

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**« Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю
1900 МВт з дослідженням методів випробувань ізоляції »**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)
Ольшевский І. Д.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Лесько В. О.
(прізвище та ініціали)
« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: _____
(прізвище та ініціали)
« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
_____ д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)
« ____ » _____ 2021 р.

Вінниця ВНТУ - 2021 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.

_____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ольшевському Івану Дмитровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1900 МВт з дослідженням методів випробувань ізоляції»
керівник роботи к.т.н., доц., доцента каф. ЕСС Лесько В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277
2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 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 35 км; вид промисловості району – верстатобудування; максимальна потужність, що віддається в систему 1000 МВт; номінальна потужність системи 8600 МВА; номінальний опір системи 0,38 в.о.; номінальна напруга системи 500 кВ; номінальна напруга мережі району 220 кВ; максимальне навантаження місцевого району 320 МВт
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Проєктування заземлювальних пристроїв. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 6. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) . Головна схема електричних з'єднань станції. Блискавкозахист ВРУ

500 кВ. План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ. Техніко-економічні показники станції.

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., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування ГЕС	07.09.21	12.09.21	
3	Електротехнічна частина	13.09.21	05.10.21	
4	Дослідження методів проєктування заземлювальних пристроїв	06.10.21	20.10.21	
5	Автоматизована система керування ТП ГЕС	21.10.21	30.10.21	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	
7	Економічна частина	11.11.21	16.11.21	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.21	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	

Студент

_____)
(підпис)

І. Д. Ольшевський

Керівник роботи

_____)

В. О. Лесько

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Ольшевський Іван Дмитрович «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1900 МВт з дослідженням методів випробувань ізоляції». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 98 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 29 назв; рис.: 21; табл. 34.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина КЕС потужністю 1900 МВт. Проведено техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. В електротехнічній частині виконано розрахунок графіків електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схеми відкритої розподільної установки (ВРУ) 500 кВ і схеми власних потреб; комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї, а також виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ. Досліджено методи випробування ізоляції. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних умовах.

Ключові слова: заземлення, електрична станція, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, трансформатор, напруга дотику, напруга кроку

ABSTRACT

УДК 621.311.1

Olshevsky Ivan Dmytrovych "Electrical part of a condensing power plant with a capacity of 1900 MW with the study of insulation test methods." Master's thesis in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2021. 98 p.

In Ukrainian language. Bibliogr. : 29 titles; fig. : 21; table 34.

In the master's qualification work the electric part of CES with a capacity of 1900 MW is designed. Feasibility study of CES design is carried out. In the electrical part, the calculation of schedules of electrical loads was performed, the main and auxiliary equipment was selected, the structural scheme of the station, the scheme of the open distribution system (VRU) 500 kV and the scheme of own needs were selected; switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of overvoltage limitation, rechargeable battery, as well as the calculation of lightning protection and earthing device VRU-500 kV. Insulation test methods have been studied. In the section of labor protection the analysis of potentially dangerous and harmful production factors at power plants is carried out and measures of safety of life of personnel in emergency conditions are offered.

Keywords: grounding, power plant, open switchgear, battery, transformer, contact voltage, step voltage

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГАЕС – гідроакumuлююча електрична станція;
- ГГ – гідрогенератор;
- ГЕС – гідравлічна електрична станція;
- ГТВП – головний трансформатор власних потреб
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- РУ – розподільна установка;
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

	Вступ		
1	Техніко-економічне обґрунтування		
2	Електротехнічна частина		
2.1	Розрахунок графіків електричних навантажень		
2.2	Вибір силового обладнання		
2.3	Вибір структурної схеми станції		
2.4	Вибір схем ВРУ-500 та 220 кВ		
2.5	Вибір схеми власних потреб		
2.6	Розрахунок струмів короткого замикання.....		
2.7	Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму		
2.8	Вибір комутаційної апаратури		
2.9	Вибір струмоведучих частин		
2.10	Вибір кабелів		
2.11	Вибір вимірювальних трансформаторів		
2.12	Вибір акумуляторних батарей		
2.13	Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів.....		
3	Дослідження методів випробування ізоляції		
3.1	Випробування ізоляції підвищеною напругою		
3.2	Випробування ізоляції підвищеною напругою змінного струму промислової частоти		
3.3	Випробування ізоляції випрямленою напругою.....		
3.4	Обробка даних, отриманих під час вимірів		

3.5	Визначення похибок вимірів.....	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	
4.1	. Заходи безпеки під час проведення вимірювань за допомогою мегаомметра	
4.2	Заходи безпеки під час проведення випробувань з подачею підвищеної напруги	
4.3	Дотримання техніки безпеки при роботах у електроустановки	
4.4	Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ	
5	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	
5.1	Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	
5.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	
5.2.1	Амортизація основних фондів	
5.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати	
5.2.3	Інші витрати	
5.2.4	Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	
5.3	Аналіз отриманих результатів	
	ВИСНОВКИ	
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	
	Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	
	Додаток Б Технічне завдання МКР	

ВСТУП

Актуальність теми. В останні десятиліття намітився глобальний тренд стабілізації, а окремих випадках і зростання частки КЕС у генерації енергії. Теплоелектростанції, що працюють за рахунок спалювання викопного палива (вугілля, нафтопродуктів або природного газу), зберігають свою конкурентоспроможність, незважаючи на розвиток атомної та альтернативної енергетики. Через ризики аварій на атомних електростанціях, високої вартості рідкоземельних металів, що використовуються у вітровій енергетиці, у майбутньому частка теплоенергетики у світовому енергобалансі може збільшуватися. Головні проблеми сучасних КЕС - низька ефективність перетворення теплової енергії в електричну при спалюванні палива і недостатня маневреність (нездатність швидко змінювати потужність, що видається в мережу). Нові технології та матеріали дозволять у найближчі десятиліття подолати ці недоліки та значно підвищити ефективність вугільних, мазутних та газових електростанцій. Серед найбільш перспективних технологічних рішень для КЕС — енергоблоки, розраховані на супернадкритичні параметри пари, гібридні енергоустановки із суміщеними газовим та паровим циклами та високооборотні газові турбіни малої потужності.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження методів проектування конденсаційних електростанцій на прикладі електричної частини КЕС потужністю 1900 МВт та дослідження дослідженням методів випробувань ізоляції.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС.

Проектування головної схеми електричних з'єднань КЕС.

Вибір схеми власних потреб електростанції.

Розрахунок основних техніко-економічних показників.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина електричних станцій.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

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

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС

Роль вугілля як ключового енергоносія підвищується на тлі збільшення споживання енергії в країнах, що розвиваються, багато з яких позбавлені запасів нафти і газу і не можуть дозволити собі масовий імпорт цих дорогих енергоносіїв. Однак у більшості вугільних КЕС коефіцієнт корисної дії (ККД) невисокий – 35-40%.

Підвищення ККД вугільних теплоелектростанцій до 45-47%, а в перспективі до 52-55%, дозволить скоротити питомий обсяг шкідливих викидів в атмосферу на одиницю потужності та знизити вартість енергії, що виробляється. Досягти цього можна за рахунок широкого впровадження енергоустановок, розрахованих на надкритичні параметри пари (ССКП), тобто на тиск більше 30 МПа і температуру понад 560°C. До 2025 року в рамках енергопрограми Європейського союзу Thermie планується створення вугільного енергоблоку з ККД близько 55%, розрахованого на параметри пари 37,5 МПа та 700-720°C.

У міру зростання енергоспоживання актуалізується проблема управління піковими навантаженнями в електромережах та мінімізації ризиків каскадних аварій. Швидко змінювати вироблювану потужність у широких межах і покривати пікові навантаження можуть гідроаккумуляторні та гідроелектростанції. Але перших ще недостатньо і, крім того, їх використання пов'язане з додатковими втратами енергії, а для будівництва других природні можливості багато в чому вичерпані. На сучасних теплових електростанціях застосовуються переважно паротурбінні генеруючі установки. Набагато маневреніші газотурбінні, у яких лопатки турбіни обертаються не паром, а безпосередньо продуктами згоряння палива. Причому від запуску та виходу на повну потужність до зупинки газової турбіни минають хвилини, а парового агрегату – годинник. Газотурбінні установки мають недолік - високе питоме споживання палива на одиницю виробленої електроенергії.

Скоротити витрати пального можна шляхом створення єдиного парогазового агрегату. У такій установці залишкова теплота продуктів горіння природного газу, що пройшли через газову турбіну, використовується для водяної пари, що приводить у рух парову турбіну. Коефіцієнт корисної дії подібної установки досягає 55-60% (у газотурбінній не перевищує 35%).¹ Техніко-економічне обґрунтування

Одним з основних генерувальних джерел електроенергії є КЕС. Їх частина складає 30,9 млн. кВт з загальної встановленої потужності електростанцій України 50,9 млн. кВт. Вони виробляють біля 47% усієї електроенергії [1].

Сучасний стан КЕС потрібно розглянути, як критичний: 63,% енергоблоків знаходиться за межею фізичного зносу, 27,8% - наближаються до межі носу, а 8,3% - до розрахункового.

Експлуатація обладнання КЕС ускладнюється тим, що вона працює часто на непроєктному паливі, в маневрових режимах. Зараз з 36 млн кВт встановленої потужності КЕС практично активно приймає участь в генерації біля 19 млн. кВт, тобто 53%.

Накопичування застарілого обладнання призводить до зростання витрат на ремонт. Щоб усунути негативні явища в енергетиці та забезпечити її розвиток, потрібно орієнтуватися на оновлення обладнання з використанням перспективних технологій. Це дозволить підвищити ефективність спалювання вугілля на 15%, а економію газу – до 1.8 млн. м³ в рік.

Тому стратегічно правильним є комбінований підхід. Поряд з ремонтами та мало витратними заходами необхідно виконувати повномасштабне переозброєння, яке засновано на сучасних технологіях

При будівництві КЕС повинні бути вирішені задачі:

- розширення діапазону регулювання потужності енергоблоків;
- зниження питомих витрат палива;
- підвищення екологічних характеристик станції.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режими роботи електричної станції задаються графіками електричних навантажень району, який обслуговується. Їх потужність повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат приймаємо [2]:

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

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

Приведемо приклад розрахунку графіків навантажень для інтервалу часу “0÷7” і пори року “зима”. Для всіх часових інтервалів і для всіх пір року розрахунки проводяться аналогічно. Всі розрахункові дані зводимо в таблицю 2.1.

Постійні втрати в мережах місцевого району та системи:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p_{\max}}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c_{\max}}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 340 = 3,4 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1200 = 24 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{p_{0\div6}}^2}{P_{p_{\max}}}, \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{238^2}{340} = 10,0 \text{ (МВт)}.$$

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Години доби, год.		0-7	7 - 11	11 - 14	14 - 16	16- 18	18 - 19	19 - 22	22 - 24
Навантаження місцевого району, %	зима	70	90	100	90	100	85	90	80
	літо	65	85	95	85	95	80	85	75
Навантаження місцевого району, МВт	зима	238	306	340	306	340	289	306	272
	літо	221	289	323	289	323	272	289	255
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	літо	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	10,00	16,52	20,40	16,52	20,40	14,74	16,52	13,06
	літо	8,62	14,74	18,41	14,74	18,41	13,06	14,74	11,48
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	251,40	325,92	363,80	325,92	363,80	307,14	325,92	288,46
	літо	233,02	307,14	344,81	307,14	344,81	288,46	307,14	269,88
Навантаження системи, %	зима	55	75	100	85	80	90	80	65
	літо	50	70	95	80	75	80	75	60
Навантаження системи, МВт	зима	660	900	1200	1020	960	1080	960	780
	літо	600	840	1140	960	900	960	900	720
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	24	24	24	24	24	24	24	24
	літо	24	24	24	24	24	24	24	24
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	50,82	94,50	168,00	121,38	107,52	136,08	107,52	70,98
	літо	42,00	82,32	151,62	107,52	94,50	107,52	94,50	60,48
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	734,82	1018,50	1392,00	1165,38	1091,52	1240,08	1091,52	874,98
	літо	666,00	946,32	1315,62	1091,52	1018,50	1091,52	1018,50	804,48
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	986,22	1344,42	1755,80	1491,30	1455,32	1547,22	1417,44	1163,44
	літо	899,02	1253,46	1660,43	1398,66	1363,31	1379,98	1325,64	1074,36
Витрата на власні потреби, МВт	зима	74,95	86,87	100,55	91,75	90,55	93,61	89,29	80,84
	літо	72,05	83,84	97,38	88,67	87,49	88,05	86,24	77,88
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	1061,16	1431,29	1856,35	1583,06	1545,87	1640,83	1506,74	1244,28
	літо	971,07	1337,30	1757,81	1487,33	1450,80	1468,02	1411,88	1152,24

Примітки:

а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;

б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{ВП} = 6\%$;

в) коефіцієнт попиту $K_{п} = 0,85$.

Змінні втрати в мережах системи:

$$\Delta P_{2c} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{c0 \div 6}^2}{P_{cmax}}, \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{660^2}{1200} = 50,82 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{\text{рвід}} = P_{p0\div6} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p0\div6}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{рвід}} = 238 + 3,4 + 10,0 = 251,4 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{\text{свід}} = P_{c0\div6} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c0\div6}, \quad (2.6)$$

$$P_{\text{свід}} = 660 + 24 + 50,82 = 734,82 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин:

$$P_{\text{від}0\div6} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}, \quad (2.7)$$

$$P_{\text{від}0\div7} = 251,4 + 734,82 = 986,22 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{вп}}^{0\div7} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{від}}^{0\div7}}{P_{\text{вст}}} \right) \frac{P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{від max}}}{100}, \quad (2.8)$$

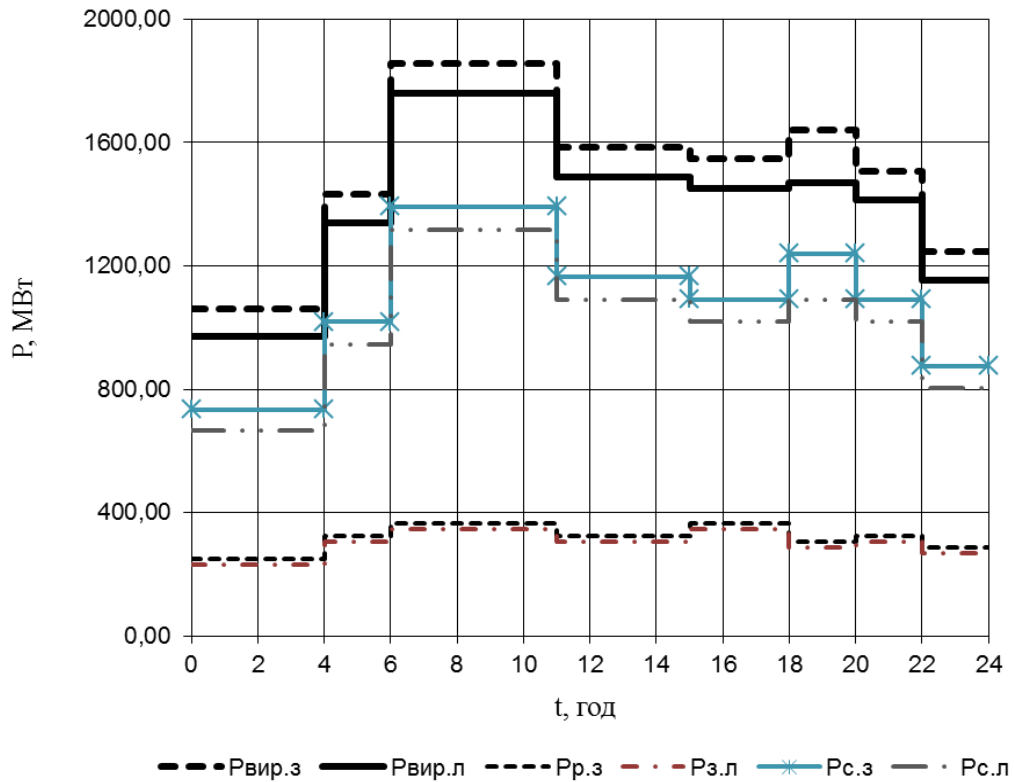
$$P_{\text{вп}}^{0\div7} = \left(0,4 + 0,6 \frac{986,22}{1900} \right) \frac{6 \cdot 1755,8}{100} = 74,95 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами:

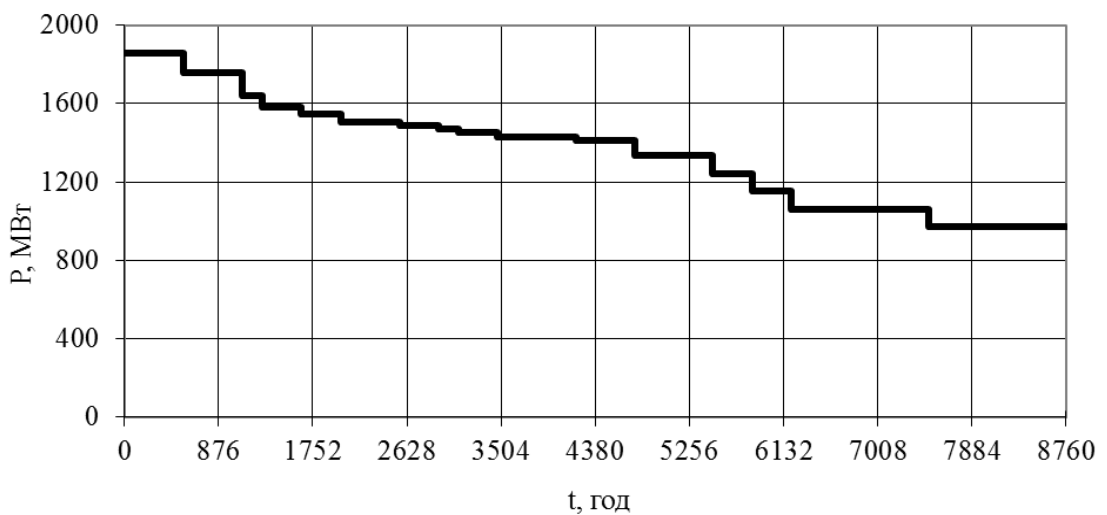
$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}}, \quad (2.9)$$

$$P_{\text{вир}} = 986,22 + 74,95 = 1061,16 \text{ (МВт)}.$$

За даними розрахунку будемо добуємо добові графіки навантаження для зими та літа та річний графік за тривалістю навантаження (рис. 2.1, табл. 2.2). Визначаємо техніко-економічні показники станції (таблиця 2.3).



а) Добові графіки електричних навантажень ЕС



б) Річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	1856,35	1757,81	1640,83	1583,06	1545,87	1506,74	1487,33	1468,02
t, год	549	546	183	366	366	549	364	182
t Σ , год	549	1095	1278	1644	2010	2559	2923	3105
P, МВт	1450,80	1431,29	1411,88	1337,30	1244,28	1152,24	1061,16	971,07
t, год	364	732	546	728	366	364	1281	1274
t Σ , год	3469	4201	4747	5475	5841	6205	7486	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	1856,35
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	11851674,43
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1900
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	3542,96
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	1352,93
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,73
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	0,71
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6384,39
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	6237,72
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПp}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	1,02
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПp}}$	738838,87
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	11112835,57

2.2 Вибір силового обладнання

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання КЕС відносяться парогенератори та турбіни.

Номінальні параметри основного обладнання зводимо в таблиці 2.2 – 2.4.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, атм	Температура свіжої пари, °С	Витрата свіжої пари при ном. навантаженні, т/год
К-500-240	500	240	565	1500
К-100-90	100	90	363	363

Таблиця 2.3 – Параметри парогенераторів

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході, атм	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-1600/255	1600	500	255	565	570	вугілля
2хЕ-220-100	220	100	100	540	-	вугілля

Таблиця 2.4 – Параметри турбогенераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S , МВА	P , МВт				
ТГВ-500-2У3	588	500	20	17	0,85	0,243
ТВФ-120-2У3	125	100	10,5	6,875	0,8	0,192

2.3 Вибір структурної схеми станції

Визначаємо кількість ЛЕП:

$$n = P'_{\max} / P_{\text{гр.}} + 1, \quad (2.18)$$

де P'_{\max} – максимальна потужність, яка видається в район або в систему з врахуванням втрат потужності, МВт;

$P_{\text{гр.}}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт (табл. 2.1 [2]).

$$n_{500} = 1392/900 + 1 = 2,5 \approx 3 \text{ шт};$$

$$n_{220} = 363,8/200 + 1 = 2,8 \approx 3 \text{ шт};$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб (ТВП):

$$S_{\text{ТВП,розр.}} = P_{\text{ВП}}' / 100 \cdot K_{\text{П}} \cdot P_{\text{Г.НОМ}}, \quad (2.19)$$

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

$$S_{\text{ТВП,розр.}}^{500} = 6/100 \cdot 0,85 \cdot 500 = 25,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ТВП,розр.}}^{100} = 6/100 \cdot 0,85 \cdot 100 = 5,1 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП,розр.}}, \quad (2.20)$$

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot 25,5 = 33,15 \text{ МВА.}$$

Згідно вимог ТВП для генераторів потужністю більше 160 МВт повинні бути з розщепленою обмоткою НН та мати пристрій РПН. Тому встановлюємо

для блоків 500 МВт приймаємо ТВП типу ТРДНС-32000/35, а для блоків 100 МВт – ТВП типу ТМН-6300/10.

Згідно [2] встановлюємо два пускорезервних трансформатори, один з яких підключаємо до сторони НН АТЗ, другий – до ВРУ СН 220 кВ.

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{\text{БТ. розр.}} = S_{\text{T}} - S_{\text{ВП.мак}}; \quad (2.21)$$
$$S_{\text{БТ.1 розр}} = 588 - 25,5 = 562,5 \text{ МВА};$$
$$S_{\text{БТ.2 розр}} = 125 - 5,1 = 119,9 \text{ МВА};$$
$$S_{\text{БТ.3 розр}} = 2 \cdot 119,9 = 239,8 \text{ МВА}.$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.5).

Розрахункова потужність автотрансформаторів зв'язку [2]:

а) максимальний режим:

$$S_{\text{мак}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}}, \quad (2.22)$$
$$S_{\text{мак}} = 4(125 - 5,1) - 363,8 / 0,8 = 24,85 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\text{мін}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мін}}; \quad (2.23)$$
$$S_{\text{мін}} = 4(125 - 5,1) - 233,02 / 0,8 = 188,3 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

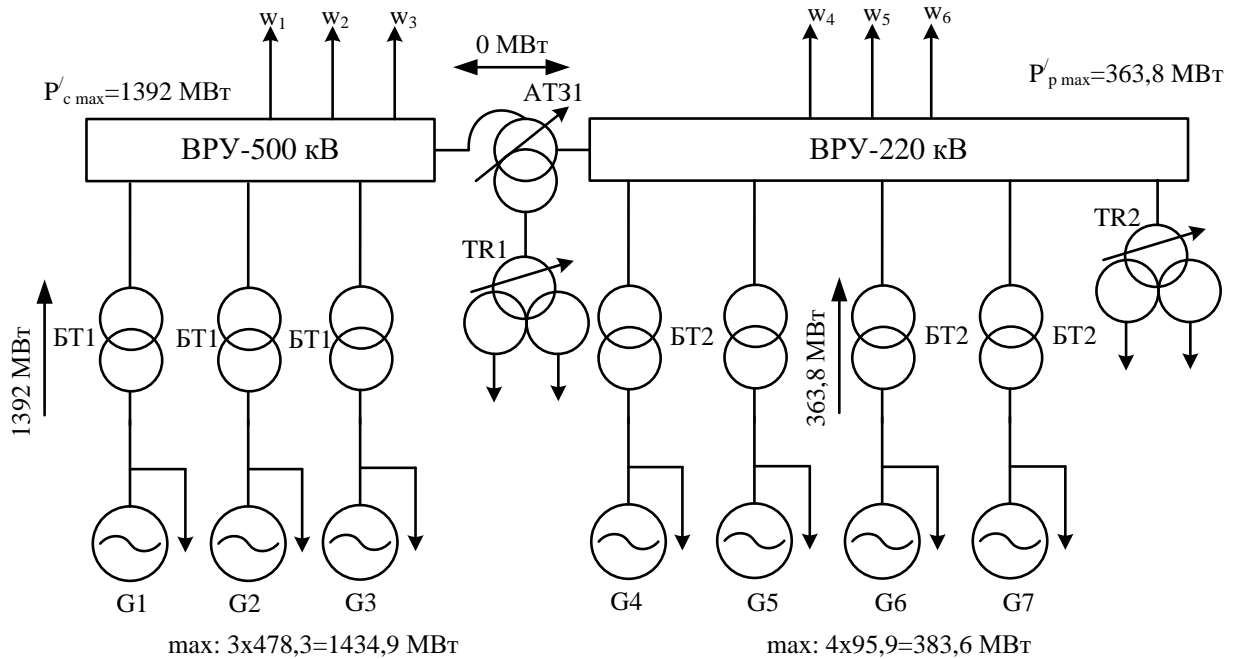
$$S_{\text{ав}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}}, \quad (2.24)$$
$$S_{\text{ав}} = 3(125 - 5,1) - 363,8 / 0,8 = -95,05 \text{ МВА}.$$

Встановлюємо одну групу однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-167000/500/220 [4] додатково встановлюємо резервну фазу:

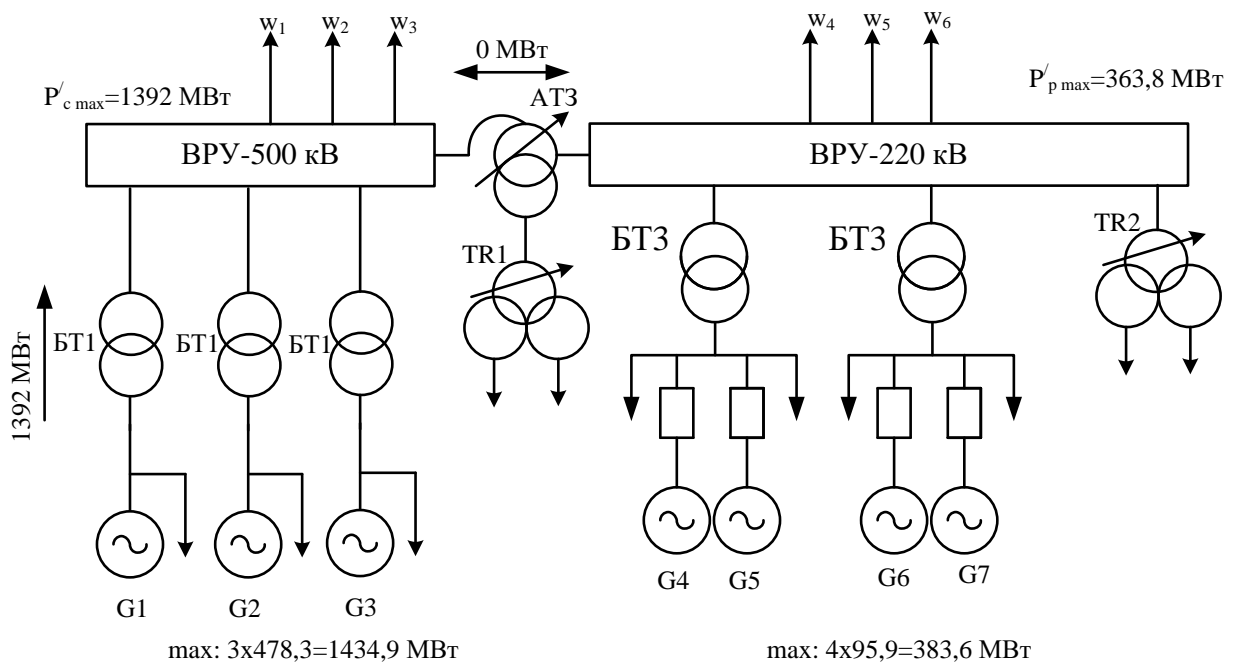
$$S_{T.HOM} = 167 \text{ МВА}; U_{T.HOM} = \frac{500}{\sqrt{3}} / \frac{230}{\sqrt{3}} / 38,5 \text{ кВ}; \Delta P_x = 90 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_K = 315 \text{ кВт}; U_{K.BC} = 11\%; U_{K.BH} = 35\%; U_{K.BC} = 21,5\%; I_x = 0,25\%;$$

$$S_{HOM.HH} = 50 \text{ МВА}.$$



а) варіант 1



б) варіант 2

Рисунок 2.5 – Структурні схеми станції

Технічні характеристики трансформаторів наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Поначення	Тип трансформатора	$S_{\text{ном.}}$, МВА	$U_{\text{ном.}}$, кВ	$U_{\text{к.}}$, %	$\Delta P_{\text{х.}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к.}}$, кВт
ТВП1-3	ТРДНС-32000/35	32	20/6,3-6,3	12,7	29	145
ТВП4-7	ТМН-6300/10	6,3	10/6,3	7,5	7,4	46,5
TR ₁	ТРДНС-40000/35	40	36,75/6,3-6,3	12,7	36	170
TR ₂	ТРДНС-40000/220	40	230/6,3-6,3	11,5	50	170
BT ₁	ТЦ-630000/500	630	525/20	14	420	1210
BT ₂	ТДЦ-125000/220	125	242/10,5	11	120	380
BT ₃	ТДЦ-250000/220	250	242/10,5	11	207	600

Приведенні затрати:

$$Z = p_n \cdot K + U = p_n \cdot K + \left(\frac{a}{100} \cdot K + B\Delta W \right), \quad (2.25)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$a=8,4\%$ – для класів напруг 220 кВ і вище;

$B = 22 \frac{\text{коп.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

ΔW – річні втрати електроенергії працюючих трансформаторів, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.26)$$

де n – число паралельно працюючих трансформаторів.

Таблиця 2.6 — Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. (1в./2в.)	Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
			1 варіант	2 варіант
БТ1	3/3	18000	54000	54000
БТ2	4/0	6500	26000	0
БТ3	0/2	8850	0	17700
АТЗ	1/1	20800	20800	20800
Вимикачі:				
500 кВ (схема 3/2)	11/11	15700	172700	172700
220 кВ (схема 2СШ з обхідною)	11/9	4400	48400	39600
10 кВ	0/4	450	0	1800
Разом:			321900	306600

Визначимо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТЗ}};$$

$$\Delta W_2 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ3}} + \Delta W_{\text{АТЗ}};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= 3 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 1210 \left(\frac{1637,6}{630} \right)^2 \cdot 5092 + 4 \cdot 120 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{4} \cdot 380 \left(\frac{428}{125} \right)^2 \cdot 5092 + 1 \cdot 3 \cdot 90 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 315 \left(\frac{0}{167} \right)^2 \cdot 5092 = \\ &= 37155587,25 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 &= 3 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 1210 \left(\frac{1637,6}{630} \right)^2 \cdot 5092 + 2 \cdot 207 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 600 \left(\frac{428}{250} \right)^2 \cdot 5092 + 1 \cdot 3 \cdot 90 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 315 \left(\frac{0}{167} \right)^2 \cdot 5092 = \\ &= 35383477,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = 0,084 \cdot 321900 + 2,2 \cdot 10^{-4} \cdot 37155587,25 = 35213,83 \text{ тис.грн.};$$

$$U_2 = 0,084 \cdot 306600 + 2,2 \cdot 10^{-4} \cdot 35383477,9 = 33538,77 \text{ тис.грн.}$$

Приведенні затрати:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 321900 + 35213,83 = 73841,83 \text{ тис.грн.}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 306600 + 33538,77 = 70330,77 \text{ тис.грн.}$$

$\Delta Z = 4,8 \% < 5\%$, тому приймаємо I-й варіант структурної схеми як зручніший в експлуатації.

2.4 Вибір схем ВРУ-500 та 220 кВ

Для ВРУ-220 кВ приймаємо, згідно рекомендацій [2, 3], типову схему: «дві робочі та обхідна системи збірних шин» (рисунок 2.6), а для ВРУ-500 кВ намічаємо два варіанти схем:

а) схема «дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання» (4/3);

б) схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання» (3/2) (рисунок 2.7).

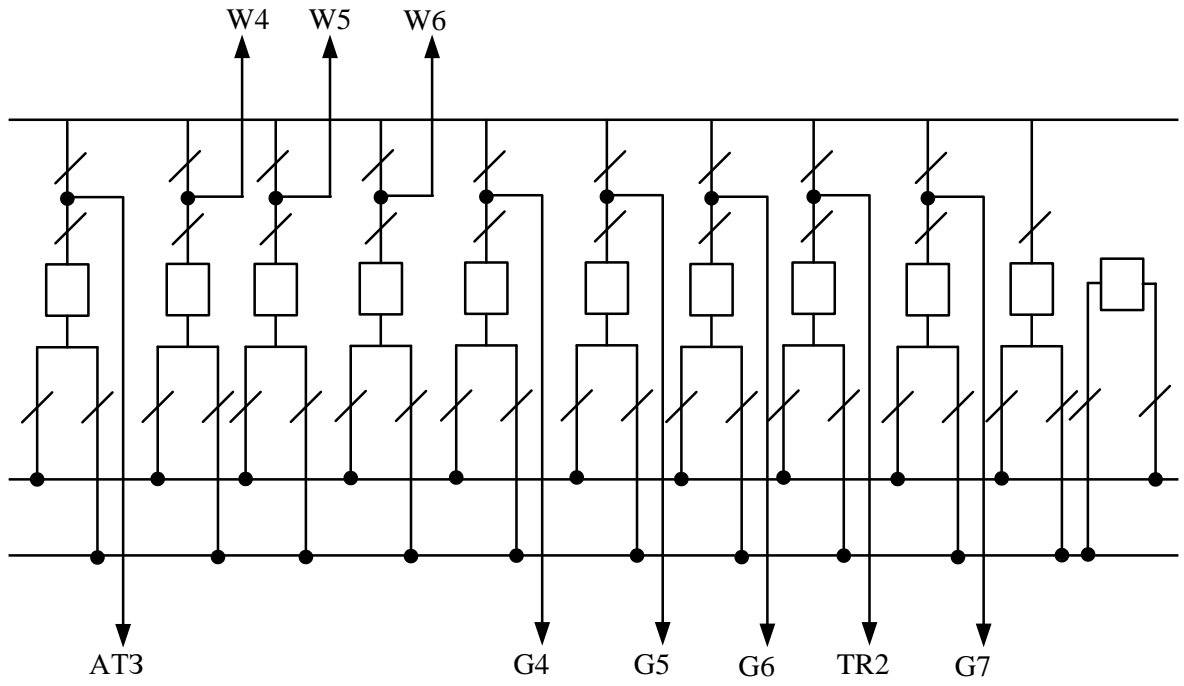
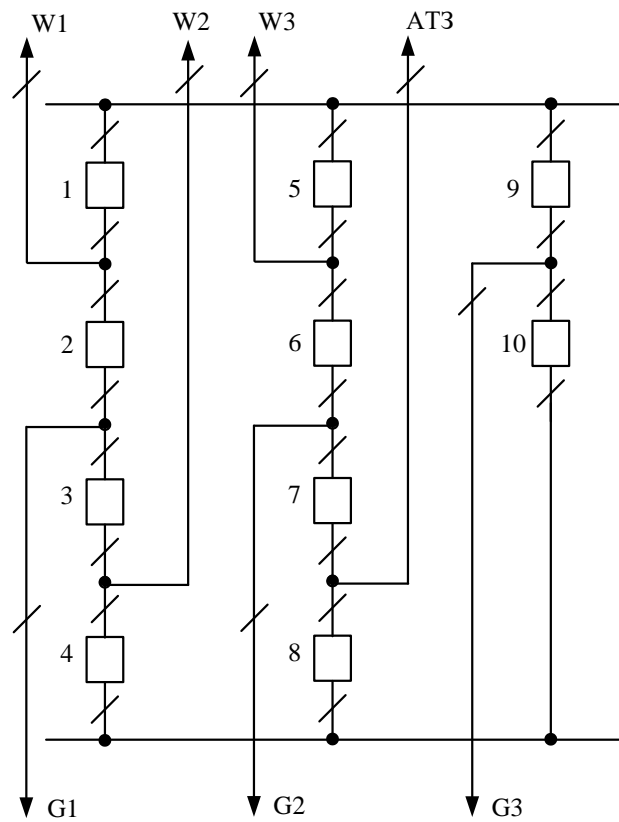
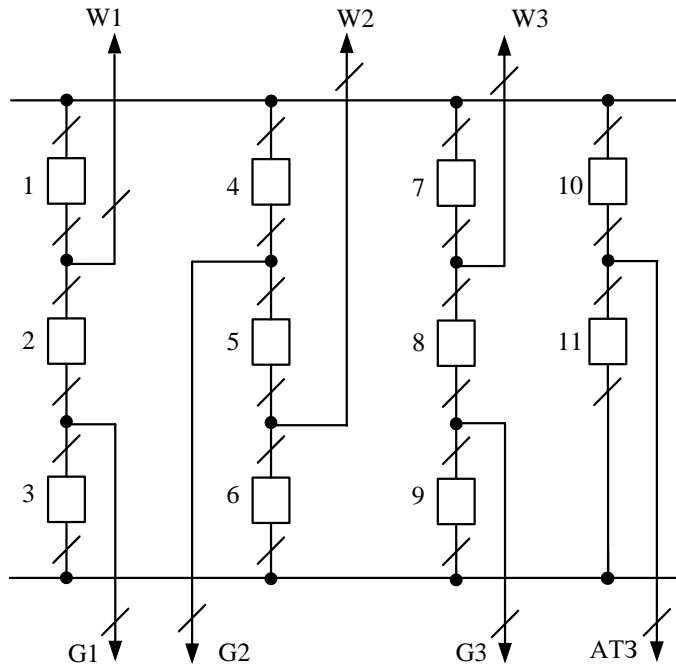


Рисунок 2.6 – Схема ВРУ-220 кВ



а) I вариант



б) II варіант

Рисунок 2.7 – Схеми ВРУ-500 кВ

Схему вибираємо за приведеними затратами [2, 4]:

$$Z = p_H K + U + M(3), \quad (2.13)$$

$$K = n \cdot C_K;$$

$$U = \frac{a}{100} \cdot K;$$

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.14)$$

де $p_H = 0,15$ – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень,
 $a = 8,4\%$;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

$M(3)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання.

a – норма амортизаційних відрахувань, %;

$a = 8,4\%$ – для напруги 220 кВ і вище;

n – число комірок з вимикачами;

C_k – вартість комірки, тис. грн.,

$y_0 = 16$ грн/кВт·год – питомий збиток;

w_i – параметр потоку раптових відмов вимикачів, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

ΔT_i – час простою елемента, год.

Таблиця 2.7 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год.
	ω_1	ω_2			
500	0,02	0,005	150	0,2	350

Таблиця 2.8 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-500 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	n_k	10	11
Вартість комірки, тис. грн.	C_k	15700	15700
Параметр потоку раптових відмов генеральних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,012	0,012
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,041	0,041
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи P_y	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi}/8760$	0,007991	0,007991
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,920091	0,912100
Час простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2/2 \cdot T_{\Pi}$	118	118
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному ремонтному режимі	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0110411	0,0109452
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0380918	0,0377610
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000959	0,0000959
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0003308	0,0003308

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$\begin{aligned}
 M(3)_I &= 16 \cdot [0,0110411(2 \cdot 1 \cdot 415,6 + 1 \cdot 1 \cdot 435,4) + 0,0380918(3 \cdot 1 \cdot 415,6) + \\
 &+ 0,0000959 \cdot (16 \cdot 1 \cdot 415,6 + 3 \cdot 118 \cdot 415,6 + 14 \cdot 1 \cdot 435,4 + 2 \cdot 118 \cdot 435,4) + \\
 &+ 0,0003308 \cdot (30 \cdot 1 \cdot 415,6 + 3 \cdot 118 \cdot 415,6 + 4 \cdot 1 \cdot 492 + 1 \cdot 1 \cdot 913,7 + \\
 &+ 3 \cdot 1 \cdot 435,4 + 1 \cdot 118 \cdot 435,4 + 5 \cdot 1 \cdot 13,7 + 2 \cdot 118 \cdot 13,7)] = 2542,89 \text{ тис грн.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(3)_{II} &= 16 \cdot [0,0109452(2 \cdot 1 \cdot 415,6) + 0,037761(4 \cdot 1 \cdot 415,6) + \\
 &+ 0,0000959 \cdot (27 \cdot 1 \cdot 415,6 + 3 \cdot 118 \cdot 415,6 + 4 \cdot 1 \cdot 435,4 + 2 \cdot 1 \cdot 893,9) + \\
 &+ 0,0003308 \cdot (37 \cdot 1 \cdot 415,6 + 3 \cdot 118 \cdot 415,6 + 2 \cdot 1 \cdot 492 + 6 \cdot 1 \cdot 13,7)] = \\
 &= 2542,89 \text{ тис грн.}
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.9 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-500 кВ (І варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,00799$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
$Q_{1л}$	0,041	$W - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{вп}$	$W + D(W, G) - T_0$ $D(2W, G)$ $- T_{вп}$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_{2л}$	0,041	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{вп}$	$2W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{вп}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_{3л}$	0,041	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{вп}$	$W, G - T_0$ $G - T_{вп}$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_{4л}$	0,041	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$ $D(2W, G)$ $- T_{вп}$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{вп}$	$W - T_0$ $W - T_{вп}$	-	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(G, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$
$Q_{5л}$	0,041	$W - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(2W, G) - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{вп}$	$W + D(G, AT) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{вп}$	$W - T_0$	$W, G - T_0$

Продовження таблиці 2.9

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,00799$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_6 л	0,041	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_7 г	0,012	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G, AT - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	-	$G, AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$
Q_8 г	0,012	$AT - T_0$	$AT + D(2W, G) - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{вп}}$	$G, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	-	$G, AT - T_0$	$AT - T_{\text{вп}}$
Q_9 г	0,012	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(2W, G) - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	-	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$
Q_{10} г	0,012	$G - T_0$	$G + D(2W, G) - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G + D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	-

Таблиця 2.10 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-500 кВ (II варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,00799$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}
Q_1 Л	0,041	$W - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_2 Л	0,041	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Г	0,012	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_4 Г	0,012	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$
Q_5 Л	0,041	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,041	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
Q_7 Л	0,041	$W - T_0$	$W - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_8 Л	0,041	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_9 Г	0,012	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_{10} Г	0,012	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	–	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$
Q_{11} Г	0,012	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	–

Таблиця 2.11 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-500 кВ

Відмова елемента	ΔP^* , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I варіант						
G	415,6	1	2	3	16	30
W,G		118	–	–	–	–
G + D(W,G)			–	–	3	3
G + D(2W,G)			–	–	–	–
G + D(W,G,AT)			–	–	–	–
G,AT	492	1	–	–	–	4
W,G,AT		118	–	–	–	–
2W	913,7	1	–	–	–	1
2W,G		118	–	–	–	–
W + D(2W,G)	435,4	1	1	–	14	3
W + D(G,AT)		118	–	–	2	1
D(G,AT)	13,7	1	–	–	–	5
G,AT		118	–	–	–	2
W,G,AT	492	1	–	–	–	2
W + D(W,G)		118	–	–	–	–
D(2W,G)	913,7	1	–	–	–	1
W + D(W,G,AT)		118	–	–	–	–
W + D(G,AT)	435,4	1	–	–	4	–
D(G,AT)		118	–	–	–	–
G,AT	893,9	1	–	–	2	–
W,G,AT		118	–	–	–	–
2G	13,7	1	–	–	–	6
W + D(W,G)		118	–	–	–	–
II варіант						
G	415,6	1	2	4	27	37
W,G		118	–	–	3	3
G + D(W,G)	492	1	–	–	–	2
G,AT		118	–	–	–	–
2W	435,4	1	–	–	4	–
G,AT		118	–	–	–	–
2G	893,9	1	–	–	2	–
W + D(W,G)		118	–	–	–	–
W + D(W,G)	13,7	1	–	–	–	6
W + D(W,G)		118	–	–	–	–

*Примітка: інші події та ділення не призводять до втрати потужності ($\Delta P=0$), тому в таблицю 2.11 не внесені.

Таблиця 2.12 – Приведені затрати схем ВРУ-500 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн..	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	157000	172700
Щорічні експл. витрати	131884	14506,8
Очікуваний збиток	2542,894	2264,075
Приведені затрати	39280,894	42675,875

$\Delta Z = 8,3 \% > 5\%$, приймаємо II варіант схеми ВРУ-500 кВ – схему «4/3».

2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожен турбогенератор має робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями (А,В) на стороні 6 кВ, до яких підключаються споживачі (двигуни та трансформатори 6/04 кВ). Резервне живлення здійснюється від трьох пускорезервних трансформаторів (TR) (із них один не підключений, а в складському резерві) через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ), а аварійне – забезпечується дизель-генератором.

Схема власних потреб станції представлена на рисунку 2.8.

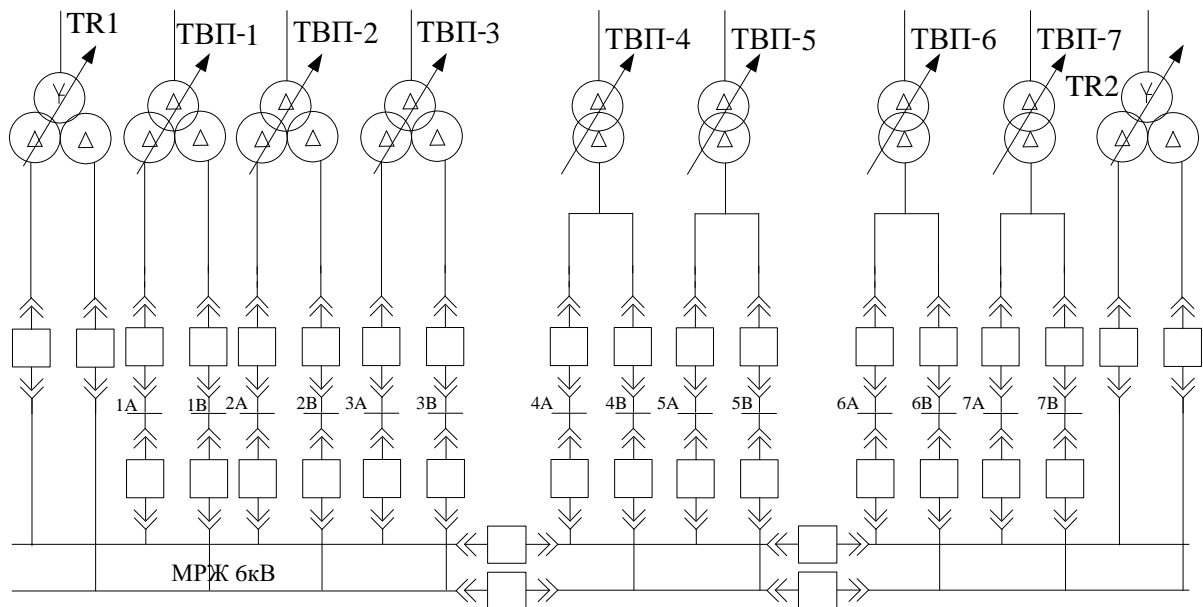


Рисунок 2.8 – Схема власних потреб станції

Всі трансформатори 6 кВ мають пристрій РПН для регулювання напруги, магістраль резервного живлення для підвищення надійності схеми секціонована.

Для живлення споживачів 0,4 кВ до кожної секції підключаємо по два трансформатори типу ТСЗ-630/10 [3]:

$$S_{\text{НОМ}} = 630 \text{кВА}, U_{\text{НОМ}} = 6/0,4 \text{ кВ}, U_{\text{к}} = 8\%, \Delta P_{\text{х}} = 2 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{х}} = 8,5 \text{ кВт}, I_{\text{х}} = 2\%.$$

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.9) та визначаємо параметри її елементів [2]: $S_6=1000$ МВт, $U_6= U_{\text{сер.ном}}$.

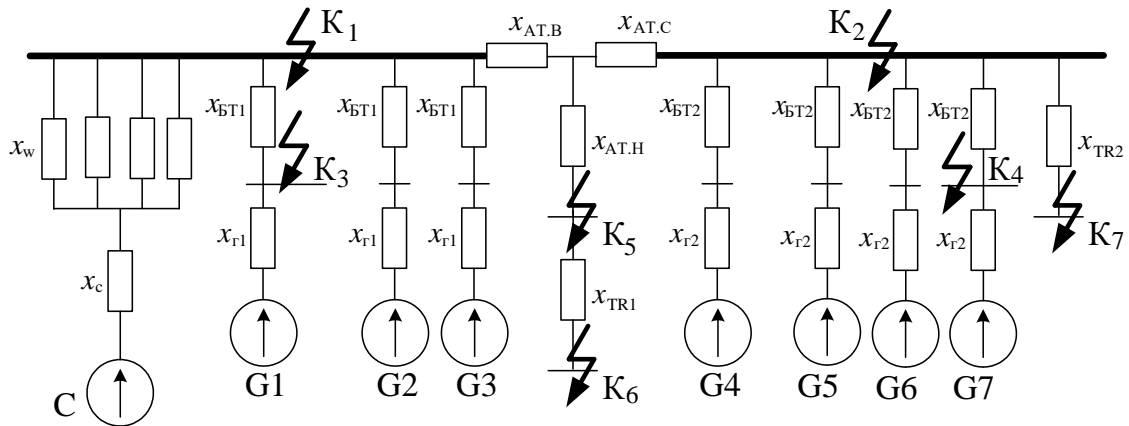


Рисунок 2.9 – Заступна схема електроустановки

Визначимо параметри елементів заступної схеми:

– генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d // \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.31)$$

$$x_{\Gamma 1} = 0,243 \cdot \frac{1000}{588} = 0,413;$$

$$x_{\Gamma 2} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,536;$$

– ЛЕП-500 кВ:

$$x_w = x_{\text{ПИТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.32)$$

$$x_w = 0,3 \cdot 980 \cdot \frac{1000}{515^2} = 1,11;$$

– система:

$$x_c = x_{*c.HOM} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{*HOM}}; \quad (2.33)$$

$$x_c = 0,21 \cdot \frac{1000}{26100} = 0,008;$$

– блочный трансформатор:

$$x_{\delta T} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.HOM}}; \quad (2.34)$$

$$x_{\delta T1} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,22;$$

$$x_{\delta T2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88;$$

– АТЗ:

$$\left. \begin{aligned} x_{AT.B} &= \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.HOM}}; \\ x_{AT.C} &= \frac{u_{KC\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.HOM}}; \\ x_{AT.H} &= \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.HOM}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.35)$$

$$\left. \begin{aligned} u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}); \\ u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}); \\ u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.36)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (35 + 11 - 21,5) = 12,25 \%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (11 + 21,5 - 35) = -1,25 = 0\%;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (35 + 21,5 - 11) = 22,75 \%.$$

$$x_{AT.B} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,24;$$

$$x_{AT.C} = 0;$$

$$x_{AT.H} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,45.$$

– Пускорезервный трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875 u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.Т}}; \quad (2.37)$$

$$x_{TR1} = \frac{1,875 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,95;$$

$$x_{TR2} = \frac{1,875 \cdot 11,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,39.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.10).

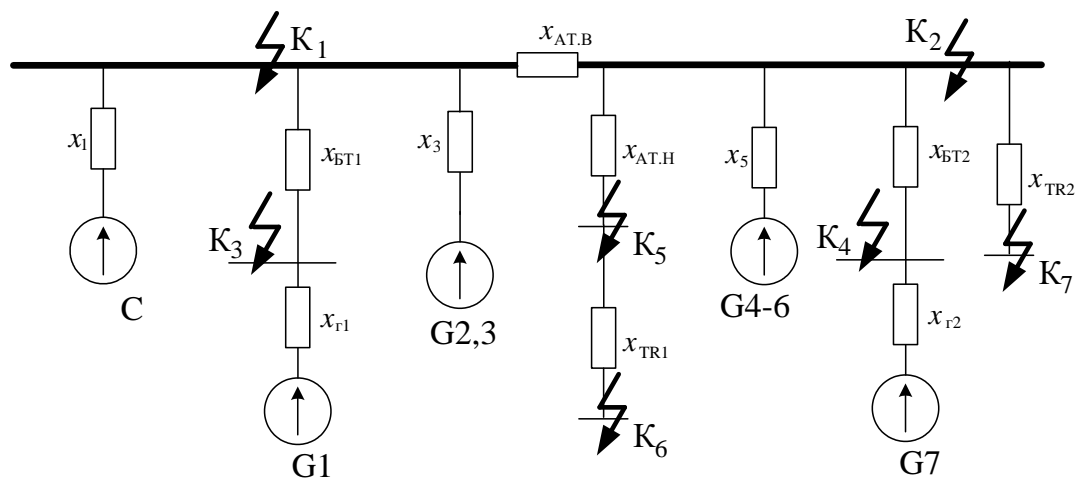


Рисунок 2.10 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_1 = x_w / 3 + x_C;$$

$$x_1 = 1,11/3 + 0,012 = 0,382;$$

$$x_2 = x_{r1} + x_{бТ1};$$

$$x_2 = 0,413 + 0,22 = 0,633.$$

$$x_3 = x_2 / 2;$$

$$x_3 = 0,633/2 = 0,317;$$

$$x_4 = x_{r2} + x_{бТ2};$$

$$x_4 = 1,536 + 0,88 = 2,416;$$

$$x_5 = x_4 / 3;$$

$$x_5 = 2,416 / 3 = 0,81.$$

Базовий струм [2, 5]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot S_{\text{сер.ном}}}; \quad (2.38)$$

$$I_{61} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 515) = 1,12 \text{ кА};$$

$$I_{62} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 2,51 \text{ кА};$$

$$I_{63} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 28,87 \text{ кА};$$

$$I_{64} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 55 \text{ кА};$$

$$I_{65} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{66} = I_{67} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,64 \text{ кА}.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_{*}^{\prime\prime}}{X_{*}^{\prime\prime} \text{рез.}} \cdot I_{6i}; \quad (2.39)$$

де $E_{*}^{\prime\prime}$ – для генераторів: 1,13;

$E_{*}^{\prime\prime}$ – для енергосистеми та власних потреб: 1;

$X_{*}^{\prime\prime} \text{рез.}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.

Визначимо складові струмів КЗ [2]:

– періодичну:

$$I_{\text{нт}} = \gamma_{\text{нт}} \cdot I_{\text{по}}; \quad (2.40)$$

– аперіодичну:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.41)$$

– ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y, \quad (2.42)$$

де $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$;

$t_{\text{ВВ}}$ – власний час вимикання вимикача;

$\gamma_{\text{пт}}$ – коефіцієнт;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

K_y – ударний коефіцієнт.

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ.

К – 1:

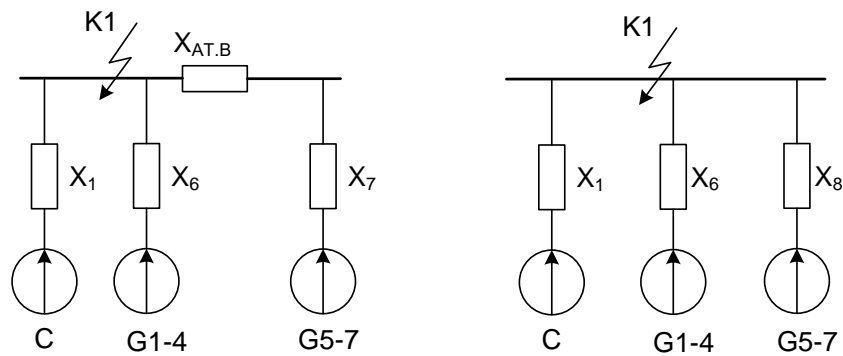


Рисунок 2.11– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_6 = x_2 / 3;$$

$$x_6 = 0,633/3 = 0,211;$$

$$x_7 = x_4 / 4;$$

$$x_7 = 2,416/4 = 0,604;$$

$$x_8 = x_7 + x_{\text{AT.B}};$$

$$x_8 = 0,604 + 0,24 = 0,844;$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,382} \cdot 1,12 = 2,932 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1-3}} = \frac{1,13}{0,211} \cdot 1,12 = 5,998 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G4-7}} = \frac{1,13}{0,844} \cdot 1,12 = 1,5 \text{ (кА)}.$$

Аналогічно проведемо розрахунок струмів $I_{\text{по}}$ для інших точок КЗ.

К-2:

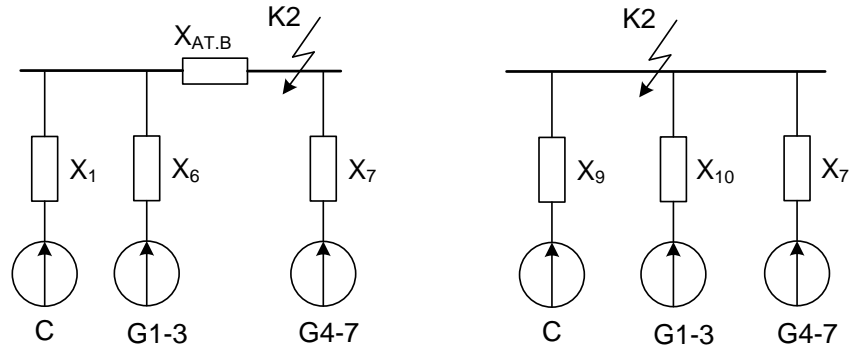


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо $x_{\text{AT.B}}$ між x_1 та x_6 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{\text{AT.B}} \cdot (x_1 + x_6);$$

$$x_9 = x_1 + x_{\Delta} / x_6;$$

$$x_{10} = x_6 + x_{\Delta} / x_1.$$

$$x_{\Delta} = 0,24 \cdot (0,382 + 0,211) = 0,142;$$

$$x_9 = 0,382 + 0,142 / 0,211 = 1,06;$$

$$x_{10} = 0,211 + 0,142 / 0,382 = 0,583;$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{1,06} \cdot 2,51 = 2,368 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1-3}} = \frac{1,13}{0,583} \cdot 2,51 = 4,865 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G4-7}} = \frac{1,13}{0,604} \cdot 2,51 = 4,696 \text{ (кА)}.$$

К-3:

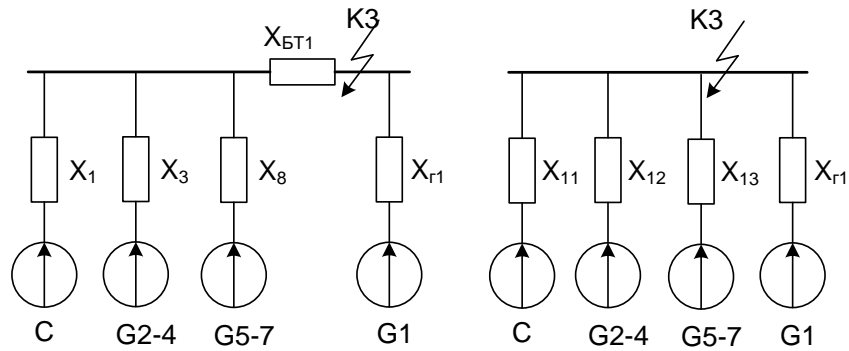


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

Розподіляємо x_{BT1} між x_1 , x_3 та x_8 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{BT1} \cdot (x_1 \cdot x_3 + x_1 \cdot x_8 + x_3 \cdot x_8);$$

$$x_{11} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_3 \cdot x_8};$$

$$x_{12} = x_3 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_8};$$

$$x_{13} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_3 \cdot x_1};$$

$$x_{\Delta} = 0,22 \cdot (0,382 \cdot 0,317 + 0,382 \cdot 0,844 + 0,317 \cdot 0,844) = 0,156;$$

$$x_{11} = 0,382 + \frac{0,156}{0,317 \cdot 0,844} = 0,965;$$

$$x_{12} = 0,317 + \frac{0,156}{0,382 \cdot 0,844} = 0,8;$$

$$x_{13} = 0,844 + \frac{0,156}{0,317 \cdot 0,382} = 2,132;$$

$$I_{по C} = \frac{1}{0,965} \cdot 28,87 = 29,917 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G2,3} = \frac{1,13}{0,8} \cdot 28,87 = 40,779 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G4-7} = \frac{1,13}{2,132} \cdot 28,87 = 15,302 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1}} = \frac{1,13}{0,413} \cdot 28,87 = 78,991 \text{ (кА)}.$$

К-4:

Розподіляємо x_{BT2} між x_9 , x_{10} та x_5 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{\text{BT2}} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_5 + x_{10} \cdot x_5);$$

$$x_{14} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_5};$$

$$x_{15} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_5};$$

$$x_{16} = x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

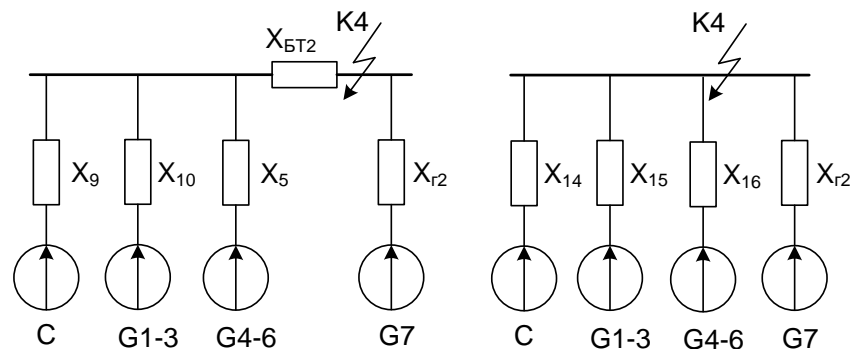


Рисунок 2.14 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$x_{\Delta} = 0,88 \cdot (1,06 \cdot 0,583 + 1,06 \cdot 0,81 + 0,583 \cdot 0,81) = 1,715;$$

$$x_{14} = 1,06 + \frac{1,715}{0,583 \cdot 0,81} = 4,692;$$

$$x_{15} = 0,583 + \frac{1,715}{1,06 \cdot 0,81} = 2,58;$$

$$x_{16} = 0,81 + \frac{1,715}{1,06 \cdot 0,81} = 3,585;$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{4,692} \cdot 55 = 11,722 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1-3}} = \frac{1,13}{2,58} \cdot 55 = 24,089 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G4-6}} = \frac{1,13}{1,86} \cdot 55 = 17,336 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G7}} = \frac{1,13}{1,536} \cdot 55 = 40,462 \text{ (кА)}.$$

К-5:

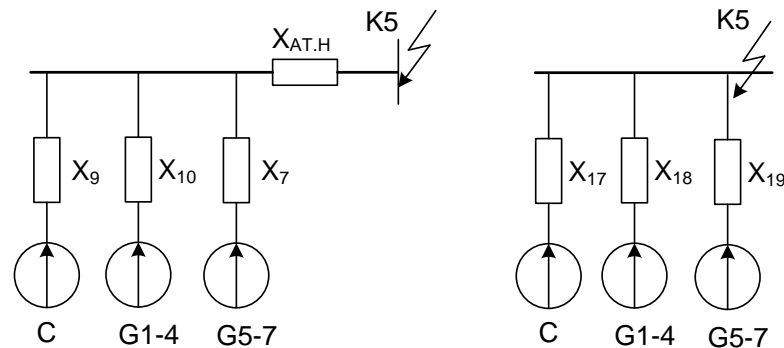


Рисунок 2.15 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

Розподіляємо $x_{\text{AT.H}}$ між x_9 , x_{10} та x_7 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{\text{AT.H}} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_7 + x_{10} \cdot x_7);$$

$$x_{17} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_7};$$

$$x_{18} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_7};$$

$$x_{19} = x_7 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 0,45 \cdot (1,06 \cdot 0,583 + 1,06 \cdot 0,604 + 0,583 \cdot 0,604) = 0,725;$$

$$x_{17} = 1,06 + \frac{0,725}{0,583 \cdot 0,604} = 3,12;$$

$$x_{18} = 0,583 + \frac{0,725}{1,06 \cdot 0,604} = 1,715;$$

$$x_{19} = 0,604 + \frac{0,725}{0,583 \cdot 1,06} = 1,777;$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{3,12} \cdot 15,6 = 5 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{посG1-3}} = \frac{1,13}{1,715} \cdot 15,6 = 10,279 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{посG4-7}} = \frac{1,13}{1,777} \cdot 15,6 = 9,92 \text{ (кА)}.$$

К-6:

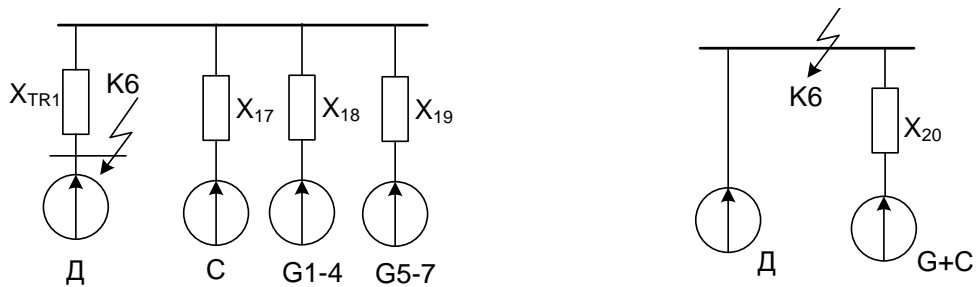


Рисунок 2.16 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$X_{20} = \frac{1}{\frac{1}{X_{17}} + \frac{1}{X_{18}} + \frac{1}{X_{19}}} + X_{\text{TR1}};$$

$$X_{20} = \frac{1}{\frac{1}{3,12} + \frac{1}{1,715} + \frac{1}{1,777}} + 5,95 = 6,63;$$

$$I_{\text{пос+д}} = \frac{1}{6,63} \cdot 91,64 = 13,822 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{посД}} = \frac{4\Sigma P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.43)$$

де $\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25S_{\text{TR.розр.}}$;

$$I_{\text{поД}} = 1,25 \cdot \frac{33,15 \cdot 4}{2 \cdot 6} = 13,813 \text{ (кА)}.$$

К-7:

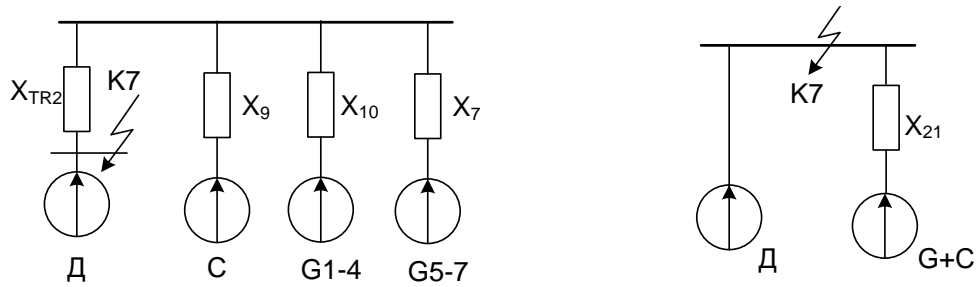


Рисунок 2.17 – Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$X_{21} = \frac{1}{\frac{1}{X_9} + \frac{1}{X_{10}} + \frac{1}{X_7}} + X_{\text{TR}2};$$

$$X_{21} = \frac{1}{\frac{1}{1,06} + \frac{1}{0,583} + \frac{1}{0,604}} + 5,39 = 5,622.$$

$$I_{\text{нос+д}} = \frac{1}{5,622} \cdot 91,64 = 16,3 \text{ (кА)}.$$

Для РУВП-6 кВ за розрахункову приймаємо точку К-7.

Попередньо встановлюємо вимикачі [2]:

а) ВРУ-500 кВ	LTV550E2	$t_{\text{ВВ}}=0,018 \text{ с};$
б) ВРУ-220 кВ	242PMR40	$t_{\text{ВВ}}=0,017 \text{ с};$
в) Сторона 35 кВ АТЗ	ВР35НС	$t_{\text{ВВ}}=0,05 \text{ с};$
г) РУ ВП-6 кВ	ВР2-10	$t_{\text{ВВ}}=0,04 \text{ с}.$

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{пт}}$ для генераторних віток.

К₁: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,98 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{5,998}{1,98} = 3,03; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{\text{п,т}} = 0,95.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 515} = 0,56(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{1,5}{0,56} = 2,68; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{\text{н,}\tau} = 0,96.$$

К₂: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 230} = 4,43(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,865}{4,43} = 1,1; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 0,99.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1,255(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,696}{1,255} = 3,74; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 0,985.$$

К₃: а) G₁:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 29,4(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{78,991}{29,4} = 2,7; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 0,95.$$

б) G_{2,3}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 33,95(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{40,779}{33,95} = 1,2; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 0,985.$$

в) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 20} = 14,43(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{15,302}{14,43} = 1,06; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 0,99.$$

K₄: а) G₇:

$$I'_{\text{НОМ}G7} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,873(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{40,462}{6,873} = 5,9; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 0,87.$$

б) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 97(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{24,089}{97} = 0,25 < 1; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

в) G₄₋₆:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 20,62(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{17,336}{20,62} = 0,84; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

K₅: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 37} = 27,5(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{10,279}{27,5} = 0,37 < 1; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 37} = 7,8(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{9,92}{7,8} = 1,27; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 0,98.$$

Результати розрахунку струмів КЗ зводимо в таблиці 2.13 і 2.14.

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [2]:

$$\left. \begin{aligned} I_{пт.ДВ} &= I_{но.ДВ} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{ат.ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.ДВ} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{у.ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.ДВ} \cdot K_{у.ДВ}. \end{aligned} \right\} \quad (2.44)$$

$$I_{пт.ДВ} = 13,833 \cdot e^{-0,05/0,07} = 6,772 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 13,833 \cdot e^{-0,05/0,04} = 5,604 \text{ (кА)};$$

$$i_{у.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 13,833 \cdot 1,65 = 32,275 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 2.13 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	K_y	T_a, c	τ, c	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{п,\tau}$
К-1 ВРУ-500 кВ	Система	1,85	0,06	0,03	0,627	1,0
	Г 1-3	1,983	0,35	0,03	0,923	0,95
	Г 4-7	1,955	0,26	0,03	0,898	0,96
К-2 ВРУ-220 кВ	Система	1,717	0,03	0,045	0,407	1,0
	Г 1-3	1,983	0,35	0,045	0,926	0,99
	Г 4-7	1,955	0,26	0,045	0,901	0,985
К-3 Г1 500 МВт	Система	1,85	0,06	0,03	0,627	1,0
	Г 2-3	1,983	0,35	0,03	0,923	0,985
	Г 4-7	1,955	0,26	0,03	0,898	0,99
	Г 1	1,98	0,478	0,03	0,943	0,95
К-4 Г7 100 МВт	Система	1,85	0,06	0,045	0,638	1,0
	Г 1-3	1,983	0,35	0,045	0,926	1,0
	Г 4-6	1,955	0,26	0,045	0,901	1,0
	Г 7	1,975	0,4	0,045	0,935	0,87
К-5 НН АТЗ 35 кВ	Система	1,85	0,06	0,06	0,368	1,0
	Г 1-3	1,983	0,35	0,06	0,842	1,0
	Г 4-7	1,955	0,26	0,06	0,794	0,98
К-6, К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г 1-7	1,83	0,051	0,05	0,375	1,0
	Двигуни	1,65	0,04	0,05	0,287	1,0

Таблиця 2.14 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	I_{n0} , кА	i_y , кА	i_{at} , кА	I_{nt} , кА	Примітка
К-1 ВРУ-500	Система	2,932	7,670	2,600	2,932	Комут.апар. і шини
	Г 1-3	5,998	16,818	7,829	5,698	
	Г 4-7	1,500	4,145	1,904	1,440	
	Сума	10,430	28,633	12,333	10,070	
К-2 ВРУ-220	Система	2,368	5,749	1,361	2,368	Комут.апар. і шини
	Г 1-3	4,865	13,641	6,368	4,865	
	Г 4-7	4,696	12,981	5,985	4,696	
	Сума	11,929	32,371	13,715	11,929	
К-3 Г1 500 МВТ	Система	29,917	78,260	26,528	29,917	шини в осн. колі
	Г2,3	40,779	114,342	53,228	40,167	
	Г 4-7	15,302	42,299	19,428	15,149	
	Сума без Г1	85,998	234,902	99,183	85,233	шини до ВП
	Г1	78,991	221,151	105,338	75,041	
	Сума	164,988	456,053	204,521	160,274	
К-4 Г7 100 МВТ	Система	11,722	30,664	10,569	11,722	шини в осн. колі
	Г 1-3	2,409	6,754	3,153	2,409	
	Г 4-6	17,336	47,923	22,095	17,336	
	Сума без Г7	31,467	85,341	35,817	31,467	шини до ВП
	Г7	40,462	112,997	53,479	40,462	
	Сума	71,929	198,338	89,296	71,929	
К-5 НН АТЗ 35 кВ	Система	5,000	13,080	2,601	5,000	Комут.апар
	Г 1-3	10,279	28,821	12,244	10,279	шини
	Г 4-7	9,920	27,423	11,136	9,722	
	Сума	25,199	69,323	25,982	25,000	
К-6 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-7	2,932	7,670	2,600	2,932	Комут.апар шини
	Двигуни	5,998	16,818	7,829	5,698	
	Сума	1,500	4,145	1,904	1,440	
К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-7	16,300	42,179	8,647	16,300	Комут.апар шини
	Двигуни	13,833	32,275	5,604	6,772	
	Сума	30,134	74,453	14,251	23,072	

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-500 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{\text{ГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.45)$$

$$I_{\max.БГ} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.46)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{АТ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.47)$$

$$I_{\max.W} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1224 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.БГ1} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 715,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 167 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 579,2 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.48)$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання КЗ, с.

$$B_k = 10,43^2 (0,2 + 0,35) = 60 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-220 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 618,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.БГ2} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 345,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\max .AT3} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 167 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1974,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\max .TR} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 105,1 \text{ (A)}.$$

$$B_k = 11,929^2 (0,2 + 0,35) = 78,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора G₁ (500 МВт):

$$I_{\max .G} = \frac{I_{G.HOM}}{0,95}. \quad (2.49)$$

$$I_{\max .G} = \frac{17 \cdot 10^3}{0,95} = 17895 \text{ (A)};$$

$$I_{\max .ТВП} = \frac{25500}{\sqrt{3} \cdot 20} = 736 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму [3]:

$$B_k = B_{KП} + B_{Ka} = (B_{пс} + B_{пг} + B_{пгс}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*пг} \cdot I_{п.,o,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{п.,o,г}) \cdot t_{вим} + \\ + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{п.,o,г}^2 \cdot T_{a,г} + 4 \cdot I_c \cdot I_{п.,o,г} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,г})), \quad (2.50)$$

де $t_{вим} = 4 \text{ с}$; $B_{*пг} = 0,3$; $T^* = 0,52$; $T_{a,г} = 0,478 \text{ с}$; $I_{п.,o,г} = 78,991 \text{ кА}$;

$I_c = 85,998 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,35 \text{ с}$.

$$B_k = (85,998^2 + 0,3 \cdot 78,991^2 + 2 \cdot 85,998 \cdot 78,991 \cdot 0,52) \cdot 4 + (85,998^2 \cdot 0,35 + 78,991^2 \cdot 0,478 + \\ + (4 \cdot 85,998 \cdot 78,991) / (1/0,35 + 1/0,478)) = 65329 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора G₇ (100 МВт):

$$I_{\max .G} = \frac{6,875 \cdot 10^3}{0,95} = 7237 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \cdot \text{ТВП}} = \frac{5100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 280,4 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму [3]:

$$B_{\kappa} = (40,462^2 + 0,3 \cdot 71,929^2 + 2 \cdot 40,462 \cdot 71,929 \cdot 0,52) \cdot 4 + (40,462^2 \cdot 0,35 + 71,929^2 \cdot 0,4 + (4 \cdot 40,462 \cdot 71,929) / (1/0,35 + 1/0,4)) = 11222 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$; $B_{\text{шт}} = 0,3$; $T^* = 0,52$; $T_{\text{а,г}} = 0,4 \text{ с}$; $I_{\text{п,о,г}} = 71,929 \text{ кА}$;
 $I_{\text{с}} = 40,462 \text{ кА}$; $T_{\text{а,с}} = 0,35 \text{ с}$.

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max \text{ ТВП}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1541,4 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ TR}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1926,8 \text{ (A)}.$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{нод}}^2 (0,5T'_{\text{д}} + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{нод}} (T'_{\text{д}} + T_{\text{асх}}), \quad (2.51)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}} I_{\text{нод}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{нод}}};$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,051 \cdot 16,3 + 0,04 \cdot 13,833}{16,3 + 13,833} = 0,046 \text{ (с)}.$$

$$B_{\kappa} = 16,3^2 (0,3 + 0,046) + 13,833^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,046) + 2 \cdot 16,3 \cdot 13,833 (0,07 + 0,046) = 160 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Сторона НН АТЗ 35 кВ:

$$I_{\max \cdot \text{TR}} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 660,6 \text{ (A)}.$$

$$B_{\kappa} = 25,199^2 (0,2 + 0,35) = 349,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Таблиця 2.15 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

ВРУ-500 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	LTV550E2	РПД-500-1/3200У1
$U_{уст} = 500$ кВ $I_{max} = 1224$ А $I_{п,τ} = 10,07$ кА $i_{а,τ} = 12,333$ кА $I_{п,о} = 10,43$ кА $i_y = 28,633$ кА $B_k = 60$ кА ² ·с	$U_{ном} = 500$ кВ $I_{ном} = 3150$ А $I_{вим.ном} = 50$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 50 = 35,25$ кА $I_{дин} = 40$ кА $i_{дин} = 128$ кА $I^2_T \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500$ кА ² ·с	$U_{ном} = 750$ кВ $I_{ном} = 3200$ А - - - $i_{дин} = 162$ кА $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938$ кА ² ·с
ВРУ-220 кВ	245 PMG40-20B	РНД3.1-220/2000У1
$U_{уст} = 220$ кВ $I_{max} = 1974,5$ А $I_{п,τ} = 11,929$ кА $i_{а,τ} = 13,715$ кА $I_{п,о} = 11,929$ кА $i_y = 32,371$ кА $B_k = 78,3$ кА ² ·с	$U_{ном} = 220$ кВ $I_{ном} = 2000$ А $I_{вим.ном} = 40$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74$ кА $I_{дин} = 40$ кА $i_{дин} = 102$ кА $I^2_T \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$U_{ном} = 220$ кВ $I_{ном} = 2000$ А - - - $i_{дин} = 100$ кА $I^2_T \cdot t_T = 4800$ кА ² ·с
Сторона 35 кВ АТЗ:	VD4 36	РНД3.1-35/2000У1
$U_{уст} = 35$ кВ $I_{max} = 660,6$ А $I_{пτ} = 25,0$ кА $i_{аτ} = 25,982$ кА $\sqrt{2} I_{пτ} + i_{аτ} = 60,33$ кА $I_{по} = 25,199$ кА $i_y = 69,323$ кА $B_k = 349,2$ кА ² ·с	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{ном} = 3150$ кА $I_{вим.ном} = 31,5$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 31,5 = 15,6$ кА $\sqrt{2} I_{вим.ном} (1 + B_{ном}) = 61,1$ кА $I_{дин} = 31,5$ кА $i_{дин} = 80$ кА $I^2_T \cdot t_T = 2976,8$ кА ² ·с	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{ном} = 2000$ А - - $i_{дин} = 80$ кА $I^2_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА ² ·с
РУ ВП 6 кВ:	ВР3-10	Комірка КРУ типу КУ10
$U_{уст} = 6$ кВ $I_{max} = 1926,8$ А $I_{п,τ} = 16,3$ кА $i_{а,τ} = 8,647$ кА $I_{п,о} = 16,3$ кА $i_y = 42,179$ кА $B_k = 160$ кА ² ·с	$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} = 2000$ А $I_{вим.ном} = 40$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 40 = 12,97$ кА $I_{дин} = 40$ кА $i_{дин} = 102$ кА $I^2_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА ² ·с	$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} = 3150$ А

2.9 Вибір струмоведучих частин

Збірні шини ВРУ-500 кВ

$$I_{\max} = 1224 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 10,43 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 28,633 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо три проводи марки АС 300/204:

$$d = 29,2 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 700 \text{ А}; D = 600 \text{ см}; a = 40 \text{ см}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.52)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1224 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 700 = 2100 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [2]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 E_0, \quad (2.53)$$

де E_0 – початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см;

E – напруженість поля біля поверхні проводів, кВ/см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{r_0}), \quad (2.54)$$

де $m = 0,82$ – коефіцієнт жорсткуватості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{1,46}) = 31 \text{ кВ/см}.$$

$$E = K \cdot 0,354 \cdot U_{\max} / (n \cdot r_0 \cdot \lg(D_{\text{cp}} / r_{\text{ек}})), \quad (2.55)$$

де K – коефіцієнт, який враховує кількість проводів в фазі;

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

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см;

n – кількість проводів в фазі, шт.

Для $n=3$:

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot r_0 / a ;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2} ,$$

де $a = 40$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі.

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot 1,46 / 40 = 1,126;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,46 \cdot 40^2} = 13,27 \text{ см.}$$

$$E = 1,126 \cdot 0,354 \cdot 525 / (3 \cdot 1,46 \cdot \lg(756 / 13,27)) = 27,1 \text{ кВ/см.}$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot 27,1 = 29 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ кВ/см.}$$

Умова не виконується.

Встановлюємо чотири проводи марки АС 300/204:

$$K = 1 + 3\sqrt{2} \cdot 1,46 / 40 = 1,154;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,46 \cdot 40^3} = 19,05 \text{ см.}$$

$$E = 1,154 \cdot 0,354 \cdot 525 / (4 \cdot 1,46 \cdot \lg(756 / 19,05)) = 23 \text{ кВ/см.}$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot 23 = 24,6 \text{ кВ/см} < 27,9 \text{ кВ/см.}$$

Збірні шини ВРУ – 220 кВ

$$I_{\max} = 1974,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 11,929 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 32,371 \text{ кА} < 50 \text{ кА.}$$

Приймаємо два проводи марки АС 550/71:

$$d = 32,4 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А}; D = 400 \text{ см.}$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см};$$

$$I_{\max} = 1974,5 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{1,62}) = 30,7 \text{ кВ/см};$$

$$E = 0,354 \cdot 242 / (1,62 \cdot \lg(504 / 1,62)) = 21,2 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot 21,2 = 22,7 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,7 = 27,6 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

Сторона 35 кВ АТЗ

$$I_{\max} = 660,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 25,199 \text{ кА} > 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 69,323 \text{ кА} > 50 \text{ кА.}$$

Приймаємо провід марки АС 300/66:

$$d = 24,5 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}; D = 150 \text{ см}; a_{\text{доп}} = 0,30 \text{ м}; m_1 = 1,313 \text{ кг/м.}$$

$$I_{\max} = 660,6 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 680 \text{ А.}$$

Перевірка на схрещування проводів:

- зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot I_{\text{п,о}}^{(3)2} / D;$$

$$f = 0,15 \cdot 25,199^2 / 1,5 = 63,5 \text{ Н/м};$$

- сила тяжіння 1 м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1;$$
$$g = 9,8 \cdot 1,313 = 12,9 \text{ Н/м.}$$

- визначаємо співвідношення: $\sqrt{h} / t_{\text{ек}}$ та f/g ;

де $h = 2,5$ – монтажна стріла провисання проводу, м;

$t_{\text{ек}}$ – еквівалентний за імпульсом час дії диференціального захисту, с;

$$t_{\text{ек}} = t_3 + 0,05 = 0,15 \text{ с;}$$
$$\sqrt{h} / t_{\text{ек}} = \sqrt{2,5} / 0,15 = 10,5;$$
$$f/g = 63,5/12,9 = 4,9.$$

- визначимо відхилення проводу (рисунок 5.1) $b/h = 0,6$;

$$b = 2,5 \cdot 0,6 = 1,5 \text{ м.}$$

- допустиме відхилення фази:

$$b_{\text{доп}} = (D - d - a_{\text{доп}}) / 2 ;$$

де $a_{\text{доп}} = 3,5$ м- найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення, м;

d – діаметр струмопроводу, м.

$$b_{\text{доп}} = (1,5 - 0,0245 - 0,3) / 2 = 0,59 \text{ см} < b = 1,5 \text{ м.}$$

Встановлюємо в прогоні додаткову опору та збільшуємо відстань між фазами: $D = 2$ м.

Генератор ТГВ-500-2У3.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному полі типу ТЭКНЕ-20/20000-560У1:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 17895 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 20000 \text{ А};$$

$$i_y = 234,902 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 560 \text{ кА}.$$

б) на відгалужені до ТВП типу ТЭКНЕ-20/20000-750У1:

$$U_{\text{уст.}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 736 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 20000 \text{ А};$$

$$i_y = 456,053 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 300 \text{ кА}.$$

Генератор ТГВ-200-2У3.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному полі типу ТЭКНЕ-20/9000-300У1:

$$U_{\text{уст.}} = 10,5 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 7237 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 9000 \text{ А};$$

$$i_y = 1125,997 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалужені до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-375У1:

$$U_{\text{уст.}} = 10,5 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 280,4 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 198,338 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 375 \text{ кА}.$$

РУ ВП-6 кВ:

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЗК-6-2000-81 [3]:

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

$$I_{\text{max}} = 1926,8 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 74,453 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 81 \text{ кА}.$$

Вибираємо кабель до електродвигуна циркуляційного насоса типу ВАН 143/51-10У3 [3]: $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$; $P_{\text{ном}} = 1250 \text{ Н}$; $I_{\text{ном}} = 149 \text{ А}$; $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,827$; $n_{\text{ном}} = 593 \text{ об/хв}$; $K_{\text{п}} = 4,2$.

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі: $B_{\text{к}} = 137,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
 $T_{\text{max}} = 3800 \text{ год}$; $V_0 = 35 \text{ }^\circ\text{C}$.

Вибираємо кабель марки ААШВ, 6 кВ, трьохжильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 149/1,4 = 106,4 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель $3 \times 120 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 190 \text{ А}$; $K_{\text{п}} = 0,87$; $I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 190 = 165,3 \text{ А} > 149 \text{ А}$.

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{160 \cdot 10^6}}{98} = 129 \text{ мм}^2 > q = 120 \text{ мм}^2.$$

Умова не виконується. Збільшуємо переріз кабелю, приймаємо кабель $3 \times 150 \text{ мм}^2$.

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-500 кВ.

Таблиця 2.16 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму TG-550

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 550 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1224 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{y}} = 28,633 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 60 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r^2 = 8,64 \text{ Ом}$	$r_{\text{ном}}^2 = 20 \text{ Ом}$

Примітки: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10P ;

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$I_{розр} = 175 \text{ м};$

г) $I_{2ном} = 1 \text{ А}.$

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням (таблиця 2.17).

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	–	2,5
Разом:		6,5	0,1	6,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (2.56)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2ном} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.57)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4(\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.58)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,4 = 0,23 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом $q = 1,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,64 \text{ (Ом)} < 20 \text{ (Ом)}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу SVS 550:

$$U_{1\text{ном}} = 500000 / \sqrt{3} \text{ (В)};$$

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

$$U_{3\text{дод}} = 100 \text{ (В)};$$

$$S_{2\text{ном}0,5} = 300 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження SVS 550

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cos φ	Sin φ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Разом:							35	9,7

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3 \text{ (В} \cdot \text{А)} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 300 = 900 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил $q = 1,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Таблиця 2.19 – Вимірювальні трансформатори КЕС

Місце розташування	Трансформатори струму	Трансформатори напруги
ВРУ-500 кВ	TG-550	SVS 550
ВРУ-220 кВ	TG-245	SVS 245
Генератор 500 МВт	ТШВ-24	ЗОМ-1/20, ЗНОМ-20
Генератор 100 МВт	ТШВ-15	ЗОМ-1/10, ЗНОМ-10
БТ1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-500-I-1000/1 ТШВ-24	- -
БТ2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ220-I-1000/5 ТШ-20	- -
Трансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ-500-I-600/1 ТВТ-220-I-2000/1 ТВТ-35-I-1000/1	- - -
ПРТВП1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-35-I-1000/1 ТПЛ-10	- -
ПРТВП2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-220-I-1000/1 ТПЛ-10	- -
ТВП1: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТПЛ-10	- -
ТВП2: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТПЛ-10	- -
РУ ВП-6 кВ	ТПЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.11 Вибір акумуляторної батареї

На станціях з блочними схемами для кожних двох агрегатів, які обслуговуються з одного БЩУ, передбачається одна акумуляторна батарея (АБ). АБ встановлюються в головному корпусі; мають елементний комутатор та працюють в режимі постійного підзаряду. Кожна батарея має свій підзарядний пристрій, а для нарядника передбачається один загальностанційний зарядний агрегат [2, 6]. Встановлюємо по одній АБ на блок 500 МВт та по одній АБ на два блоки 100 МВт.

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах: $U_{ш} = 230 \text{ В}$
- номінальна напруга батареї: $U_{ном} = 220 \text{ В}$
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{пз} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду: $U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці зарядки: $U_3 = 2,75 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї: $n_o = 108$
- кількість додаткових елементів: $n_d = 22$
- загальна кількість батарей: $n = 130$

Приймаємо акумуляторну батарею типу «Varta».

Навантаження батарей підраховано в таблицях 2.20, 2.21.

Таблиця 2.20 – Розрахунок навантаження установки постійного струму енергоблоку потужністю 500 МВт

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_{п},$ А
Постійне навантаження	-	-	-	35	-	35	35
Аварійне освітлення	-	-	-	180	-	180	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	1	42	216	190	540	190	540
Електродвигун аварійного маслонасоса змащування турбіни	1	42	216	140	540	140	140
Разом						575	745

Таблиця 2.21 – Розрахунок навантаження установки постійного струму двох енергоблоків потужністю по 100 МВт

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{п}},$ А
Постійне навантаження	—	—	—	20	—	20	20
Аварійне освітлення	—	—	—	160	—	160	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслососа ущільнень генератора	2	8	43,5	40	130	80	—
Електродвигун аварійного маслососа змащування турбіни	2	14	73,5	73	184	146	368
Разом						436	418

Типовий номер АБ [3]

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j; \quad (2.47)$$

$$N_1 = 1,05 \cdot 575 / 25 = 24,2;$$

$$N_2 = 1,05 \cdot 436 / 25 = 18,3.$$

Перевіряємо АБ за струмом поштовху:

$$N = I_{\text{п}} / 46; \quad (2.48)$$

$$N_1 = 745 / 46 = 16,2;$$

$$N_2 = 418 / 46 = 9,1.$$

Приймаємо $N_1 = 28$; $N_2 = 20$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{\text{п}} = I_{\text{п}} / N; \quad (2.49)$$

$$j_{п1} = 745/28 = 26,6 \text{ A/N};$$

$$j_{п2} = 418/20 = 20,9 \text{ A/N}.$$

За допомогою рисунку 7.2 [6] визначаємо напругу споживачів, яка повинна бути не менше 85% $U_{ном}$ з врахуваннями спаду напруги в кабелі (5% $U_{ном}$): $U_1 = 87\%$; $U_2 = 93\%$.

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{пост} + 0,15 \cdot N \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}; \quad (2.50)$$

$$I_{ПЗП1} = 35 + 0,15 \cdot 28 = 39,2 \text{ A};$$

$$I_{ПЗП2} = 20 + 0,15 \cdot 20 = 23 \text{ A};$$

$$U_{ПЗП} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}.$$

Вибираємо ПЗП типу ВА3П380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А.

Розрахунковий струм та напруга автоматичного підзарядного пристрою додаткових елементів [3]:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗПд} &= 0,05 \cdot N \\ U_{ПЗПд} &= U_{ПЗ} \cdot n_d \end{aligned} \right\}; \quad (2.51)$$

$$I_{ПЗПд1} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ A};$$

$$I_{ПЗПд2} = 0,05 \cdot 20 = 1,0 \text{ A};$$

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

Вибираємо ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{3\Pi} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N \\ U_{3\Pi} &= U_3 \cdot n \end{aligned} \right\}; \quad (2.52)$$

$$I_{3\Pi1} = 35 + 5 \cdot 28 = 175 \text{ A};$$

$$I_{3\Pi2} = 20 + 5 \cdot 20 = 120 \text{ A};$$

$$U_{3\Pi} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники та обмежувачі перенапруг [4]:

1. ЛЕП-500 кВ, сторона ВН БТ1 та АТЗ	ОПН-500У1;
2. ЛЕП – 220 кВ, сторона ВН БТ2 та TR2, сторона СН АТЗ	ОПН-220 У1
3. Нейтраль БТ2	ОПН-110 У1
4. Сторона НН БТ1	ОПН-20 У1
5. Сторона НН БТ2	ОПН-10 У1
6. Сторона НН АТЗ	ОПН-35 У1
7. Сторона НН ТВП, TR1 та TR2	ОПН-6У1

Для забезпечення нормальної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

а) ЛЕП-500 кВ	ВЗ-1250-0,5 У1
б) ЛЕП-220 кВ	ВЗ – 630 -0,5 У1

Для обмеження перенапруг на ЛЕП-500 кВ в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтовий реактор типу РОДЦ-60000/500 У1.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ВИПРОБУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ

1. Чинними нормами випробувань слід керуватися при введенні електроустаткування в роботу та в процесі його експлуатації. Поряд із Нормами слід керуватися діючими керівними документами, а також інструкціями заводів-виробників електрообладнання, якщо вони не суперечать вимогам Норм.

2. Налагоджувальні роботи організують так, щоб кількість операцій, необхідних для вимірювань та випробувань, була мінімальною або не перевищувала вимог заводських інструкцій та затверджених методик.

3. У Нормах наводяться перелік випробувань та гранично допустимі значення контрольованих параметрів. Технічний стан електрообладнання визначається не лише шляхом порівняння результатів конкретних випробувань із нормованими значеннями, а й за сукупністю результатів усіх проведених випробувань, оглядів та даних експлуатації. Значення, отримані при випробуваннях, завжди повинні бути зіставлені з результатами вимірювань на інших фазах електрообладнання і на однотипному обладнанні. Однак головним є зіставлення виміряних при випробуваннях значень параметрів електрообладнання з їх вихідними значеннями та оцінка відмінностей за вказаними в Нормах допустимими змінами. Вихід значень параметрів за встановлені межі (граничні значення) слід розглядати як ознаку дефектів, які можуть призвести до відмови обладнання.

4. Як вихідні значення контрольованих параметрів при введенні в експлуатацію нового електрообладнання приймають значення, зазначені в паспорті або протоколі заводських випробувань. При експлуатаційних випробуваннях, включаючи випробування при виведенні в капітальний ремонт, як вихідні приймаються значення параметрів, визначені випробуваннями при введенні в експлуатацію нового електрообладнання.

5. Контроль електрообладнання виробництва іноземних фірм за наявності експертного висновку РАТ "ЄЕС України" щодо відповідності функціональних показників цього обладнання умовам експлуатації та діючим галузевим вимогам проводиться відповідно до вказівок фірми-постачальника.

6. Обсяг випробувань електроустаткування розподільних мереж напругою до 20 кВ може встановлюватись технічним керівником підприємства, що експлуатує електромережі.

7. Апарати повинні бути перевірені суцільним контролем.

8. Електричне налагодження високовольтного обладнання може проводитись на стадії монтажу, якщо після монтажу доступ до обладнання буде неможливим.

9. Тепловізійний контроль стану електрообладнання рекомендується проводити для розподільних пристроїв загалом. Для закритих розподільних пристроїв контроль проводиться, якщо це дозволяє їхня конструкція.

Обсяг та норми випробувань електрообладнання та апаратів електростанцій, підстанцій та ліній електропередачі визначені в РД 34.45-51.300-97 «Обсяг та норми випробування електрообладнання», в розділі 1.8 ПУЕ, у розділах 2 і 3 ПТЕЕП, конкретизовані в додатку бути уточнені у заводській документації на електроустаткування.

3.1 Випробування ізоляції підвищеною напругою

Випробування ізоляції підвищеною напругою виробляються виявлення зосереджених дефектів в ізоляції електрообладнання, не виявлених попередніх випробуваннях через недостатнього рівня напруженості електричного поля. Випробування підвищеною напругою є основним випробуванням, після якого виноситься остаточна думка про можливість нормальної роботи обладнання в умовах експлуатації.

Випробування підвищеною напругою повинні передувати ретельний огляд та оцінка стану ізоляції іншими методами.

Випробування підвищеною напругою промислової частоти є обов'язковим для електрообладнання на напругу до 35 кВ включно.

За відсутності необхідної випробувальної апаратури змінного струму допускається випробувувати електрообладнання розподільних пристроїв напругою до 20 кВ підвищеною випрямленою напругою, яка повинна дорівнювати півторакратному значенню випробувальної напруги промислової частоти. (П.1.11 РД 34.45-51.300-97).

Якщо випробування випрямленою напругою або напругою промислової частоти проводиться без від'єднання ошиновки електрообладнання розподільного пристрою, то значення випробувальної напруги приймається за нормами електрообладнання з найнижчим рівнем випробувального напруги.

Випробування підвищеною напругою ізоляторів та трансформаторів струму, з'єднаних із силовими кабелями 6-10 кВ, може здійснюватися разом із кабелями. Оцінка стану проводиться у разі нормам, прийнятим для силових кабелів. (П.1.12 РД 34.45-51.300-97).

Встановлений рівень випробувальних напруг відповідає пробивним напругам ізоляції за наявності в них зосереджених дефектів.

Рівень випробувальних напруг електрообладнання при введенні його в експлуатацію нижче заводських випробувальних напруг і становить $0,9 \cdot U_{исп.}$. Це пояснюється тим, що в процесі випробувань недоцільно розвивати незначні дефекти, що не впливають на нормальну роботу, до небезпечних, які, зменшуючи електричну міцність, можуть проявитися в процесі експлуатації.

При випробуваннях електрообладнання підвищеною напругою частоти 50 Гц, а також при вимірюванні струму та втрат холостого ходу силових та вимірювальних трансформаторів рекомендується використовувати лінійну напругу мережі живлення. (П.2.6 РД 34.45-51.300-97).

Випробувальна напруга повинна підніматися плавно зі швидкістю, що допускає візуальний контроль за вимірювальними приладами, і після досягнення встановленого значення підтримуватиметься незмінним протягом усього часу випробування. Після необхідної витримки напруга плавно знижується до не більше однієї третини випробувального і відключається.

Під тривалістю випробування мається на увазі час застосування повної випробувальної напруги, встановленого Нормами. ((П.2.7 РД 34.45-51.300-97).

Основним недоліком випробування випрямленою напругою є нерівномірний розподіл напруги за товщиною ізоляції (через неоднорідність) залежно від провідності окремих її частин.

Випробування випрямленою напругою має і переваги:

1. Випрямлене напруження менш небезпечне для ізоляції (пробивне випрямлене напруження вище, ніж змінне, в середньому в 1.5 рази).

2. У машин розподіл напруги вздовж ізоляції обмотки рівномірніше при випрямленому напрузі, завдяки чому однаково випробовуються низові та лобові частини її.

Крім того, при таких випробуваннях є можливість вимірювання струмів витоку, що є додатковим критерієм оцінки стану ізоляції.

У тих випадках, коли випробування ізоляції проводиться як змінною, так і випрямленою напругою, випробування випрямленою напругою має передувати випробуванню змінною напругою.

Випробувальна напруга та тривалість випробування для кожного виду обладнання визначається встановленими нормами.

3.2. Випробування ізоляції підвищеною напругою змінного струму промислової частоти.

Випробування підвищеною напругою у випадку проводяться за схемою представленої на рис. 1.1.

Швидкість підвищення напруги до однієї третини випробувального значення може бути довільною, надалі випробувальна напруга слід підвищувати плавно зі швидкістю, що допускає візуальний відлік на вимірювальних приладах. Після встановленої тривалості випробування напруга плавно знижується до значення, що не перевищує однієї третини випробувального, і відключається.

Для запобігання неприпустимим перенапругам при випробуваннях (через вищі гармонічні складові в кривій випробувальної напруги) випробувальна установка повинна бути включена по можливості на лінійну напругу мережі (найбільш небезпечна третя гармоніка в лінійній напрузі відсутня).

Випробувальна напруга зазвичай вимірюють на стороні низької напруги. Винятки становлять відповідальні випробування ізоляції генераторів, великих електродвигунів тощо.

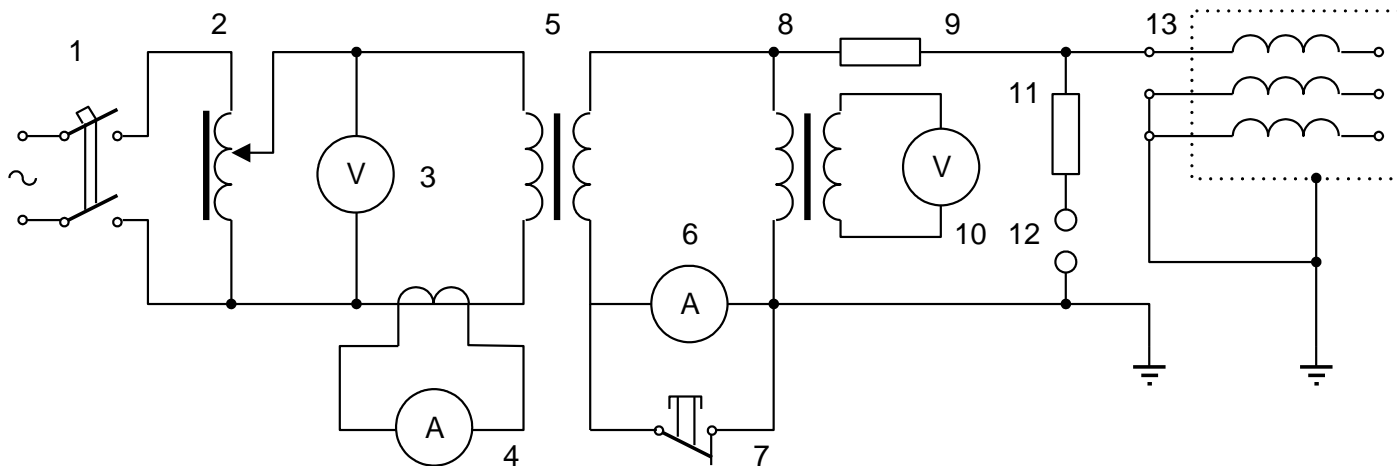


Рисунок 3.1 - Схема випробування ізоляції електрообладнання підвищеною напругою змінного струму.

- 1 - автоматичний вимикач;
- 2 - регулювальна колона;
- 3, 10 - вольтметр;
- 4 - амперметр для вимірювання струму на стороні низької напруги;
- 5 - випробувальний трансформатор;
- 6 - міліамперметр для вимірювання струму витoku досліджуваної ізоляції;
- 7 - кнопка шунтування міліамперметра для захисту його від перевантаження;
- 8 - трансформатор напруги;
- 9 - резистор для обмеження струму в випробувальному трансформаторі при пробую в досліджуваній ізоляції (1-2 Ом на 1 В випробувальної напруги);
- 11 - те саме для обмеження комутаційних перенапруг на досліджуваній ізоляції при пробую розрядника (1 Ом на 1 В випробувальної напруги);
- 12 - іскровий розрядник;
- 13 - тестовий об'єкт.

Істотний вплив на випробування може надавати ємність об'єкта. Так для об'єктів з великою ємністю випробувальна напруга може перевищувати нормоване через ємнісну вольтодобавку. Також ємність істотно впливає на вибір потужності випробувальної установки, яка визначається

$$S_{\text{исп}} = \omega C U_{\text{исп}}^2 \cdot 10^{-9}, \text{кВ}\cdot\text{А},$$

де C - ємність ізоляції, що випробується, пФ; $U_{\text{исп}}$ - випробувальна напруга, кВ; ω - кутова частота випробувальної напруги ($\omega = 2\pi f$).

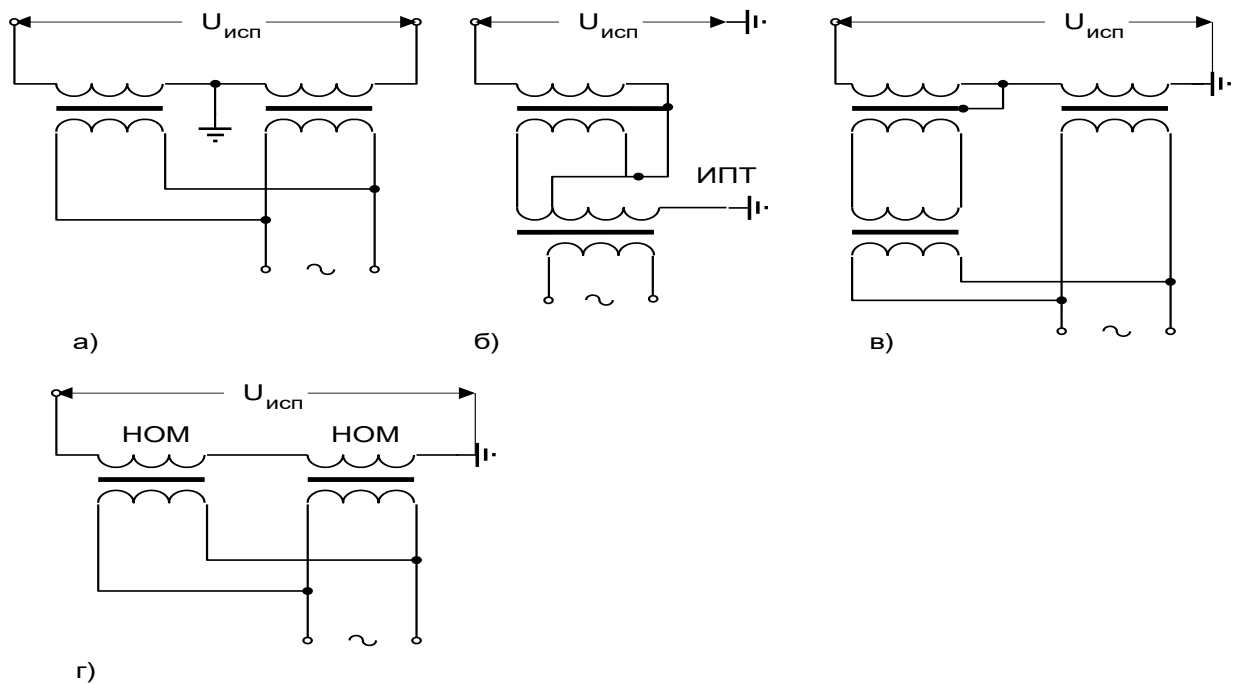


Рисунок 3.2.- Схеми подвоєння випробувальної напруги.

ІПТ – ізолюючий проміжний трансформатор; НОМ – трансформатор напруги однофазний; а) - випробувана ізоляція ізольовані від корпусу.

У разі, якщо необхідна потужність для випробування перевищує потужність наявних трансформаторів вдаються до компенсації ємнісного струму навантаження ізоляції за допомогою індуктивності (дугогасний реактор, спеціально виготовлений дросель), що підключається паралельно випробуваній ізоляції.

При проведенні випробувань необхідно виключити можливість перекриття повітрям ізоляції на заземлені частини об'єкта, що випробовується, і частин, що знаходяться під робочою напругою.

Мінімально допустимі відстані між вводами і відведення до будь-якої заземленої деталі при випробувальній напрузі 25 кв. , При 230 кВ-900-965 мм, при 320 кВ-1200-1340 мм, при 460 кВ-1725-1925 мм.

В електроустановках не допускається наближення людей, механізмів і вантажопідіймальних машин до негороджених струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, на відстані менш зазначених у табл. 3.1. (п.1.3.3 ПОТРМ)

3.3 Випробування ізоляції випрямленою напругою.

Для випробування ізоляції випрямленою напругою, як правило, застосовується схема однонапівперіодного випрямлення.

Порядок проведення випробувань аналогічний до випробувань на змінному струмі додатково повинен проводитися контроль за струмом витоку.

Навантаження випробувального трансформатора незначне, тому що воно визначається втратами в опорі ізоляції постійному струму, тому при випробуваннях можна використовувати вимірювальний трансформатор напруги. Вимірювання випробувального напруги здійснюється, як правило, на стороні низької напруги випробувального трансформатора. Тому, при вимірах необхідно враховувати коефіцієнт трансформації трансформатора, а остаточний результат помножити на (бо випрямлене напруження визначається амплітудним значенням, а вольтметр фіксує ефективне значення прикладеної напруги).

Після випробування випрямленою напругою необхідно розрядити об'єкт випробування, що заземлюють штангою. Після розряду об'єкт випробування повинен бути заземлений на час від 15 хв. до 1 години.

3.4 Обробка даних, отриманих під час вимірів .

Первинні записи робочого зошита повинні містити такі дані:

- дату вимірів, температуру, вологість.

- температуру ізоляції (на відміну від температури приміщення)
- найменування, тип, номінальні дані електроустаткування
- використовувану схему, результати випробувань, перелік використовуваних приладів

Протокол випробувань повинен містити такі основні відомості:

- найменування організації та адресу ЕТЛ;
- реєстраційні дані на атестати електролабораторії, ким вони видані;
- нормативні документи, відповідність вимогам якого проведено випробування (стандарт, правила, норми);
- перелік застосовуваного випробувального обладнання та засобів вимірювань, діапазону та точності вимірювань, даних про номер метрологічного атестата або свідоцтва та дату останньої та чергової атестації та перевірки;
- значення показників за нормативними документами та допусками за необхідності;
- Фактичні значення виміряних показників;
- Висновок про відповідність нормативному документу за кожним показником та загалом про придатність електрообладнання до експлуатації.

Дані вимірювань не повинні виходити за допустимі значення на даний тип, встановлені заводом-виробником.

3.5 Визначення похибок вимірів.

Визначення похибок вимірювань під час проведення вимірювань приладами загального призначення

Замір'яне приладом значення завжди відрізняється від дійсного значення, тобто. завжди є якась похибка вимірів.

Ступінь наближення виміряного значення до дійсного характеризує відносну похибку, яка визначається наступним виразом:

$$\gamma_{H.B.} = \gamma_g \frac{A_H}{A}$$

де,

$\gamma_{H.B.}$ - найбільша можлива відносна похибка виміру;

γ_g – клас точності приладу – допустиме значення наведеної похибки;

A_H – верхня межа вимірювання приладу;

A – виміряна величина.

Додаткова похибка при відхиленні приладу від робочого горизонтального становища не більше 10 градусів враховується у величині найбільшої відносної похибки виміру $\gamma_{Н.В.}$, тобто. похибка виміру подвоюється.

Основна похибка амперметра чи вольтметра визначається виразом:

$$\gamma_{Н.В.} = \pm \left[\gamma_g + \left(\frac{A_H}{A} - 1 \right) \right], \%$$

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Заходи безпеки під час проведення випробувань та охорона навколишнього середовища .

Працівники ЕТЛ як працівники, що відряджаються, повинні мати посвідчення встановленої форми про перевірку знань норм і правил роботи в електроустановках з позначкою про групу, присвоєну комісією командуючої організації.

Працівники електролабораторії повинні мати посвідчення по групі ЕБ та супровідний лист з метою відрядження.

Відряджені працівники після прибуття на місце відрядження повинні пройти вступний та первинний інструктажі по ЕБ, ознайомлені з електричною схемою та особливостями електроустановки, в якій вони мають працювати.

Працівники електролабораторії прибувають у діючу електроустановку для випробувань як відряджений персонал і не мають права проводити будь-які перемикання, у тому числі накладати заземлення (допускається на момент високовольтних випробувань за вказівкою виробника робіт знімати заземлення, після заземлення високовольтного виведення. Дозвіл на тимчасове зняття заземлень бути вказано у стоку "Окремі вказівки" наряду.)

Командуюча організація відповідає за відповідність привласнених командованим працівникам груп, а також за дотриманням персоналом нормативних документів з безпечного виконання робіт.

4.1 Заходи безпеки під час проведення вимірювань за допомогою мегаомметра.

Проводити вимірювання за допомогою мегомметра дозволяється виконувати кваліфікованим працівникам з числа електротехнічної лабораторії. В електроустановках напругою вище 1000В вимірювання проводяться за нарядом, в електроустановках напругою до 1000В - за розпорядженням.

У тих випадках, коли вимірювання за допомогою мегомметра включені в змісті роботи, не потрібно, щоб визначити ці вимірювання в порядку або порядку.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром має здійснюватися на відключених струмопровідних частинах, з яких знято заряд шляхом їх попереднього заземлення. Заземлення з струмоведучих частин слід знімати лише після підключення мегомметра.

При вимірі мегомметром опору ізоляції струмопровідних частин з'єднувальні дроти слід приєднувати до них за допомогою ізолюючих утримувачів (штанг). В електроустановках напругою вище 1000В, крім того, слід користуватися діелектричними рукавичками.

Після випробування обладнання зі значною ємністю (кабелі) з нього має бути знятий залишковий заряд спеціальною розрядною штангою.

4.2. Заходи безпеки під час проведення випробувань з подачею підвищеної напруги.

Випробування електрообладнання, у тому числі і поза електроустановками, що проводяться з використанням пересувної випробувальної установки, повинні виконуватись за нарядом.

Проведення випробувань у процесі робіт з монтажу або ремонту обладнання має обумовлюватися у рядку «Доручається» наряду.

Допуск по нарядах, виданих на проведення випробувань і підготовчих робіт до них, повинен бути виконаний тільки після видалення з робочих місць інших бригад, що працюють на обладнанні, що підлягає випробуванню, і здачі ними нарядів, що допускає.

В електроустановках, які не мають місцевого чергового персоналу, виробнику робіт дозволяється після видалення бригади залишити вбрання у себе, оформивши перерву в роботі.

Знімати заземлення, встановлене під час підготовки робочого місця і які перешкоджають проведенню випробувань, та був встановлювати їх знову дозволяється лише за вказівкою виробника робіт, керуючого випробуваннями, після заземлення високовольтного вивода.

Дозвіл на тимчасове зняття заземлень має бути вказано у стоку «Окремі вказівки» наряду.

При складанні випробувальної схеми має бути виконане захисне та робоче заземлення випробувальної установки. Корпус пересувної випробувальної установки повинен бути заземлений окремим провідником. Перед випробуванням слід перевірити його.

Перед приєднанням випробувальної установки до мережі напругою 380/220В висновок високої напруги повинен бути заземлений.

Працювати з АІД-70 М необхідно зі справною світловою сигналізацією.

При подачі випробувального напруження оператор повинен стояти на ізолюючому килимі, при перемиканні випробувальної схеми необхідно користуватися діелектричними рукавичками.

Джерело випробувальної напруги має бути віддалено від пульта управління на відстань не менше 3 м.

При включеному апараті необхідно знаходитися від джерела випробувального напруження та випробуваного об'єкта не ближче 3 м

Випробовувач перед подачею напруги попереджає бригаду словами «Подаю напругу» і, переконавшись, що воно почуто всіма членами бригади, знімає заземлення з виведення випробувальної установки та подати на неї напругу 380/220В.

З моменту зняття заземлення з виведення установки вся випробувальна установка, включаючи випробуване обладнання та з'єднувальні дроти, повинна вважатися під напругою і проводити якісь переєднання у випробувальній схемі і на випробуваному обладнанні не допускається.

Не допускається з моменту подачі напруги на виведення установки перебувати на обладнанні, що випробовується, а також торкатися корпусу випробувальної установки, стоячи на землі, входить за огорожі.

Контроль за зняттям залишкового ємнісного заряду з об'єкта, що випробується, необхідно здійснювати, спостерігаючи за показанням кіловольтметра. Стрілка кіловольтметра має стояти на "0".

Після закінчення випробувань виробник робіт повинен відключити її від мережі, заземлити виведення установки та повідомити про це бригаду словами «Напруга знята». Після цього допускається переїждувати дроти або у разі закінчення випробування від'єднувати їх від випробувальної установки та знімати огорожі.

4.3. Дотримання техніки безпеки при роботах у електроустановки (на кабельних лініях)

Роботи на КЛ вище 1000 по випробуванням з подачею підвищеної напруги від стороннього джерела і вимірюванням оформляється нарядом. Випробування та вимірювання на КЛ до 1000 В проводяться за розпорядженням.

Працюючи за нарядом, у ньому вказується час і місце роботи, склад бригади, вжиті заходи електробезпеки.

Без отримання (проведення) цільового інструктажу допуск на роботу не дозволяється.

Працівники, які не обслуговують електроустановки, можуть допускатися в них у супроводі оперативного персоналу, що має групу IV, в електроустановках напругою понад 1000 В, та має групу III - в електроустановках напругою до 1000 В, або працівника, який має право одноосібного огляду.

Робоче місце має бути виділене плакатом «Працювати тут».

Бригада, що виконує випробування КЛ, повинна складатися не менше ніж із двох осіб з IV та III групою кваліфікації з техніки безпеки. При випробуванні КЛ, якщо протилежний кінець її розташований у незачиненому приміщенні (або з розібраними жилами в котловані), крім вивішування плакатів біля

дверей, огорож та розібраних жил кабелю повинна бути виставлена охорона з включених до складу бригади працівників з групою II.

Вимірювання в підземних спорудах, де можлива поява шкідливих газів, повинні проводитися не менше трьох працівників, двоє з яких є страховиками. Підрядник повинен мати IV групу. Перед початком робіт у підземних спорудах за допомогою газоаналізаторів визначають відсутність горючих газів і нестачу кисню. Чадний газ – звичайний отруйний газ. Найефективнішим заходом попередження отруєння чадним газом є примусове провітрювання приміщення. Персонал, який відвідує свердловину, повинен використовувати ремінь безпеки із запобіжним тросом.

При роботах у котлованах (траншеях) повинні бути вжиті заходи щодо кріплення стін траншеї, відведення поверхневих вод, позначення зони роботи та її огороження. Роботи в траншеї вздовж транспортних магістралей повинні виконуватись з підвищеною обережністю, а персонал повинен застосовувати додаткові захисні засоби, головними з яких є захисні каски, помаранчеві жилети.

Оперативний персонал, що допускає в електроустановку повинен переконати працівників електролабораторії (перевірка індикатором, дотиком заземленою штангою) у відсутності напруги на струмоведучих частинах (жили кабелю), де виконуватимуться роботи.

Випробування, вимірювання на відключених КЛ, виконаних одножилевими кабелями, прокладеними в одній траншеї з КЛ, що знаходяться під навантаженням, повинні проводитися з підвищеною обережністю, оскільки наведена напруга від сусідніх ліній може досягати кількох десятків вольт. Особливо небезпечними можуть бути роботи на протяжних кабельно-повітряних лініях, де наведений потенціал може перевищувати 50 Ст.

Діюча частина електроустановки, що знаходиться під напругою, і частина електроустановки, на якій виконуються роботи, повинні бути відокремлені штатними щитами, ширмами, екранами тощо, виготовлені з ізоляційних матеріалів, на якому має бути плакат «Стій! Напруга», «Небезпечно! Висока напруга». Ця огорожа повинна бути виставлена на відстані частин електроустановки під напругою на відповідній відстані.

Допустимі відстані від струмовідних частин, що знаходяться під напругою. табл. 4.1 ПОТРМ-016-2001

Напруга		До людини та застосовуваних інструментів	до робочих механізмів
До 1 кВ	На ПЛ	0,6	1,0
	решта ЕУ	без дотику	1,0
1-35 кВ		0,6	1,0
110 кВ		1,0	1,5
150 кВ		1,5	2,0
220 кВ		2,0	2,5

При випробуваннях КЛ, якщо її протилежний кінець розташований у замкненій камері, відсіку КРУ або в приміщенні, на дверях чи огорожі має бути вивішений плакат «Випробування. Небезпечно для життя» або виставлено охорону.

Закінчення робіт.

Перевірити записи в чернетку для подальшої роботи з отриманими даними (записи повинні вестись чітко та повно, так, щоб інший працівник міг продовжити оформлення протоколу випробувань).

Здати наряд (повідомити про закінчення робіт керівнику чи оперативному персоналу).

Оформити протокол на проведені роботи

4.4 Розрахунок грозозахисту ВРУ-500 кВ

Для ВРУ-500 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів.

Вихідні дані для розрахунку [4]:

а) висота блискавковідводів: $h = 43$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 27$ (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 43 = 28,7 \text{ (м)} > h_x = 27 \text{ (м)}.$$

Радіус та ширина зони захисту [3]:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ v_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (4.1)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (2.64)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

План розташування блискавковідводів наведено на рис. 4.3.

Розрахуємо параметри грозозахисту (таблиця 4.2) і побудуємо вид на зону блискавковідводів ВРУ-500 кВ (рис. 4.3).

Таблиця 4.2 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-500 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	v_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22	30	42,131	25,143	13,875
1-12, 2-13, 3-14, 4-15, 5-16, 6-17, 7-18, 8-19, 9-20, 10-21, 11-22	80	36,941	9,57	13,875
1-13, 2-12, 2-14, 3-13, 3-15, 4-14, 4-16, 5-15, 5-17, 6-16, 6-18, 7-17, 7-19, 8-18, 8-20, 9-19, 9-21, 10-20, 10-22, 11-21	85,4	36,11	7,08	13,875

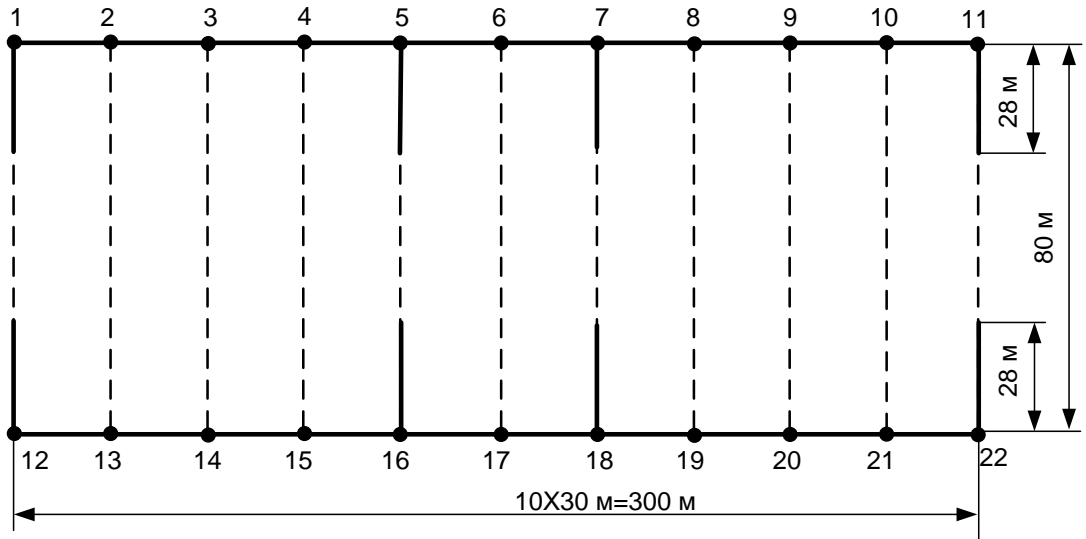
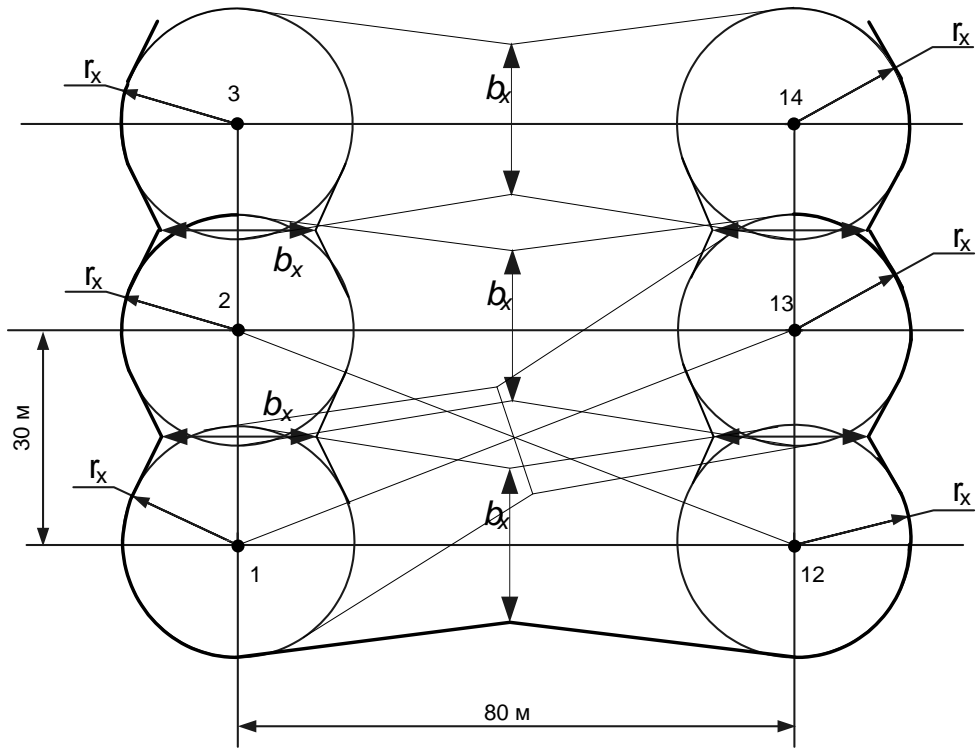
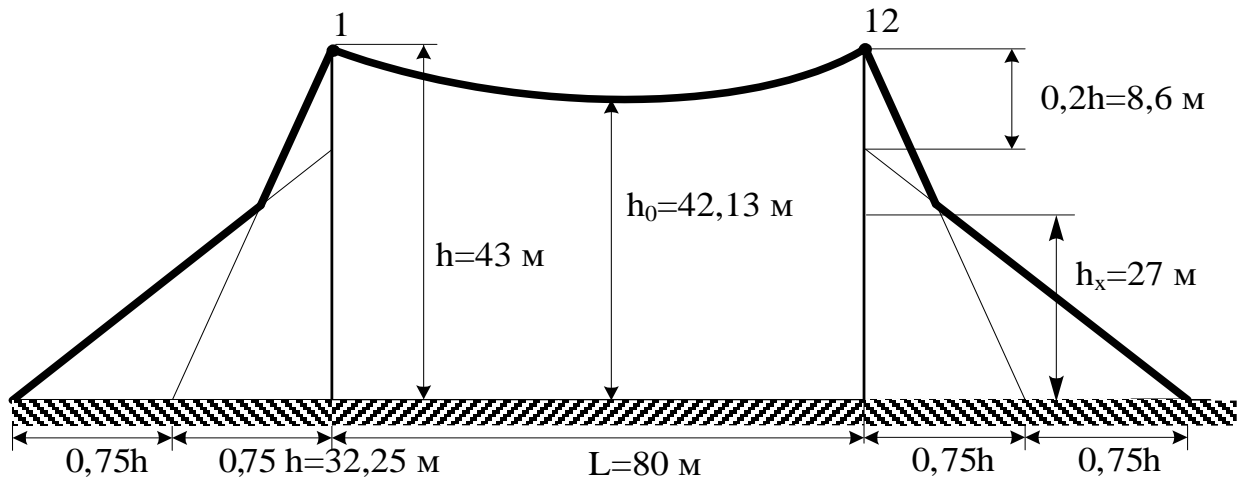


Рисунок 4.3 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-500 кВ



a)



б)

Рисунок 4.4 – Вид на зону захисту блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

4.5 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (306 \times 108) = 33048 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 900 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість

нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;

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

- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 60 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 4 \text{ м}$.

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

План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ наведено на рисунку 4.5.

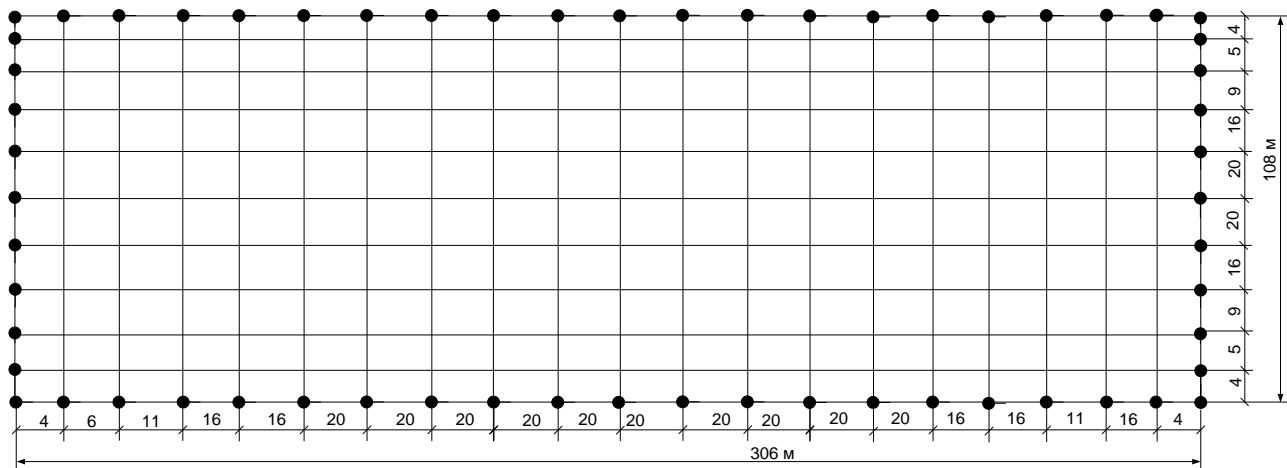


Рисунок 4.5 – План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (306 + 108) / 60 = 13,8 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 900 / 450 = 2;$$

$$a / l_B = 13,8 / 4 = 3,45;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{33048} = 181,8 \text{ (м)}.$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [4, 8, 9]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B},$$

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

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

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1,$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5;$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{181,8} = 0,022 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,022 = 0,425;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{4} = 0,35.$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (306 \cdot 11 + 108 \cdot 21) + 4 \cdot 60 = 5874 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,14$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,14 \cdot 450 = 513 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,425 \cdot 513 / 181,8 + 513 / 5874 = 1,29 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом.}$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{\text{п1}} = 1,1 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{\text{п2}} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} + R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п2}} + R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}};$$

$$R'_3 = \frac{1,29 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,29 \cdot 1,1 + 1,29 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,4 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

При проектуванні електричних станцій виникає необхідність розгляду ряду економічних задач, а саме: обґрунтування типу та потужності станції, складу блоків, вибору місця будівництва електростанції, розрахунку основних техніко-економічних показників роботи і їх аналізу з метою визначення ефективності капіталовкладень у спорудження проектованої станції.

Метою даного розділу дипломної роботи являється вирішення саме останньої із приведених вище задач: визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

5.1 Визначення кошторисної вартості спорудження електричної станції

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 1. В практиці будівництва КЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва КЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень.

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

Таблиця 5.1 – зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження КЕС

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
			%	грн	%	грн	%	Грн.	
1	Підготовка території для будівництва	2,1%	50%	48006	2%	1920,24	48%	46085,76	96012
2	Об'єкти основного виробничого призначення	2540	60,0%	2743200	39,0%	1783080	1,0%	45720	4572000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	43891,2	20%	10972,8			54864
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	73837,8	15%	13030,2			86868
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	130302	5%	6858			137160
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3,0%	90%	123444	10%	13716			137160
7	Упорядкування території	0,5%	100%	22860					22860
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	146304	10%	18288	10%	18288	182880
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	137160	137160
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	9144	9144
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	13716	13716
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	22860	22860
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	45720	45720
	Всього по розділах 1-13			3165252,75		1847865,24		544433,76	555755175
	В т.ч поворотні суми			166592,25					166592,25

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

$$K_{\text{пит}} = \frac{K_{\Sigma}^{\text{ЕС}}}{N_{\text{вст.}}}, \quad (5.1)$$

де $K_{\Sigma}^{\text{ЕС}}$ - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн; $N_{\text{вст.}}$ - встановлена потужність ЕС, кВт.

$$k_{\text{num}} = 555755175,000 / 1900000 = 3087,528 \text{ (грн./кВт)}.$$

5.2 Визначення собівартості вироблення електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

5.2.1 Визначення величини амортизаційних витрат

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

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат берем з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних

відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

$$\begin{aligned}\Phi 1 &= 60\% \cdot (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}); \\ \Phi 2 &= K_5;\end{aligned}\tag{5.2}$$

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

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань КЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ, тис.грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис.грн
$\Phi 1$	1820970,45	7%	127467,9315
$\Phi 2$	137160	28%	38404,8
$\Phi 3$	3599421,3	20%	719884,26
Разом			885756,9915

$$S_a = \sum \Phi_i \cdot H_i,\tag{5.3}$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування; H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1820970,45 \cdot 7\% + 137160 \cdot 28\% + 3599421,3 \cdot 20\% = 885756,9915 \text{ грн.}$$

Визначення річного фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (5.4)$$

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

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

$k_{ум}$ для КЕС з блоками 300 і 1200 дорівнює 0,89 і 0,47.

$$P = 0,89 \cdot 2 \cdot 300 + 0,47 \cdot 1200 = 1098 \text{ чоловік.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники 81%

ІТР 15,5%

Службовці 3%

МОП 0,5%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники 889 чол.

ІТР 170 чол.

Службовці 33чол.

МОП 5 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot \Sigma(S_{сер.роб} \cdot n_i + S_{сер.моп} n_{моп}) + 1,8 \cdot \Sigma(S_{сер.ітр} \cdot n_{ітр} + S_{сер.служ} n_{служ})) K_K K_B, \quad (5.5)$$

де $S_{сер}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

K_K – коефіцієнт, що враховує використання персоналу ЕС для виконання кап. ремонтів. $K_K=0,7$;

K_B – коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду з.п. на соціальні потреби. $K_B=1,375$.

Таблиця 5.3. – розмір нарахованої заробітної плати за рік в цілому по КЕС

Категорія персоналу	Кількість	Нарахована зарплата
Робітники	889	21345120
ІТР	170	6126840
Службовці	33	1027728
МОП	5	118584
Разом за рік		28618272

Річний фонд заробітної плати:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (21345120 + 118584) + 1,8 \cdot (6126840 + 1027728)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 44829628$$

Розрахунок затрат на паливо

Затрати на паливо визначаються за формулою:

$$S_{п} = \frac{(\Pi_{п} + \Pi_{тр}) \cdot V_p \cdot (1 + \alpha_{втр})}{e_{п}}, \quad (5.6)$$

де Π_m – ціна палива;

$\Pi_{тр}$ – витрати на транспортування;

B_p – річні витрати умовного палива [10, таблиця. 4-1, ст.72];

$\alpha_{\text{пот}} = 0,015$ – втрати твердого палива на шляху до електростанції (для мазуту – 1);

e_n – калорійний коефіцієнт [25, таблиця. 5-2, ст.116], який дорівнює $Q/29330$ (Q – теплова здатність палива [25, таблиця. 5-2, ст.116]).

Річні втрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні – по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$B_p = B_{\text{хх}} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{\text{вир}}, \quad (5.8)$$

де $B_{\text{хх}}$ – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$);

$\tau_{\text{простою}}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [25, таблиця. 4-3, ст.73]

Оскільки на КЕС, для якої проводиться даний розрахунок, розглядається два види блоків, які працюють на різному паливі, то знайдемо ціну для одного виду палива і для іншого окремо, а потім просумуємо отримані результати.

Блоки 2*К-300-240, паливо: газ:

Загальна ціна палива: $\ddot{O}_i = 3328$ (грн./1000м³).

Калорійний коефіцієнт: $\hat{a}_i = \frac{32350}{29330} = 1,10$.

Річні витрати умовного палива: $\hat{A}_g = 7,11 \cdot \tau_g + 0,2878 \cdot W$.

$$\tau_g = 2 \cdot 8760 - 2 \cdot (36 + 12) \cdot 24 = 15216 \text{ (год);}$$

$$W = 3931047,463 \text{ (МВт год/рік);}$$

$$\hat{A}_g = 7,11 \cdot 15216 + 0,2878 \cdot 3931047,463 = 3502252,14 \text{ (т.у.п.);}$$

Блоки 1*К-1200-240, паливо: газ:

Загальна ціна палива: $\ddot{O}_i = 3328$ (грн./т).

$$\text{Калорійний коефіцієнт: } \hat{a}_i = \frac{32350}{29330} = 1,10.$$

$$\text{Річні витрати умовного палива: } \hat{A}_\delta = 27 \cdot \tau_\delta + 0,283 \cdot W.$$

$$\tau_\delta = 1 \cdot 8760 - 1 \cdot 34 \cdot 24 = 7944 \text{ (год);}$$

$$W = 7862094,927 \text{ (МВт год/рік);}$$

$$\hat{A}_\delta = 27 \cdot 7944 + 0,283 \cdot 7862094,927 = 3551947,296 \text{ (т.у.п.);}$$

$$B_{p\Sigma} = B_p^{300} + B_p^{1200} = 7054199,436 \text{ (т.у.п.);}$$

$$\text{Сумарні витрати: } S_i^{200} = \frac{3328 \cdot 7054199,436}{1,10} = 21342159749 \text{ (грн).}$$

Розрахунок інших витрат

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

$$S_{зr} = \frac{(\hat{E}_a + \hat{E}_{ci}) \cdot 2_i}{100}, \quad (5.9)$$

де 2_i визначаємо з графіка і беремо 12%.

$$S_{зr} = \frac{(885756,9915 + 44829,628) \cdot 12}{100} = 111670394,3 \text{ грн.}$$

Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{in} \quad (5.10)$$

$$S = 885756,9915 + 44829,628 + 21342159,749 + 111670,3943 = 22384416763 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп}, \quad (5.11)$$

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

$$C = 2238441676300 / 11085553847 = 201,9 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 7.4.

Таблиця 5.4 – результати розрахунку собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	885756991,5	3,9%	7,98
Зарплата	44829628,77	0,2%	0,404
Паливо	21342159749	95,3%	192,411
Інші	111670394,3	0,499%	1,007
Разом	22384416763,57	100%	201,9

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих КЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.5.

В даному розділі дипломного проекту були підраховані економічні показники спроектованої КЕС потужністю 1900 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 201,9$ коп/кВт·год. Така станція є економічно недоцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на КЕС.

Таблиця 5.5 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Потужність станції	1900	МВт
Річний виробіток електроенергії	11793142,39	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,139	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	5724,144	Млн..грн.
Питомі капітальні вкладення	3087,528	грн./МВт
Собівартість відпущеної електроенергії	201,9	коп/кВт·год

Висновки

В роботі розглянуто питання проектування електричної частини КЕС потужністю 1900 МВт, яка має зв'язок з енергетичною системою по чотирьом ЛЕП-500 кВ, а з районом – по чотирьом ЛЕП-220 кВ.

В проекті виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибір силового обладнання, структурної схеми станції, схем ВРУ різних напруг, схеми власних потреб, комутаційної апаратури, струмопровідних частин, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, а також заземлення ВРУ-500 кВ.

Таким чином, ми ознайомилися з методикою проектування електричної частини сучасних КЕС.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Шидловський А.К. Проблеми електроенергетики України // Технічна електродинаміка. Тем. Випуск. 2006. – С. 3-7.
2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
3. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
5. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
6. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
7. Двоскин Л. Н. Схемы и конструкции распределительных устройств / Л. Н. Двоскин. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.
8. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
9. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/poglyad-v-maybutne-vodni-resursi-zmini-klimatu-ta-gidroenergetika
10. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
11. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
12. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
13. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

14. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.
15. Электрическая часть станций и подстанций / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др. М.: Энергоатомиздат, 1990. 576 с.
16. Двоскин Л. Н. Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергоатомиздат, 1985. 220 с.
17. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
18. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.
19. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.pdb-energo.ru/proektirovanie-sistemy-zazemleniya>
20. Филатов А. А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом М. Энергоатомиздат, 1990. 304 с.
21. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация электростанций и энергосистем. М. : Энергоатомиздат, 1990. 352 с.
22. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988.
23. Лежнюк П. Д. , Кулик В. В., Бурикін О.Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами.: моногр. Вінниця: ВНТУ, 2008. 122 с.
24. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.
25. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
26. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.
27. 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.

28. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання): навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.
29. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1900 МВт з дослідженням методів випробувань ізоляції

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Науковий керівник к.т.н., доцент Лесько В.О.

(прізвище, ініціали, посада)

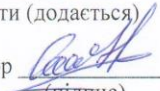
Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	92,5
Схожість	7,5

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)


Автор 
(підпис)

Ольшевський І.Д.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення


Магістерську кваліфікаційну роботу допустити до захисту

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Гриник В.А.
(прізвище, ініціали)

Керіник роботи


(підпис)

Лесько В.О.
(прізвище, ініціали)

Експерт
(за потреби)


(підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

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)

" _____ " _____ 2021 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**« Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю
1900 МВт з дослідженням методів випробувань ізоляції »**

08-13.МКР.005.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Лесько В.О.

(
Магістр групи ЕС-20м

_____ Ольшевський І.Д.

(

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проєктування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проєктувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них КЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проєктування КЕС потужністю 1900 МВт;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, В. О. Негодуйко, П. Л. Пертко, І. В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. – 275 с.

2. Лежнюк П. Д. Проєктування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

3. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

1 Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проєктування КЕС потужністю 1900 МВт з. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 35 км, потужність віддається по ЛЕП 500 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 220 кВ.

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

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

– показники технологічності: проектування КЕС, 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.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	07.09.21	12.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.09.21	05.10.21	розділ 2
4	Дослідженням методів випробувань ізоляції	06.10.21	20.10.21	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	розділ 4
6	Економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділ 5
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.