'єднаної енергосистеми держави;

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

### **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – удосконалення підходів до проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 300 МВт з генераторами типу СВ-915/165-40У4 та розробка рекомендацій щодо підвищення надійності експлуатації елегазового комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – створення технічно обґрунтованого проекту електричної частини ГЕС з оптимальною схемою видачі потужності, вибором обладнання та сучасними методами діагностики і моніторингу елегазових вимикачів, що забезпечить надійну, економічно ефективну та безпечну експлуатацію станції.

### **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.

### **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Передбачається спорудження теплоелектроцентралі у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування електрична частина гідроелектростанції потужністю 300 МВт.

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

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

рішення).

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

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

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

### 5. Економічні показники

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

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	26.09.25	05.10.25	формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	06.10.25	12.10.25	розділ 1 ПЗ
3	Дослідження елегазового комутаційного обладнання	13.10.25	19.10.25	розділ 2 ПЗ
4	Економічна частина	20.10.25	26.10.25	розділ 3 ПЗ
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	27.10.25	02.11.25	розділ 5 ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	03.11.25	09.11.25	Виконано
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	09.11.24	19.11.25	плакати, презентація
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	17.11.25	13.11.25	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
9	Рецензування МКР	24.11.25	01.12.25	Відгук опонента
11	Захист МКР	За графіком		Доповідь та відповіді на запитання

## **7. Очікувані результати**

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується отримання повного комплексу проектної документації електричної частини ГЕС 300 МВт з техніко-економічним обґрунтуванням обраних рішень, удосконаленою методикою оцінки технічного стану елегазових вимикачів на основі точок зносу та алгоритмів машинного навчання, рекомендаціями щодо підвищення надійності та безпеки експлуатації, що можуть бути впроваджені на діючих і проєктованих гідроелектростанціях України.

## **8. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

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

## **9. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

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

## **10. Вимоги до оформлення МКР**

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

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

Відсутні



Таблиця В.2 – Розрахунок надійності ВРУ-220 кВ (II варіант)

Відмова елемента	w	K0=0.9780	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, Kp=0,0036					
			Q1-Л	Q2-Л	Q3-Г	Q4-Л	Q5-Л	Q6-Г
Q1-Л	0.0088	W1, AT1-T0		W1, AT1-T0; W1-T <sub>B</sub>	W1, G1 AT1-T0; D(G1,W1)- T <sub>B</sub>	W1, AT1-T0; AT1-T <sub>B</sub>	W2, W1, AT1, D(G2,G1,AT2)- T0; D(AT-1,W2)- T <sub>B</sub>	W1, AT1, D(G2,G1), D(AT-2,W2)-T0; AT1,AT2,W2)- T <sub>B</sub>
Q2-Л	0.0088	W1, G1-T0	W1, G1-T0; W1-T <sub>B</sub>		W1, G1-T0; G1-T <sub>B</sub>	W1, G1, AT1-T0; D(G2,G1,AT2), D(AT-1,W1,W2)-T <sub>B</sub>	W1, G1, D(G2,AT2)-T0; D(AT1, W1)-T <sub>B</sub>	W1, G1, G2, D(AT-1, AT2,W2)-T0, D(G2,G1)-T <sub>B</sub>
Q3-Г	0.0075	G1, G2-T0	W1, G1, G2, D(AT1, AT2, W2)-T0; W1-T <sub>B</sub>	G1, G2-T0; G1-T <sub>B</sub>		G1, G2, D(AT1, W1), D(AT2, W2)	AT2, G1, G2, D(AT1, W1,W2)- T0; D(G2,G1,AT2), D(AT2,W1,W2)- T <sub>B</sub>	W1, G1, G2, D(AT-1, AT2,W2)-T0, D(G2,G1)-T <sub>B</sub>
Q4-Л	0.0088	W2, AT1-T0	W2, AT1-T0; AT1-T <sub>B</sub>	W2, W1, AT-1, D(G2, G1, AT2)- T0; D(AT-1, W1)- T <sub>B</sub>	W2, AT1, D(G2, AT2), D(G1, W1)		W2, AT1-T0; W2-T <sub>B</sub>	G1, G2-T0; G2-T <sub>B</sub>
Q5-Л	0.0088	W2, AT2-T0	W2, AT2, AT1-T0, D(AT-1,W2)- T <sub>B</sub>	AT2, G1, G2, D(AT1,W1,W2)- T0; D(G2,G1,AT2), D(AT-1,W1,W2)- T <sub>B</sub>	W2, AT2, G2-T0; D(G2,AT2)- T <sub>B</sub>	W2, AT2-T0; W2-T <sub>B</sub>		W2, AT2-T0, AT2-T <sub>B</sub>
Q6-Г	0.0075	AT2, G2-T0	AT2, G2, D(AT1, W2), D(G1,W1)- T0; AT1, AT2, W2-T <sub>B</sub>	AT2, G2, D(AT1, W2), D(G1,G2)-T <sub>B</sub>	AT2, G2-T0, G2-T0; G2-T <sub>B</sub>	W2, AT2, G2-T0, D(AT2, W2)- T <sub>B</sub>	AT2, G2-T0; AT2-T <sub>B</sub>	

Таблиця В.3 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-220 кВ (I варіант)

Елементи, що відключились	P, МВт	t, год	К <sub>0</sub> о <sub>лв</sub>	К <sub>0</sub> о <sub>гв</sub>	К <sub>р</sub> о <sub>лв</sub>	К <sub>р</sub> о <sub>гв</sub>
АТ2, АТ1, W2, G2, W1, G1	185,6	1	2	5	14	41
G1	85,6	68,7	0	1	0	8
W1	0	68,7	1	0	7	1
G2	85,6	68,7	0	1	0	8
W2	0	68,7	1	0	7	1
АТ1	0	68,7	0	1	0	8
АТ2	0	68,7	0	1	0	8

Таблиця В.4 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-220 кВ (II варіант)

Елементи, що відключились	P, МВт	t, год	К <sub>0</sub> о <sub>лв</sub>	К <sub>0</sub> о <sub>гв</sub>	К <sub>р</sub> о <sub>лв</sub>	К <sub>р</sub> о <sub>гв</sub>
1	2	3	4	5	6	7
W1, АТ3-1	0	1	1	0	2	0
W1, G1	85,6	1	1	0	2	0
G1, G2	185,6	1	0	1	2	0
W2, АТ3-1	0	1	1	0	2	0
W2, АТ3-2	0	1	1	0	2	0
АТ3-2, G2	85,6	1	0	1	2	0
W1, G1, G2, D(АТ3-1, АТ3-2, W2)	185,6	1	0	2	2	0
W2, АТ3-2, АТ3-1	0	1	0	0	2	0
АТ3-2, G2, D(АТ3-1, W2), D(G1, W1)	85,6	1	0	0	1	1
W2, W1, АТ3-1, D(G2, G1, АТ3-2)	185,6	1	0	0	2	0
W2, АТ3-2, D(G2, G1), D(АТ3-1, W1)	185,6	1	0	0	1	0
АТ3-2, G1, G2, D(АТ3-1, W1, W2)	185,6	1	0	0	2	0
W1, G1, АТ3-1	85,6	1	0	0	2	0
W2, АТ3-1, D(G2, АТ3-2), D(G1, W1)	85,6	1	0	0	1	1
W2, АТ3-2, G2	85,6	1	0	0	1	1
G1, G2, D(АТ3-1, W1), D(АТ3-2, W2)	185,6	1	0	0	1	1
W1, G1, D(G2, АТ3-2), D(АТ3-1, W2)	185,6	1	0	0	1	0
W1, АТ3-1, D(G2, G1), D(АТ3-2, W2)	185,6	1	0	0	1	0
W1	0	68,7	0	0	2	0
D(G1, W1)	0	68,7	0	0	1	1
АТ3-1	0	68,7	0	0	2	0
D(АТ3-1, W2)	0	68,7	0	0	1	1
D(АТ3-1, АТ3-2, W2)	0	68,7	0	0	1	1

Елементи, що відключились	P, МВт	t, год	К0 оЛВ	К0 оГВ	Кр оЛВ	Кр оГВ
1	2	3	4	5	6	7
G1	85,6	68,7	0	0	1	1
D(AT3-1, W1)	0	68,7	0	0	2	0
D(G2, G1, AT3-2), D(AT3-1, W1, W2)	185,6	68,7	0	0	2	0
D(G2, G1)	185,6	68,7	0	0	1	1
D(G2, AT3-2)	85,6	68,7	0	0	1	1
G2	85,6	68,7	0	0	2	0
W2	0	68,7	0	0	2	0
D(AT3-2, W2)	0	68,7	0	0	1	1
AT3-2	0	68,7	0	0	1	1

ДОДАТОК Г  
РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Опір системи:

$$X_c = X_{c.\text{НОМ}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{c.\text{НОМ}}}; \quad (\text{Г.1})$$

$$X_c = 0.15 \cdot \frac{1000}{18000} = 0.008 \text{ (в.о.)}.$$

Опір лінії системи:

$$X_{\text{лєп.с}} = x_0 \cdot L_{\text{л}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2}; \quad (\text{Г.2})$$

$$X_{\text{лєп.с}} = 0.32 \cdot 110 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0.665 \text{ (в.о.)}.$$

Опір генераторів системи та району:

$$X_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}; \quad (\text{Г.3})$$

$$X_{\Gamma} = 0.21 \cdot \frac{1000}{111} = 1.89 \text{ (в.о.)}.$$

Опір блочних трансформаторів:

$$X_{\text{БТ}} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (\text{Г.4})$$

$$X_{\text{БТр}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0.53 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{\text{БТс}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{160} = 0.69 \text{ (в.о.)}.$$

Опір АТЗ:

$$X_{\text{В}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (u_{\text{кВН}} + u_{\text{кВС}} - u_{\text{кСН}})}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н}}}; \quad (\Gamma.5)$$

$$X_{\text{В}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (10 + 35 - 24)}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0.84 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{\text{С}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (u_{\text{кВН}} - u_{\text{кВС}} + u_{\text{кСН}})}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н}}}; \quad (\Gamma.6)$$

$$X_{\text{С}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (10 - 35 + 24)}{100} \cdot \frac{1000}{125} = -0.04 \approx 0 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{\text{Н}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-u_{\text{кВН}} + u_{\text{кВС}} + u_{\text{кСН}})}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н}}}; \quad (\Gamma.7)$$

$$X_{\text{Н}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-10 + 35 + 24)}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1.96 \text{ (в.о.)}.$$

ЕРС генераторів у в.о.:

$$E''_{*G.C} = 1.13 \text{ (в.о.)},$$

$$E''_{*G.P} = 1.13 \text{ (в.о.)}.$$

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

$$I_{ПО} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_B; \quad (\Gamma.8)$$

де  $E''_*$  – ЕРС джерела, в.о.;

$x_{рез*}$  – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;

$I_B$  – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (\Gamma.9)$$

$$I_{БК1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2.51 \text{ (кА)};$$

$$I_{БК2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ (кА)};$$

$$I_{БК3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15.75} = 36.657 \text{ (кА)};$$

$$I_{БК4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.643 \text{ (кА)};$$

**К<sub>1</sub>** Формуємо розрахункову схему, беручи до уваги лише ті елементи системи, що безпосередньо впливають на точку короткого замикання К1 (див. рис. Г.1). Далі спрощуємо її до найпростішої еквівалентної конфігурації (див. рис. Г.3).

Розрахунок спрощення:

$$X_1 = \frac{X_{\text{лел.с}}}{2} + X_C; \quad (\Gamma.10)$$

$$X_1 = \frac{0.665}{2} + 0.008 = 0.341 \text{ (в.о.)};$$

$$X_2 = \frac{X_B}{2}; \quad (\Gamma.11)$$

$$X_2 = \frac{0.84}{2} = 0.42 \text{ (в.о.)}.$$

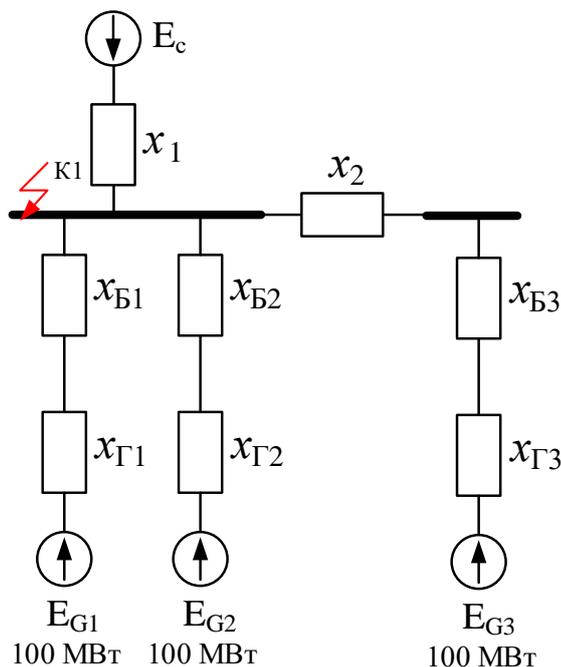


Рисунок Г.1 – Еквівалентна схема заміщення станції для точки К-1

$$X_3 = \frac{X_{\Gamma} + X_{\text{БТс}}}{2}; \quad (\text{Г.12})$$

$$X_3 = \frac{1.892 + 0.688}{2} = 1.29 \text{ (в.о.)};$$

$$X_4 = X_{\Gamma} + X_{\text{БТр}}; \quad (\text{Г.13})$$

$$X_4 = 1.892 + 0.525 = 2.417 \text{ (в.о.)}.$$

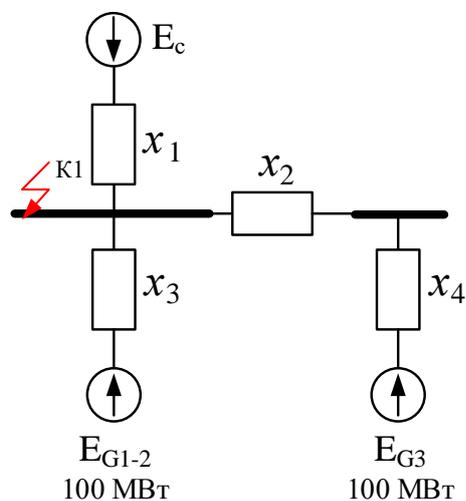


Рисунок Г.2 – Спрощення схеми заміщення станції для точки К-1

$$X_5 = X_2 + X_4; \tag{Г.14}$$

$$X_5 = 2.417 + 0.42 = 2.837 \text{ (в.о.)};$$

$$X_6 = \frac{X_3 \cdot X_5}{X_3 + X_5}; \tag{Г.15}$$

$$X_6 = \frac{1.29 \cdot 2.837}{1.29 + 2.837} = 0.887 \text{ (в.о.)}.$$

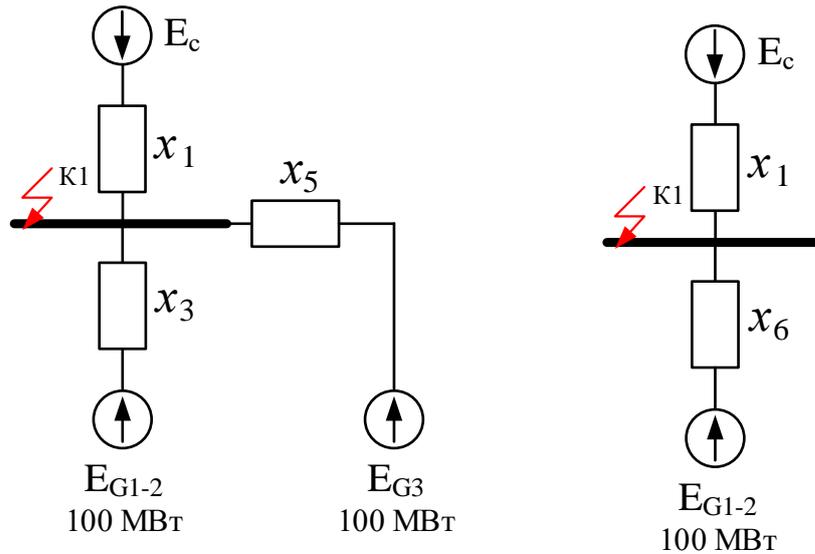


Рисунок Г.3 – Кінцеве спрощення схеми заміщення для точки К-1

**К<sub>2</sub>** Приведемо схему Г.14 до вигляду рис. Г.15.

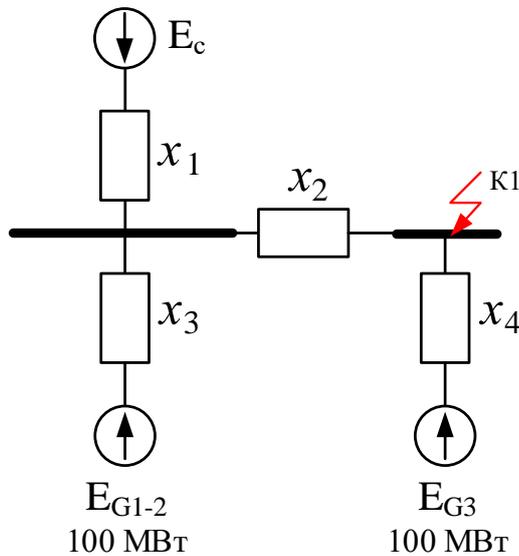


Рисунок Г.4 – Спрощення схеми заміщення станції для точки К-2

Використаємо коефіцієнт струморозподілу:

$$X_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_3}}; \quad (\Gamma.16)$$

$$X_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{0.341} + \frac{1}{1.29}} = 0.27 \text{ (в.о.)};$$

$$C_1 = \frac{X_{екв}}{X_1}, \quad C_2 = \frac{X_{екв}}{X_3}; \quad (\Gamma.17)$$

$$X_{рез} = X_{екв} + X_2; \quad (\Gamma.18)$$

$$C_1 = \frac{0.27}{0.341} = 0.791, \quad C_2 = \frac{0.27}{1.29} = 0.209;$$

$$X_{рез} = 0.27 + 0.42 = 0.69 \text{ (в.о.)};$$

$$X_7 = \frac{X_{рез}}{C_1}, \quad X_8 = \frac{X_{рез}}{C_2}; \quad (\Gamma.19)$$

$$X_7 = \frac{0.69}{0.791} = 0.872 \text{ (в.о.)}, \quad X_8 = \frac{0.69}{0.209} = 3.298 \text{ (в.о.)};$$

$$X_9 = \frac{X_8 \cdot X_4}{X_8 + X_4}; \quad (\Gamma.20)$$

$$X_9 = \frac{0.872 \cdot 2.417}{0.872 + 2.417} = 1.395 \text{ (в.о.)}.$$

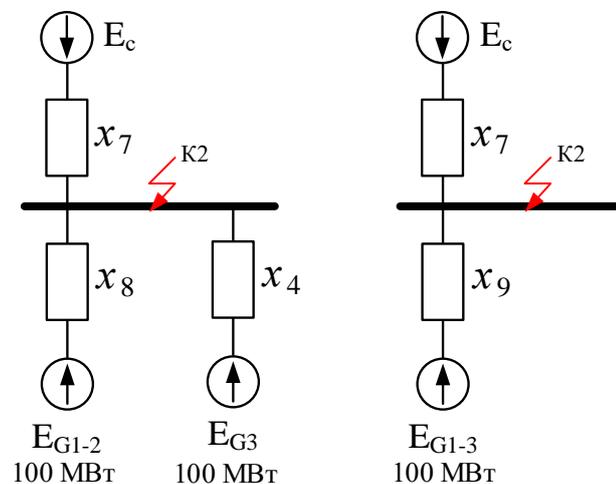


Рисунок Г.5 – Кінцеве спрощення схеми заміщення для точки К-2

**К<sub>3</sub>** Приведемо схему Г.6 до вигляду рис. Г.7.

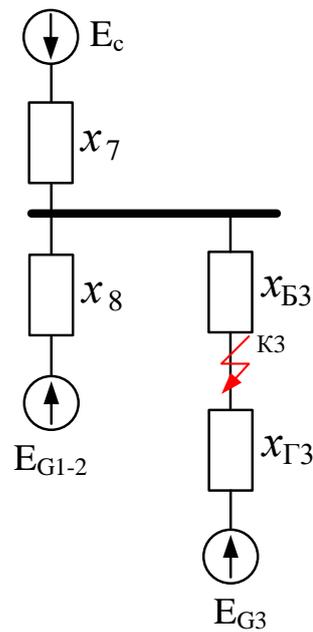


Рисунок Г.6 – Спрощення схеми заміщення станції для точки К-3

Використаємо коефіцієнт струморозподілу:

$$X_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_8}}; \quad (\text{Г.21})$$

$$X_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{0.872} + \frac{1}{3.298}} = 0.69 \text{ (в.о.)};$$

$$C_1 = \frac{X_{екв}}{X_7}, \quad C_2 = \frac{X_{екв}}{X_8}; \quad (1.22)$$

$$X_{рез} = X_{екв} + X_{БТр}; \quad (\text{Г.23})$$

$$C_1 = \frac{0.69}{0.872} = 0.791, \quad C_2 = \frac{0.69}{3.298} = 0.209;$$

$$X_{рез} = 0.69 + 0.525 = 1.215 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{10} = \frac{X_{рез}}{C_1}, \quad X_{11} = \frac{X_{рез}}{C_2}; \quad (\text{Г.24})$$

$$X_{10} = \frac{1.215}{0.791} = 1.536 (\text{в.о}), \quad X_{11} = \frac{1.215}{5.808} = 5.808 (\text{в.о}).$$

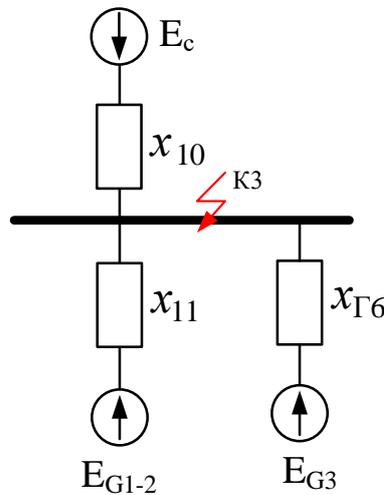


Рисунок Г.7 – Кінцеве спрощення схеми заміщення для точки К-3

**К<sub>4</sub>** Визначимо струми КЗ в РУВП-0,4 кВ при живленні від ТР.

$$I_{\max \text{ ГТВП}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 1443.376 (\text{А}).$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА68Н:

$$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}; \quad q = 2(160 \cdot 12) = 3840 \text{ мм}^2; \quad r_{\text{ш}} = 0.013 \text{ мОм / м};$$

$$x_{\text{ш}} = 0.02 \text{ мОм / м}.$$

$$R_{\text{ш}} = 0.013 \cdot 20 = 0.26 (\text{мОм});$$

$$X_{\text{ш}} = 0.02 \cdot 20 = 0.4 (\text{мОм});$$

Опір енергосистеми, який приведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{С.ВН} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П.О}}};$$

$$X_{C.BH} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 26.268} = 0.813 \text{ (в.о.)};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

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

$$X_C = 0.813 \cdot 10^3 \left( \frac{0.4}{37} \right)^2 = 0.095 \text{ (в.о.)}.$$

Опори ГТВП:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_k \cdot U_{T.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}};$$

$$R_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_k \cdot U_{T.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}^2};$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2};$$

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{6.6 \cdot 0.4^2}{1000} = 10.56 \text{ (МОм)};$$

$$R_T = 10^6 \cdot \frac{12.2 \cdot 0.4^2}{1600^2} = 0.763 \text{ (МОм)};$$

$$X_T = \sqrt{10.56^2 - 0.763^2} = 10.532 \text{ (МОм)}.$$

Сумарні опори кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП:

$$X_{\Sigma} = X_{C1} + X_{ГТВП} + X_u;$$

$$X_{\Sigma} = 10.532 + 0.008 + 0.4 = 10.941 \text{ (МОм)};$$

$$R_{\Sigma} = R_{ГТВП} + R_u;$$

$$R_{\Sigma} = 0.763 + 0.26 = 1.023 \text{ (мОм)};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{10.941^2 + 1.023^2} = 10.988 \text{ (мОм)}.$$

Струм трифазного металевого КЗ.

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}};$$

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10.988} = 21.017 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм короткого замикання.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K.cep}^{(3)};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.5 \cdot 21.017 = 44.583 \text{ (кА)}.$$

Мінімальний струм трифазного короткого замикання з урахуванням струмообмежувальної дії електричної дуги в точці пошкодження:

$$I_{\kappa.R}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + (R_{\Sigma} + R_{\text{пер}})^2}};$$

де  $R_{\text{пер}}$  – перехідний опір дуги, мОм, ( $R_{\text{пер}} = 15$  мОм);

$$I_{\kappa.R}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{10.941^2 + (1.023 + 15)^2}} = 11.903 \text{ (кА)}.$$

Середнє значення струму трифазного короткого замикання розраховуємо за формулою:

$$I_{K.cep}^{(3)} = \frac{I_{K4}^{(3)} + I_{\kappa.R}^{(3)}}{2};$$

$$I_{K.cep}^{(3)} = \frac{21.017 + 11.903}{2} = 16.46 \text{ (кА)}.$$

Струм КЗ, що надходить від електродвигунів власних потреб станції:

$$I_{KD}^{(3)} = 2.29 \cdot I_{T.ном};$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2.29 \cdot 2.309 = 5.289 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм від тих самих електродвигунів:

$$i_y = 3.22 \cdot I_{т.ном};$$

$$i_y = 3.22 \cdot 2.309 = 7.436 \text{ (кА)}.$$

Сумарні значення струмів КЗ визначаємо як:

$$I_{\kappa\Sigma}^{(3)} = 16.46 + 5.289 = 21.748 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Sigma} = 30.261 + 7.436 = 37.697 \text{ (кА)}.$$

Визначення початкового (надперехідного) значення періодичної складової струму короткого замикання на основі спрощеної кінцевої схеми заміщення проводиться за такою формулою:

$$I_{n.0}'' = \frac{E_i''}{\sqrt{3} \cdot X_{рез i}}; \quad (\Gamma.25)$$

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

Для К1.

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{0.341} \cdot 2.51 = 7.361 (\text{кА});$$

$$I_{\text{пог}} = \frac{1.13}{0.887} \cdot 2.51 = 3.199 (\text{кА}).$$

Для К2.

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{0.872} \cdot 2.51 = 5.757 (\text{кА});$$

$$I_{\text{пог}} = \frac{1.13}{1.395} \cdot 2.51 = 4.067 (\text{кА}).$$

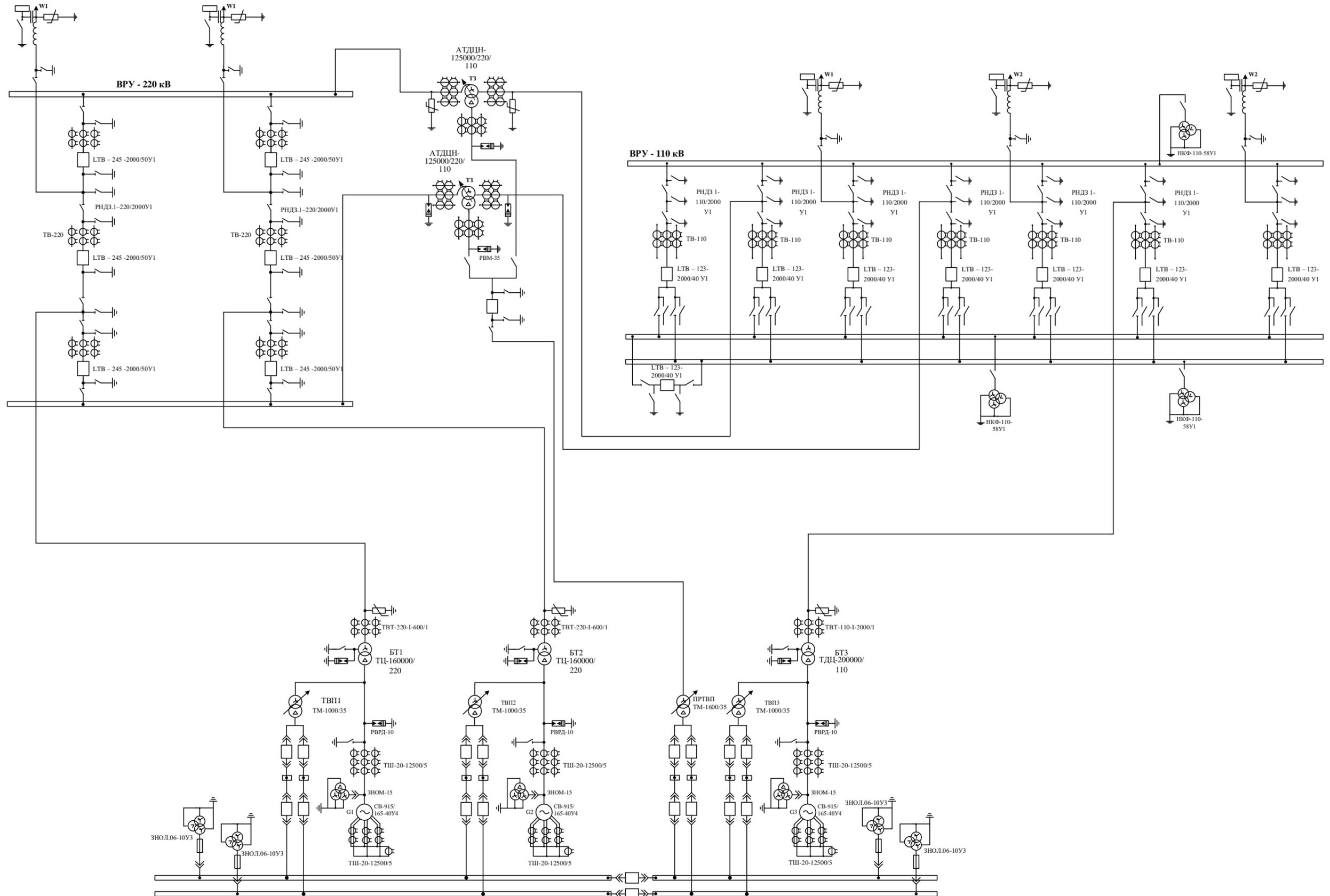
Для К3.

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{1.536} \cdot 36.657 = 23.867 (\text{кА});$$

$$I_{\text{пог}_{1-2}} = \frac{1.13}{5.808} \cdot 36.657 = 7.132 (\text{кА});$$

$$I_{\text{пог}_6} = \frac{1.13}{1.892} \cdot 36.657 = 21.895 (\text{кА}).$$

## ДОДАТОК Д ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ



## ДОДАТОК Е

## ЕЛЕГАЗОВІ (SF<sub>6</sub>) ВИМИКАЧІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ: ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ

### ◆ Технічні характеристики та нормативні вимоги до элегазових вимикачів

Елегазові вимикачі високої напруги повинні відповідати комплексу технічних вимог та стандартів, що регламентують їх параметри, режими роботи та випробування. Основні нормативні документи включають стандарти ІЕС (International Electrotechnical Commission) та національні стандарти, що базуються на міжнародних вимогах.

#### – Номінальні параметри та класифікація

Номінальна напруга вимикача визначає максимальну робочу напругу мережі, в якій може експлуатуватися обладнання. Для систем передачі електроенергії в Україні типовими є рівні напруги 110 кВ, 150 кВ, 220 кВ, 330 кВ, 500кВ та 750 кВ. Вимикачі маркуються за найбільшою робочою напругою, яка зазвичай на 10-15% перевищує номінальну напругу мережі.

Номінальний струм вимикача – це максимальне значення струму в діючому значенні, який вимикач може проводити тривалий час без перевищення допустимих температур нагріву окремих частин. Для сучасних элегазових вимикачів високої напруги номінальний струм зазвичай становить 2000-4000 А.

Таблиця Е.1 – Типові номінальні параметри элегазових вимикачів

Клас напруги, кВ	Номінальний струм, А	Струм відключення, кА	Струм вмикання (амплітудний), кА	Тиск SF <sub>6</sub> , МПа
110	2000–3150	31,5–40	80–100	0,5–0,6
150	3150–4000	31,5–50	80–125	0,5–0,7
220	3150–4000	40–50	100–125	0,6–0,7
330	3150–4000	40–50	100–125	0,6–0,8

Номинальний струм відключення характеризує максимальний струм короткого замикання, який вимикач здатний відключити при відновлювальній напрузі, що відповідає його номінальній напрузі. Цей параметр визначається в діючому значенні періодичної складової струму короткого замикання.

Номинальний струм вмикання визначається як амплітудне значення першого піку струму, який вимикач може включити та одразу відключити без пошкоджень. Цей параметр враховує можливість операції вмикання на існуюче коротке замикання.

Зв'язок між струмом відключення та струмом вмикання:

$$I_{\text{вмик}} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл}} \quad (\text{E.1})$$

де  $I_{\text{вмик}}$  – амплітудне значення струму вмикання;

$I_{\text{відкл}}$  – діюче значення струму відключення;

$k$  – коефіцієнт, що враховує аперіодичну складову.

#### ◆ Комутаційні характеристики та цикли роботи

Час відключення є критичним параметром, що визначає швидкодію вимикача. Для елегазових вимикачів класу 145 кВ нормативний час відключення становить 19-50 мс залежно від конструкції. Цей час вимірюється від моменту подачі сигналу на відключення до моменту розмикання останнього полюса.

Час вмикання визначає тривалість від моменту подачі команди на вмикання до замикання всіх трьох полюсів. Для сучасних вимикачів цей параметр не перевищує 60-70 мс, що забезпечує швидке відновлення електропостачання при роботі пристроїв автоматичного повторного вмикання (АПВ).

Цикл комутаційної здатності визначає послідовність операцій, які вимикач повинен виконати без втрати працездатності. Стандартний цикл для вимикачів без АПВ: В-Зхв-ВЗВ-Зхв-ВЗВ, де В – операція відмикання, З – операція замикання, Зхв – тривалість паузи.

Для вимикачів, що працюють з пристроями АПВ, цикл може бути більш інтенсивним: В-0,3с-ЗВ-Зхв-ЗВ, де 0,3с – мінімальний безструмовий час для однократного АПВ. Цей цикл імітує реальні умови роботи при спрацюванні АПВ після відключення транзиторного пошкодження на лінії електропередачі.

◆ Механічний ресурс та електрична зносостійкість

Механічний ресурс вимикача визначається кількістю циклів "вмикання-відмикання", які він може виконати без ремонту механічної частини. Для сучасних елегазових вимикачів цей показник становить 10000-30000 циклів залежно від класу обладнання.

Електрична зносостійкість характеризується кількістю відключень номінального струму короткого замикання, після яких необхідно проводити ревізію або заміну контактної системи. Згідно з стандартом ІЕС 60056, вимикачі класу Е2 (раніше В) повинні забезпечувати виконання операцій без обслуговування дугогасильної частини протягом всього терміну експлуатації.

Залежність кількості операцій від струму відключення:

$$N = N_0 \cdot \left( \frac{I_0}{I} \right)^n. \quad (\text{E.2})$$

де  $N$  – допустима кількість операцій при струмі  $I$ ;

$N_0$  – базова кількість операцій при номінальному струмі  $I_0$ ;

$n$  – показник степеня (зазвичай 2-3 для елегазових вимикачів).

Ця залежність показує, що при відключенні струмів, близьких до номінального струму відключення, ресурс вимикача використовується значно інтенсивніше, ніж при відключенні менших струмів.

◆ Діелектричні характеристики

Діелектрична міцність елегазового вимикача визначається здатністю ізоляції витримувати різні види випробувальних напруг без пробою. Випробування проводяться при різних станах вимикача – у замкненому положенні, у розімкненому положенні, між фазами та відносно землі.

Випробування частотною напругою проводяться напругою промислової частоти (50 Гц) протягом однієї хвилини. Випробувальна напруга для вимикача 150 кВ становить 275 кВ між фазами при замкненому вимикачі та 325 кВ на розрив при розімкнених контактах.

Випробування грозовим імпульсом характеризуються прикладанням стандартного імпульсу 1,2/50 мкс. Для вимикача 150 кВ рівень імпульсної витримуваної напруги становить 650 кВ для повної ізоляції та 750 кВ для міжфазної ізоляції при розімкненому вимикачі.

Таблиця Е.2 – Випробувальні напруги для елегазових вимикачів різних класів

Клас напруги, кВ	Напруга, кВ	Грозовий імпульс, кВ	Комутаційний імпульс, кВ
110	230 / 275	550 / 650	-
150	275 / 325	650 / 750	-
220	395 / 460	950 / 1050	850 / 950
330	510 / 610	1175 / 1300	950 / 1050

Примітка: перше значення – для повної ізоляції, друге – на розрив

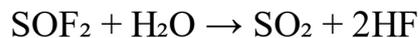
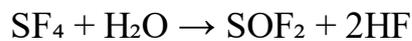
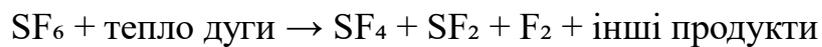
#### ◆ Поводження з SF<sub>6</sub> газом

Робота з SF<sub>6</sub> газом вимагає суворого дотримання правил безпеки та процедур, що мінімізують викиди газу в атмосферу. SF<sub>6</sub> є парниковим газом з високим потенціалом глобального потепління (GWP = 23500 разів більше CO<sub>2</sub>), тому його витік недопустимий як з екологічних, так і з економічних міркувань.

Чистий SF<sub>6</sub> у нормальному є безбарвним та без запаху. Однак він може витіснити кисень з повітря, створюючи ризик задухи. При зниженні концентрації кисню з нормальних 21% до 13% можливе задухання без попередження. Тому всі

роботи з відкриттям газових систем проводяться тільки в добре провентильованих приміщеннях або на відкритому повітрі.

Продукти розкладу SF<sub>6</sub> під дією електричної дуги є токсичними та корозійно-активними. Основні газоподібні продукти включають SF<sub>4</sub>, SOF<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>, HF, які мають характерний запах тухлих яєць та подразнюють дихальні шляхи. Тверді продукти представлені фторидами металів у вигляді білого або коричневого порошку, який при контакті зі шкірою може викликати подразнення або опіки.



Процедура відкачування SF<sub>6</sub> виконується з використанням спеціалізованих газозаправних станцій, які забезпечують рекуперацію газу без викидів в атмосферу. Перед відкачуванням із аварійного вимикача необхідно пропустити газ через зовнішній скруббер-фільтр для видалення токсичних домішок.

Етапи роботи з SF<sub>6</sub> газом включають:

1. Створення вакууму в з'єднувальних шлангах перед приєднанням до вимикача (для запобігання забруднення газу повітрям);
2. Відкачування SF<sub>6</sub> з вимикача в накопичувальний бак станції із створенням глибокого вакууму (залишковий тиск <0,1 кПа);
3. Зріджування газу в накопичувальному баку для відділення повітря;
4. Періодичне видалення повітря з верхньої частини бака;
5. Фільтрація та осушення газу перед поверненням у вимикач;
6. Заповнення вимикача з попереднім створенням вакууму.

Таблиця Е.3 – Засоби індивідуального захисту при роботі з SF<sub>6</sub>

Тип робіт	ЗІЗ органів дихання	ЗІЗ шкіри	Додаткові вимоги
Нормальні операції з чистим SF <sub>6</sub>	Не потрібні	Стандартний одяг	Вентиляція приміщення
Відкачування з аварійного вимикача	Респіратор/протигаз	Гумові рукавички, захисний одяг	Зовнішній скруббер
Очищення від твердих продуктів	Респіратор	Гумові рукавички, захисний одяг	Промивання водою
Роботи в закритих ємностях	Ізольюючий протигаз/СІЗЗОД	Повний захисний костюм	Контроль O <sub>2</sub> , страхувальник

Утилізація відпрацьованих матеріалів, що контактували з продуктами розкладу SF<sub>6</sub>, проводиться як небезпечних відходів відповідно до екологічного законодавства. Забороняється змивати продукти розкладу водою в каналізацію або викидати в побутові відходи.

◆ Екологічні аспекти та перспективи розвитку елегазового обладнання

Використання SF<sub>6</sub> газу в електроенергетичному обладнанні супроводжується екологічними викликами, пов'язаними з його впливом на клімат. Це стимулює розробку альтернативних технологій та удосконалення методів поводження з існуючим обладнанням.

◆ Вплив SF<sub>6</sub> на навколишнє середовище

SF<sub>6</sub> є найпотужнішим парниковим газом, відомим науці, з потенціалом глобального потепління (GWP) 23500 разів більшим порівняно з CO<sub>2</sub> для горизонту 100 років. Час перебування SF<sub>6</sub> в атмосфері становить 3200 років, що робить його викиди практично незворотними в межах людської історії.

Київський протокол до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (1997) включив SF<sub>6</sub> до переліку шести парникових газів, емісії яких підлягають скороченню. Паризька угода (2015) підтвердила необхідність мінімізації викидів SF<sub>6</sub>. Аналіз життєвого циклу (LCA) елегазових вимикачів показує, що вплив SF<sub>6</sub> газу на парниковий ефект протягом експлуатації складає лише близько 0,1% від загального впливу обладнання за весь життєвий цикл, включаючи виробництво та втрати енергії. Домінуючим фактором (більше 85% впливу) є втрати енергії в контактній системі під час 30-річної експлуатації, та переходу на альтернативні технології де це можливо.

$$MCO_2 = \frac{P \cdot t \cdot k}{\eta} \quad (E.3)$$

де MCO<sub>2</sub> – еквівалент викидів CO<sub>2</sub>, тонн;

P – втрати потужності у вимикачі, кВт;

t – час експлуатації, годин;

k – коефіцієнт викидів CO<sub>2</sub> при генерації електроенергії, кг CO<sub>2</sub>/кВт·год;

η – ККД передачі електроенергії.

Таблиця Е.4 – Розподіл впливу на клімат протягом життєвого циклу вимикача

Етап життєвого циклу	Внесок у парниковий ефект, %	Основні фактори
Виробництво	12-15	Енергія на виробництво міді, ізоляторів, SF <sub>6</sub>
Експлуатація (втрати)	85-87	Втрати в контактах при номінальному струмі
Викиди SF <sub>6</sub>	0,1-0,5	Витоки при експлуатації, аваріях
Утилізація	0,5-1,0	Енергія переробки, неповернутий SF <sub>6</sub>

Для мінімізації екологічного впливу критично важливим є:

- Забезпечення герметичності обладнання (норма витoku <math><0,1\%</math> маси газу на рік);
- Рекуперація  $\text{SF}_6$  при ремонтах та виведенні обладнання з експлуатації;
- Зниження опору контактної системи для мінімізації втрат енергії;
- Використання обладнання з підвищеною енергоефективністю.

◆ Альтернативні технології та газові суміші

У відповідь на екологічні виклики ведуться інтенсивні дослідження альтернативних дугогасних середовищ та технологій, що можуть замінити чистий  $\text{SF}_6$  або зменшити його використання.

Вакуумні вимикачі є основною альтернативою для середніх напруг (до 40,5 кВ). Вони не використовують  $\text{SF}_6$ , мають компактні розміри та високу надійність. Однак для високих напруг (110 кВ і вище) вакуумна технологія наразі недостатньо розвинена через складність створення та підтримання вакууму у великих об'ємах.

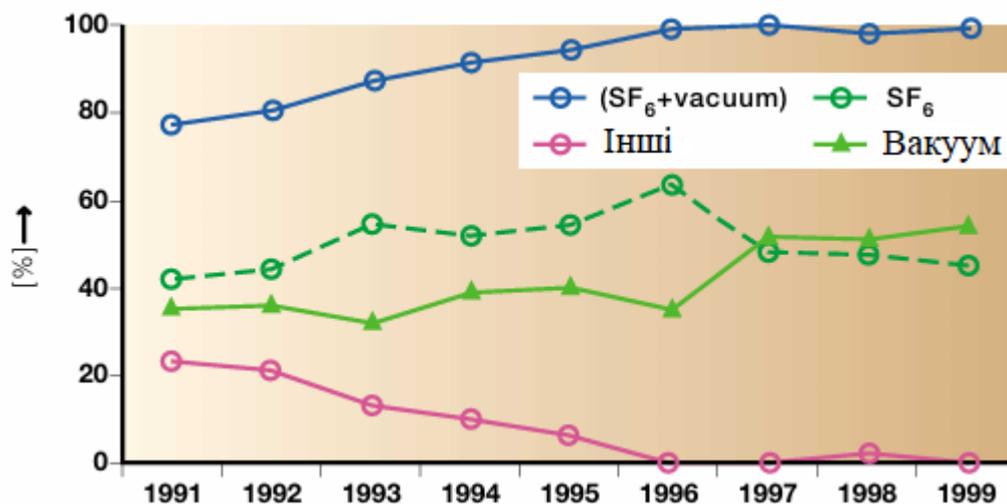


Рисунок Е.1 – Еволюція виробництва елегазових та вакуумних вимикачів.

Газові суміші на основі  $\text{SF}_6$  з азотом або  $\text{CO}_2$  дозволяють зменшити кількість  $\text{SF}_6$  при збереженні прийнятних характеристик. Типові суміші:  $\text{SF}_6/\text{N}_2$  (10-20%  $\text{SF}_6$ ) або  $\text{SF}_6/\text{CO}_2$  (20-30%  $\text{SF}_6$ ). Зменшення вмісту  $\text{SF}_6$  пропорційно

знижує екологічний вплив, проте вимагає підвищення тиску для збереження діелектричної міцності.

Альтернативні гази з низьким GWP активно досліджуються останніми роками. Найперспективнішими вважаються:

- Перфторкетон  $C_5F_{10}O$  (GWP близько 1) – флуорокетон з діелектричною міцністю, подібною до  $SF_6$ ;
- Гідрофторолефіни (HFO) та їх суміші;
- Фторнітрили ( $C_4F_7N$ ) з GWP близько 2100 (у 10 разів менше  $SF_6$ ).

Таблиця Е.5 – Порівняння альтернативних дугогасних середовищ

Середовище	GWP	Діелектрична міцність (відн.)	Дугогасна здатність (відн.)	Діапазон застосування
$SF_6$ чистий	23500	1,0	1,0	До 800 кВ
$SF_6/N_2$ (20/80)	~4700	0,4-0,5	0,6-0,7	До 145 кВ
$C_5F_{10}O/CO_2$	~1	0,8-1,0	0,7-0,8	До 145 кВ (перспектива до 420 кВ)
Вакуум	0	Висока*	Висока	До 40,5 кВ (перспектива до 145 кВ)
$C_4F_7N$ суміші	~2100	1,5-2,0	0,8-1,0	До 145 кВ

\*За умови підтримання вакууму

Основними викликами при впровадженні альтернативних газів є:

- Вищі температури зріджування (необхідність нагрівання при низьких температурах);
- Токсичність продуктів розкладу деяких альтернативних газів;
- Необхідність адаптації конструкції обладнання;
- Вищі витрати на матеріали та виробництво;
- Менша база експлуатаційного досвіду.

ДОДАТОК Ж  
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**«ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ  
ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ГЕНЕРАТОРАМИ ТИПУ СВ-915/165-40У4  
ТА ДОСЛІДЖЕННЯМ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО  
ОБЛАДНАННЯ»**

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:  
«Проектування електричної частини гідроелектростанції з  
генераторами типу СВ-915/165-40У4 та дослідженням  
елегазового комутаційного обладнання»

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

Лесько В. О.

Виконав: студент групи ЕС-24м

Рожко І. О.

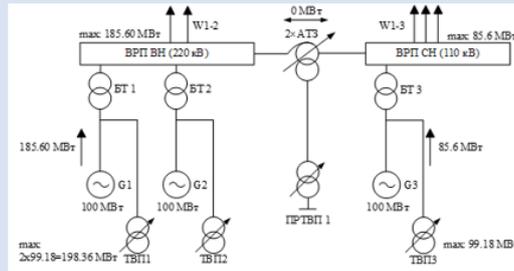
## ВСТУП

2

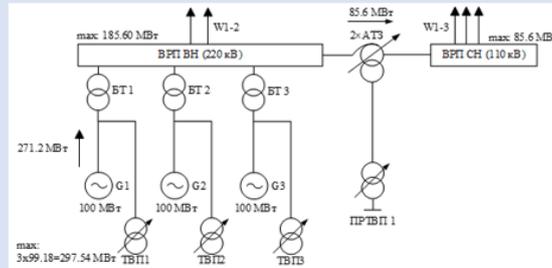
**Актуальність теми.** Розвиток відновлюваної енергетики є стратегічним пріоритетом для України в умовах енергетичної кризи та необхідності забезпечення енергетичної незалежності держави. Гідроелектростанції відіграють ключову роль у балансуванні енергосистеми завдяки здатності швидко регулювати потужність відповідно до добових та сезонних коливань навантаження. Водночас підвищення надійності електричного обладнання ГЕС, зокрема комутаційної апаратури, набуває особливого значення для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів. Елегазові вимикачі, що характеризуються високою дугогасною здатністю та компактністю, широко застосовуються на сучасних електростанціях, проте потребують удосконалення методів діагностики та моніторингу технічного стану для запобігання аварійним ситуаціям. Тому комплексне дослідження проектування електричної частини ГЕС з одночасним аналізом елегазового комутаційного обладнання є актуальним науково-практичним завданням.

**Метою магістерської кваліфікаційної роботи** є проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 300 МВт з генераторами типу СВ-915/165-40У4 та розробка рекомендацій щодо підвищення надійності експлуатації елегазового комутаційного обладнання.

### Вибір структурної схеми ГЕС



#### Перший варіант структурної схеми



#### Другий варіант структурної схеми

### Вибір схеми ВРУ

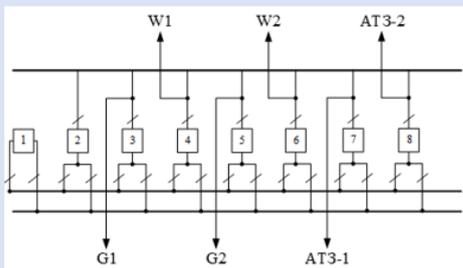


Схема ВРУ-220 кВ I варіант

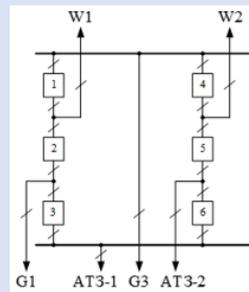
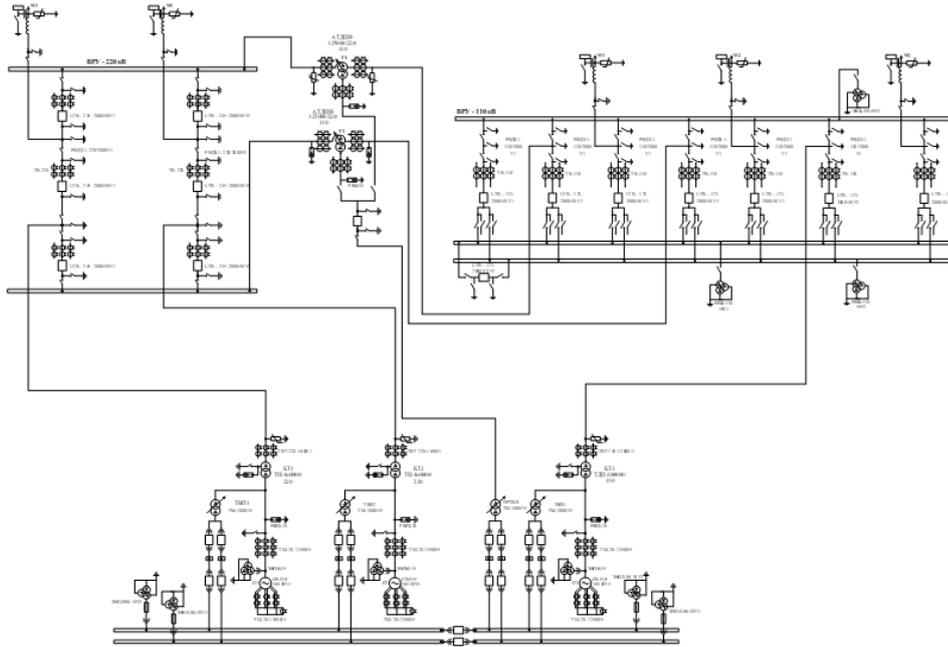


Схема ВРУ-220 кВ II варіант

Вибір варіанту за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн.	Варіанти	
	I	II
Капіталовкладення	31200	23400
Щорічні експл. Витрати	2620.8	1965.6
Очікуваний збиток	123.475	65.127
Приведені затрати	6488.275	4838.727

## ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ



## ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

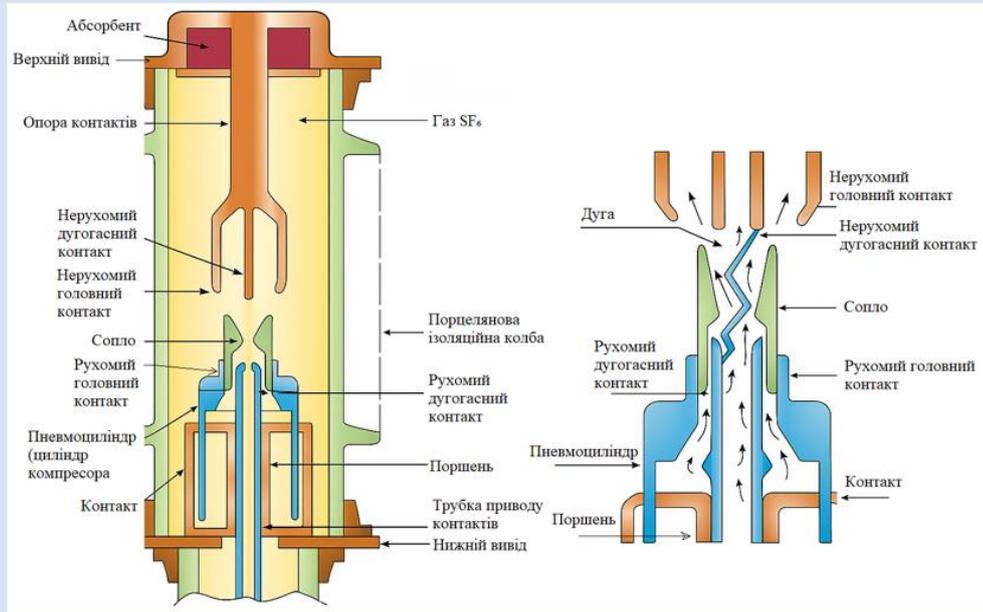
Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт-год
Амортизація	1126165500	38.030	44.99
Заробітна плата	43932000	1.484	1.76
Інші затрати	1791155459	60.486	71.56
Разом	2961252959	100%	118.30

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	300
Річний виробіток електроенергії	МВт-год	1126165500
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1.67
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	7137000000
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт-год	118.30

## Схема принципу дугогасіння в елегазовому вимикачі

7



## Типові несправності елегазових вимикачів та методи усунення

8

Несправність	Можливі причини	Метод виявлення	Спосіб усунення
Зниження тиску SF <sub>6</sub>	Витік через ущільнення, фланці, арматуру	Течошукач SF <sub>6</sub> , мильна емульсія	Підтягування, заміна ущільнень, дозаправка
Підвищений опір контактів	Знос, забруднення, порушення регулювання	Вимірювання мікроомметром	Очистження, регулювання, заміна
Відхилення часів операцій	Знос пружин, порушення регулювання, в'язкість мастила	Аналізатор вимикачів	Заміна пружин, регулювання, заміна мастила
Несинхронність полюсів	Нерівномірний знос, порушення регулювання	Аналізатор вимикачів	Індивідуальне регулювання полюсів
Відмова спрацювання	Несправність котушок, блокування механізму	Перевірка кіл керування, огляд	Заміна котушок, усунення блокування
Підвищена вологість SF <sub>6</sub>	Розгерметизація, насичення адсорбенту	Гігрометр точки роси	Регенерація газу, заміна адсорбенту
Перегрів з'єднань	Погані контакти, ослаблення кріплення	Тепловізор	Підтягування, очищення контактів

## Висновки

9

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано комплексне проектування електричної частини гідроелектростанції встановленою потужністю 300 МВт з трьома гідрогенераторами типу СВ-915/165-40У4 потужністю 100 МВт кожен.

За результатами розрахунків добових та річних графіків навантаження визначено основні техніко-економічні показники станції: річний виробіток електроенергії становить 1700857.49 МВт·год, коефіцієнт використання встановленої потужності – 0.647, число годин використання встановленої потужності – 5669.52 год.

На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів структурної схеми обрано оптимальний варіант з приєднанням двох генераторів до ВРУ-220 кВ та одного до ВРУ-110 кВ через блочні трансформатори. Зв'язок між розподільними пристроями забезпечується двома автотрансформаторами типу АТДЦН-125000/220/110.

Для ВРУ-220 кВ обрано схему «Шестикутник» як оптимальну за критерієм надійності та економічності. Для ВРУ-110 кВ прийнято схему з двома робочими системами збірних шин та обхідною.

Виконано розрахунки струмів короткого замикання у характерних точках схеми. Максимальний періодичний струм КЗ на шинах 220 кВ становить 10.560 кА, ударний струм — 28.972 кА. На основі цих даних обрано комутаційне обладнання: елегазові вимикачі ЛТВ – 245 -2000/50У1 та ЛТВ – 123-2000/40 У1, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму та напруги.

У дослідницькій частині проведено аналіз елегазового комутаційного обладнання. Розглянуто фізико-хімічні властивості SF<sub>6</sub>, механізми гасіння електричної дуги та конструктивні особливості дугогасильних камер різних типів. Запропоновано методологію оцінки технічного стану вимикачів на основі точок зносу, що дозволяє перейти від планово-попереджувального ремонту до обслуговування за фактичним станом обладнання. Обґрунтовано перспективність застосування алгоритмів машинного навчання для автоматичної діагностики, що забезпечує точність ідентифікації моментів спрацювання контактів понад 93%.

Економічний аналіз показав, що собівартість виробленої електроенергії становить 118,3 коп/кВт·год, що є конкурентоспроможним показником для гідроелектростанцій. Кошторисна вартість промислового будівництва складає 7,137 млрд грн.

Розроблено заходи з охорони праці при монтажі та експлуатації елегазових вимикачів, враховано вимоги пожежної безпеки машинної зали.

*Дякую за увагу!*