

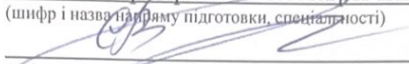
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

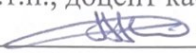
на тему:

**«Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 20 МВт з  
аналізом методів та засобів регулювання напруги»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


  
Бондарчук С.В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


  
Нетребський В.В.  
(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Опонент:

 доцент каф. ЕСЕМ Войтюк Ю.П.  
(прізвище та ініціали)

« 11 » 12 2023 р.

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., проф. Комар В. О. 

(прізвище та ініціали)  
« 04 » 12 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

18 вересня 2023 року

**ЗАВДАННЯ**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**  
Бондарчуку Сергію Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 20 МВт з аналізом методів та засобів регулювання напруги  
 керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року







3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Станція типу ТЕЦ потужністю 20 МВт. Відстань до енергосистеми 18 км; паливо – вугілля; максимальна потужність, що віддається в систему 3 МВт; номінальна потужність системи 5800 МВА; номінальний опір системи 0,44 в.о.; номінальна напруга системи 35 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 12 МВт; номінальна напруга району 6 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. 2. Елект-ротехнічна частина. 3. Дослідження особливостей експлуатації електрооб-ладнання. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Графічна: 1. Головна схема електричних з'єднань. 2. ВРУ 35 кВ. 3. Засоби регулювання напруги. 4. Блискавкозахист ВРУ 35 кВ.



### 6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.23	2.11.23	розділ 2
4	Регулювання напруги	3.11.23	10.11.23	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в НС	17.11.23	24.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація


Студент



Бондарчук С.

( підпис )

Керівник роботи



Нетребський В.

( підпис )

## АНОТАЦІЯ

Бондарчук Сергій Васильович «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 20 МВт з аналізом методів та засобів регулювання напруги». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 100 с./ На укр. мові. рис.12, табл.35, бібліогр.22.

В роботі проведено проектування теплоелектроцентралі потужністю 20 МВт. Проведено дослідження особливостей експлуатації електрообладнання. Проведений аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, обслуговуючий обладнання електростанції.

## ANNOTATION

Bondarchuk Sergiy « The electrical part of a 20 MW thermal power plant with an analysis of methods and means of voltage regulation ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 100 p. fig. 12, table 35, bibl. 22

In the work, the design of a thermal power plant with a capacity of 20 MW was carried out. A study of the peculiarities of operation of electrical equipment was carried out. The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the power plant equipment was carried out.

## ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 .....	10
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ.....	10
РОЗДІЛ 2 .....	12
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень.....	12
2.2 Вибір силового обладнання.....	18
2.3 Вибір структурної схеми станції .....	19
2.4 Вибір схеми ВРУ-35 кВ .....	23
2.5 Вибір схеми власних потреб .....	27
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	27
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму .....	37
2.8 Вибір комутаційної апаратури .....	39
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	41
2.10 Вибір кабелів.....	45
2.11 Вибір лінійних реакторів .....	45
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	48
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруги та високочастотних загороджувачів.....	50
2.14 Вибір акумуляторної батареї.....	51
РОЗДІЛ 3 .....	54
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ КРАЇН ЄВРОПИ.....	54
3.1 Регулювання напруги у Франції .....	55
3.2 Регулювання напруги в Італії.....	60
3.3 Перспективне регулювання напруги в Україні .....	63
РОЗДІЛ 4 .....	66
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	66
РОЗДІЛ 5 .....	77
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	77
Задачі розділу.....	77
5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації ТЕЦ .....	78
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії .....	81
5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Оцінка стійкості роботи ТЕЦ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	86
5.4 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-35 кВ.....	92
ВИСНОВКИ.....	99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	101
Додаток А.....	104
ПРОТОКОЛ.....	104

## ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

- АБ – акумуляторна батарея;
- АТ – автотрансформатор;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГРУ - генераторна розподільна установка;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
- ОЕС – об’єднана електроенергетична система;
- ПС – підстанція;
- ПТЕ – правила технічної експлуатації;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РУ – розподільна установка
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТЕЦ – теплоелектроцентрально;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму.

## ВСТУП

### **Актуальність проблеми.**

ТЕЦ призначені для централізованого постачання промисловим підприємствам та містам тепла та електроенергії. Радіус їх дії при опаленні та постачанні гарячої води не перевищує 10 км. Пара для виробничих процесів при тиску 0,8-1,6 МПа може бути передана на відстань 2 – 3 км.

Встановлену потужність ТЕЦ та типи турбоагрегатів вибирають відповідно до потреб в теплі і параметрів пари, яка використовується у виробничих процесах та опаленні. Найбільше розповсюдження отримали турбіни з одним та двома регульовальними відборами та конденсаторами. [4]

Режим роботи ТЕЦ визначається в основному споживанням тепла. Станція працює найбільш економічно, якщо її електрична потужність відповідає відпуску тепла.

Специфіка електричної частини ТЕЦ визначається розташуванням станції поблизу центрів електричних навантажень. В цих умовах частина потужності видається в місцеву мережу безпосередньо на генераторній напрузі. Для цього на станції створюється генераторна розподільна установка (ГРУ). Надлишок потужності видається в енергосистему на підвищеній напрузі.

ТЕЦ також мають підвищену потужність теплового устаткування, що призводить до більших витрат на власні потреби ніж на КЕС. [5]

Розташування ТЕЦ в крупних промислових центрах потребують заходів з охорони навколишнього середовища. Так, для зменшення викидів ТЕЦ доцільно на них використовувати в першу чергу газ, мазут або високоякісне вугілля.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є проектування ТЕЦ потужністю 20 МВт та аналіз методів і засобів регулювання напруги.

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

– техніко-економічне обґрунтування проекту ТЕЦ, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;



- розробка головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також акумуляторної батареї, з огляду на надійність та довговічність;
- аналіз особливостей засобів регулювання напруги та ефективності їх використання;
- розрахунок ключових техніко-економічних показників ТЕЦ для оцінки її продуктивності та економічної вигідності;
- розроблення комплексу організаційно-технічних рішень з охорони праці.

**Об'єктом дослідження** магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина ТЕЦ.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій та режими засобів регулювання напруги.

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

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у проектуванні електричної частини ТЕЦ, та у підтвердженні перспектив використання сучасних засобів та методів регулювання напруги в електроенергетичній системі України.

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати, що складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, отримані автором роботи самостійно.

## РОЗДІЛ 1

### ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ

Розглядаючи електроенергетику України в цілому, слід відзначити, що це технологічно складна, територіально розгалужена система, що поєднує електрогенеруючі станції, Об'єднану електроенергетичну систему (ОЕС) та розподільчі електричні мережі країни. А в технологічному аспекті реалізує генерування, розподіл та постачання споживачам електричної енергії. Рівень розвитку електр енергетичного комплексу (ЕЕК) має визначальний вплив на стан економіки в державі, на вирішення проблем соціальної сфери і рівень життя людей.

Завданням даного дипломного проекту є проектування електричної частини теплової електроцентралі (ТЕЦ). Проектування нових теплоелектроцентралей на сьогодні залишається актуальною темою.

Структура генеруючих потужностей потребує суттєвої зміни, так як через відсутність необхідних обсягів маневрових та пікових потужностей електроенергетична система не в змозі забезпечити оптимальний графік навантаження, вимоги по частоті, рівнях напруги та ефективну роботу з енергосистемами інших країн. [4]

Для реалізації напряму структурної перебудови енергокомплексу можна передбачати модернізацію (реконструкцію) відносно невеликих ТЕС на ТЕЦ там, де це можливо, а також застосування когенераційних надбудов на котельних, а також в енергомістких технологічних процесах різних виробництв. Переваги комунальної і децентралізованої енергетики полягають у тому, що на спорудження енергооб'єктів потрібні менші капітальні вкладення. Дуже важливо, що вони менші не тільки в абсолютних одиницях, а й у відносних. Оптимальне співвідношення часток централізованої і комунальної (децентралізованої) енергетики має визначатись на підставі аналізу поточних техніко-економічних показників роботи енергооб'єктів і, зрозуміло, що воно не буде стабільним в часі. Особливої уваги потребує при цьому питання розміщення об'єктів комунальної і децентралізованої енергетики. У цьому випадку необхідно враховувати, що найбільші втрати виробленої електроенергії

мають цілі регіони, віддалені від КЕС та АЕС на значні відстані (Одеська, Рівненська, Волинська, Житомирська області, південні частини Херсонської, Запорізької та Донецької областей), а на всій території України це переважно села, до яких прокладені ЛЕП відносно невисокої напруги (6 кВ, 10 кВ). [3]

Не дивлячись на зростання конкурентоздатності роздільного способу виробництва електроенергії та тепла внаслідок підвищення економічних показників конденсаційних електростанцій, технічна досконалість ТЕЦ дозволила розвинути теплофікацію швидкими темпами. Підвищення виробітки електроенергії досягалося як за рахунок режимних заходів по більш ефективному використанню ТЕЦ, так і за рахунок підвищення досконалості структури обладнання ТЕЦ шляхом збільшення частки обладнання на високих та надвисоких параметрах пару. [5]

Підводячи підсумки слід зазначити, що проектування і будівництво нових станцій залишається актуальним і в даний час, тому обрана тема даної роботи також є актуальною.

## РОЗДІЛ 2

## ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

## 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електричних станцій (ЕС) задається графіками електричних та теплових навантажень району, що обслуговуються. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантаження з врахуванням витрат потужності в елементах електропередачі, а також витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних витрат потужності можна прийняти [2]:

а) в мережах району:  $\Delta P1'_* = 0,01; \Delta P2'_* = 0,06;$

б) в мережах системи:  $\Delta P1''_* = 0,02; \Delta P2''_* = 0,14.$

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P1_p &= \Delta P1'_* \cdot Pp.\max; \\ \Delta P1_c &= \Delta P1''_* \cdot Pc.\max; \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P1_p = 0,01 \cdot 12 = 0,12 \text{ МВт};$$

$$\Delta P1_c = 0,02 \cdot 3 = 0,06 \text{ МВт};$$

Зміни втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P2_{pt} &= \Delta P2'_* \cdot Pp^2 t / Pp.\max; \\ \Delta P2_{ct} &= \Delta P2''_* \cdot Pc^2 t / Pc.\max; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P2_{p1} = 0,06 \cdot 8,4^2 / 12 = 0,35 \text{ МВт};$$

$$\Delta P2_{c1} = 0,14 \cdot 1,5^2 / 3 = 0,11 \text{ МВт};$$

Потужність, що видається до шин РУ різних напруг:

$$\left. \begin{aligned} Pp.\ln g.t &= Ppt + \Delta P1_p + \Delta P2_{pt}; \\ Pc.\ln g.t &= Pct + \Delta P1_c + \Delta P2_{ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{p.\ln g.1} = 8,4 + 0,12 + 0,35 = 8,87 \text{ МВт};$$

$$P_{c.\ln g.1} = 1,5 + 0,06 + 0,11 = 1,67 \text{ МВт};$$

Сумарна потужність, що видається з шин ЕС:

$$\begin{aligned} P_{\ln g.t} &= P_{p.\ln g.t} + P_{c.\ln g.t}; \\ P_{\ln g.t} &= 8,87 + 1,67 = 10,57 \text{ МВт}; \end{aligned} \quad (2.4)$$

Витрати потужності на власні потреби ЕС:

$$P_{Bn_t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вуд.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P_{Bn'}}{100} \cdot P_{\text{вуд.макс.}} \quad (2.5)$$

де  $P_{\text{вст.}}$  - встановлена потужність станції, МВт;

$P_{Bn'}$  - максимальне навантаження власних потреб, %.

$$P_{Bn_t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{10,54}{20} \right) \cdot \frac{8}{100} \cdot 16,32 = 0,94 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка виробляється ЕС:

$$P_{\text{вуд.т}} = P_{\ln g.t} + P_{Bn_t}; \quad (2.6)$$

$$P_{\text{вуд.т}} = 10,54 + 0,94 = 11,48 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1.

За даними розрахунків будемо добові графіки навантаження для зими та літа  $(P_{p.\ln g.t}, P_{c.\ln g.t} + P_{\text{вуд.т}})$  і річний графік за тривалістю навантаження  $P_{\text{вуд.р.}}$  (рисунок 2.1).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо основні техніко-економічні показники роботи ЕС (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень  
(зима/літо)

Складові витрати потужності	Години доби				
	0÷6	8÷11	11÷17	17÷22	22÷24
Навантаження району: %, МВт	<u>70</u>	<u>100</u>	<u>90</u>	<u>85</u>	<u>70</u>
	<u>60</u>	<u>90</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>60</u>
	<u>8,4</u>	<u>12</u>	<u>10,8</u>	<u>10,2</u>	<u>8,4</u>
	<u>7,2</u>	<u>10,8</u>	<u>9,6</u>	<u>9,6</u>	<u>7,2</u>
Витрати потужностей району, МВт: Постійні Змінні	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	<u>0,35</u>	<u>0,72</u>	<u>0,58</u>	<u>0,52</u>	<u>0,33</u>
	0,26	0,58	0,46	0,46	0,26
Потужність, що видається в район, МВт	<u>8,87</u>	<u>12,94</u>	<u>11,50</u>	<u>10,84</u>	<u>8,87</u>
	7,58	11,5	10,18	10,18	7,58
Навантаження системи: МВт	<u>50</u>	<u>100</u>	<u>90</u>	<u>80</u>	<u>50</u>
	<u>40</u>	<u>90</u>	<u>80</u>	<u>70</u>	<u>40</u>
	<u>1,5</u>	<u>3,0</u>	<u>2,7</u>	<u>2,4</u>	<u>1,5</u>
	<u>1,2</u>	<u>2,7</u>	<u>2,4</u>	<u>2,1</u>	<u>1,2</u>
Витрати потужностей в мережах системи, МВт: Постійні Змінні	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	<u>0,11</u>	<u>0,42</u>	<u>0,34</u>	<u>0,27</u>	<u>0,11</u>
	0,07	0,34	0,27	0,21	0,07
Потужність, що видається в систему, МВт	<u>1,67</u>	<u>3,48</u>	<u>3,10</u>	<u>2,73</u>	<u>1,67</u>
	1,33	3,10	2,73	2,37	1,33
Потужність, що видається з шин станції МВт	<u>10,54</u>	<u>16,32</u>	<u>14,60</u>	<u>13,57</u>	<u>10,54</u>
	8,91	14,60	12,91	12,55	8,91
Витрати на власні потреби станції, МВт	<u>0,94</u>	<u>1,17</u>	<u>1,10</u>	<u>1,06</u>	<u>0,94</u>
	0,87	1,10	1,03	1,03	0,87
Потужність, щовиробляється генераторами станції, МВт	<u>11,48</u>	<u>17,49</u>	<u>15,70</u>	<u>14,63</u>	<u>11,48</u>
	9,78	15,70	13,94	13,57	9,78



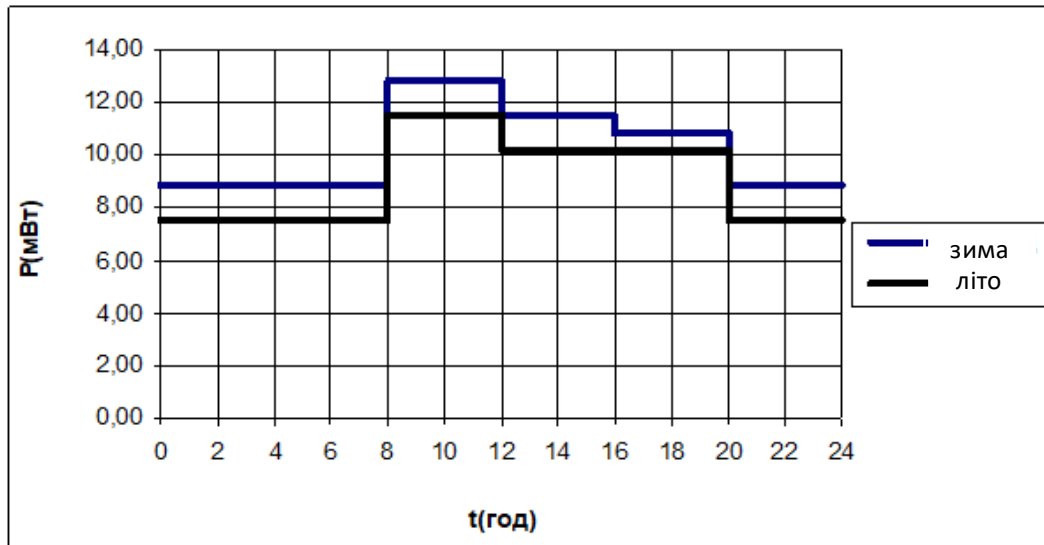


Рисунок 1.1 - Потужність, яка віддається в місцевий район

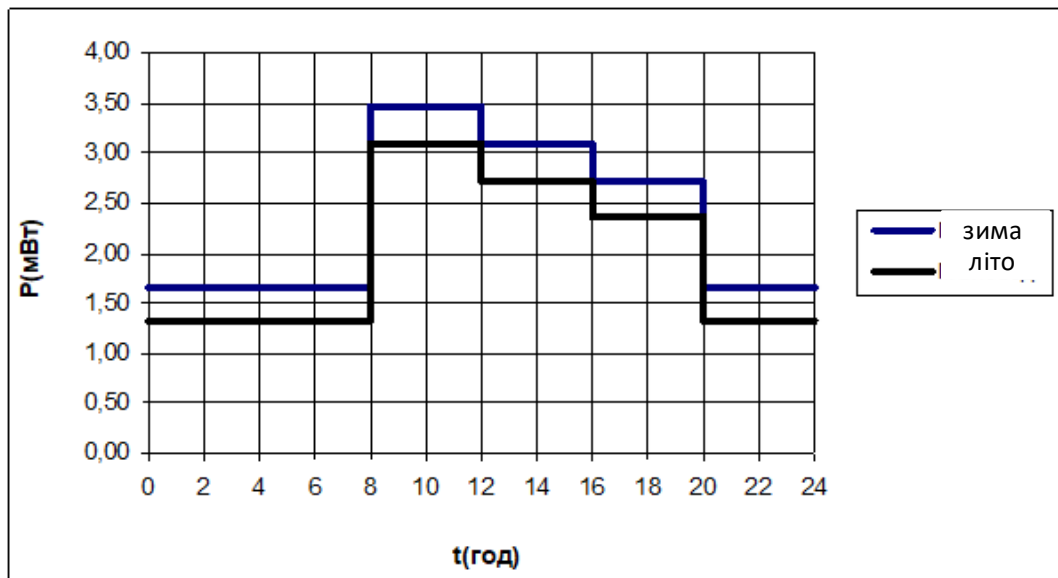


Рисунок 1.2 - Потужність, яка віддається в систему

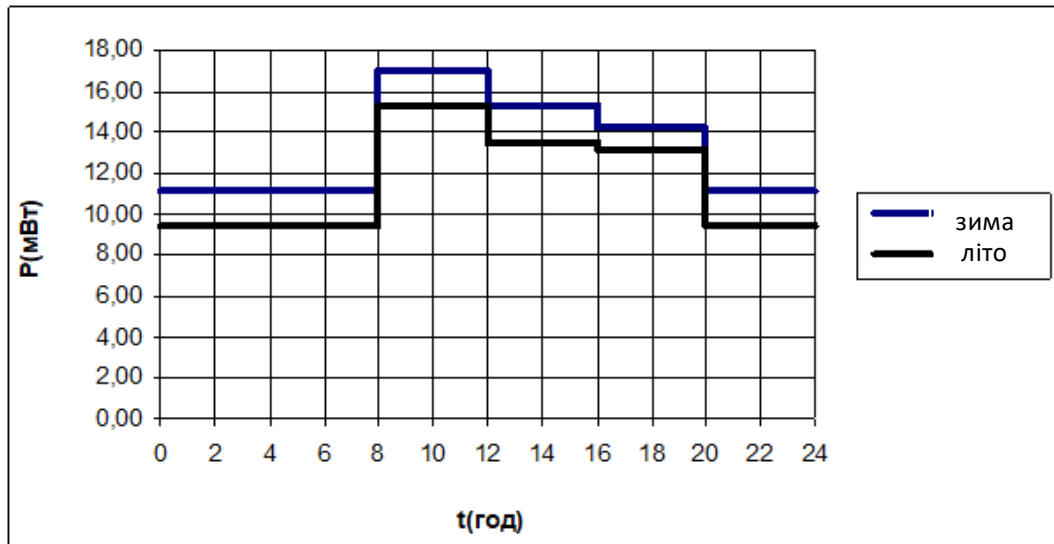


Рисунок 1.3 - Потужність, яка виробляється генераторами

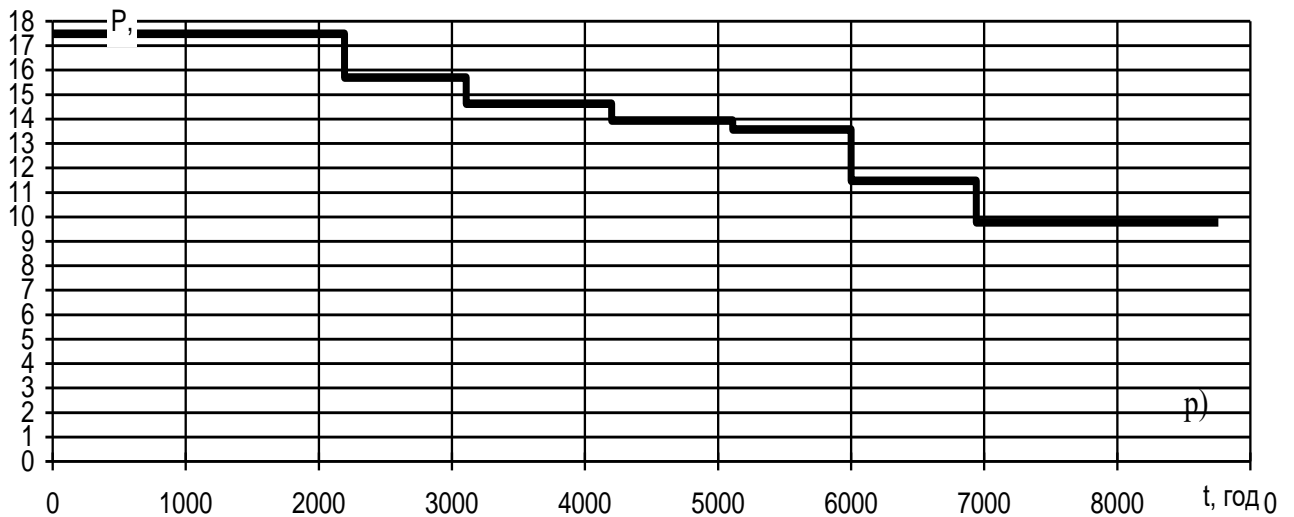


Рисунок 1.4 - Річний графік за тривалістю навантаження

Таблиця 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	17,49	15,70	14,63	13,94	13,57	11,48	9,78
t, год	549	1644	915	1092	910	1830	1820
t <sub>Σ</sub> , год	549	2193	3108	4200	5110	6940	8760

Примітка:

1. тривалість зимового та літнього періодів - 183 та 182 доби ;

2. максимальне навантаження власних потреб:  $P'_{ВП} = 8\%$  ;

3.  $K_n = 0,8$ .

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показники	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження, МВт. год.	$P_{\max}$	17,49
Річний виробіток електроенергії, МВт. год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вир.t_i} t_i$	115178,19
Встановлення потужності станції, МВт. год.	$P_{вст}$	20
Середнє навантаження станції, МВт. год.	$P_{cp} = E_p / 8760$	13,15
Коефіцієнт заповнення графіка	$K_3 = P_{cp} / P_{\max}$	0,752
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$K_6 = P_{cp} / P_{вст}$	0,658
Число використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = E_p / P_{\max}$	6585,4
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{вст} = E_p / P_{вст}$	5758,9
Коефіцієнт резерву	$K_{рез} = P_{вст} / P_{\max}$	1,144
Річне споживання електроенергії власними потребами, МВт год	$E_{пен} = \sum_{i=1}^m P_{внт_i} \cdot t_i$	8777,19
Електроенергія яка віддається з шин станції, МВт год	$E_{p.вид} = E_p - E_{пен}$	106401,25
Час максимальних втрат, год	$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot 8760$	5370,7

## 2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики гідрогенераторів [3]

Параметри	Генератор	
	T2-6-2	T2-4-2
$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	7,5	5,0
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	6,0	4,0
$\cos \varphi_{\text{НОМ}}$	0,8	0,8
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	6,3	6,3
$I_{\text{НОМ}}$ , А	688	459
$U_{f,\text{НОМ}}$ , В	139	111
$I_{f\text{х}}$ , А	101	109
$I_{f,\text{НОМ}}$ , А	255	276
БКЗ	0,62	0,60
$R_{\text{рот}}$ , Ом	0,360	0,270
$R_{\text{ст}}$ , Ом	0,0517	0,0094
$X_{d*}''$	0,137	0,134
$X_{d*}'$	0,23	0,24
$X_{d*}$	1,9	1,92
$X_{2*}$	0,168	0,163
$X_{0*}$	0,058	0,052
$X_{\sigma*}$	0,360	0,270

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін

Параметр	Турбіна	
	Т-6-35	П-4-35/10
Рном, МВт	6,0	4
р, ата	35	35
t, °С	435	435
D, т/год	42.3	70

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельного агрегата

Параметр	Котельний агрегат	
	ТП-35	БКЗ-75-40
р, ата	40	40
t, °С	440	440
D, т/год	50	75
Паливо	вугілля	вугілля

### 2.3 Вибір структурної схеми станції

Намічаємо два варіанти структурної схеми ТЕЦ.

Кількість ЛЕП-35 кВ [2]:

$$n = P'_{\max} / P_{gp} + 1 \quad (2.7)$$

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

$P_{gp}$  – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{35} = \frac{3,48}{15} + 1 = 1,23 \approx 2.$$

Розрахункова потужність трансформатора (реактора власних потреб):

$$S_{PВП.розр} = P_{ВП}' / 100 \cdot K_{II} P_{Г.НОМ}, \quad (2.8)$$

де  $P_{ВП}'$  – максимальне навантаження власних потреб, %.

$K_{II}$  – коефіцієнт попиту;

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

$$S_{PВП.розр1} = \frac{8}{100} \cdot 0.8 \cdot 6 = 0,384 \text{ МВА};$$

$$S_{PВП.розр2} = \frac{8}{100} \cdot 0.8 \cdot 4 = 0,256 \text{ МВА};$$

Струм робочих реакторів власних потреб:

$$I_{PВП.розр1} = \frac{384}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 35,2 \text{ А};$$

$$I_{PВП.розр2} = \frac{256}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 23,5 \text{ А};$$

$$I_{PВП.розр3} = \frac{576}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 52,8 \text{ А};$$

Розрахункова потужність пускорезервного реактора власних потреб:

$$S_{RR.розр} = 1,5 S_{PВП.розр1}; \quad (2.9)$$

$$S_{RR.розр} = 1,5 \cdot 0,384 = 0,576 \text{ МВА};$$

Приймаємо до установки реактори типу РБ10-400-0,3593[4]:

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}; I_{НОМ} = 400 \text{ А}; x_{p.НОМ} = 0,35 \text{ Ом}; i_{оин} = 25 \text{ кА}; I_T = 9,83 \text{ кА}; t_T = 8 \text{ с}.$$

Визначаємо розрахунковий струм секційного реактора:

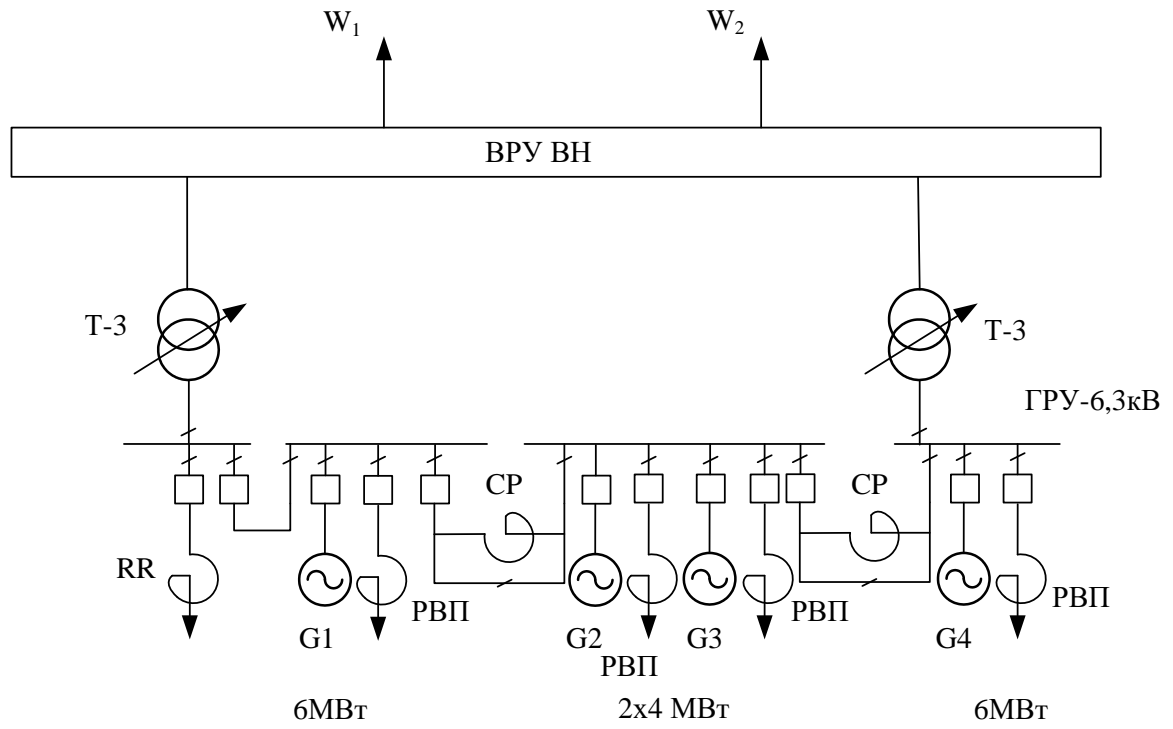
$$I_{ср.розр} = 0,65 \cdot I_{Г.НОМ}; \quad (2.10)$$

$$I_{ср.розр} = 0,65 \cdot 688 = 447,2 \text{ А}.$$

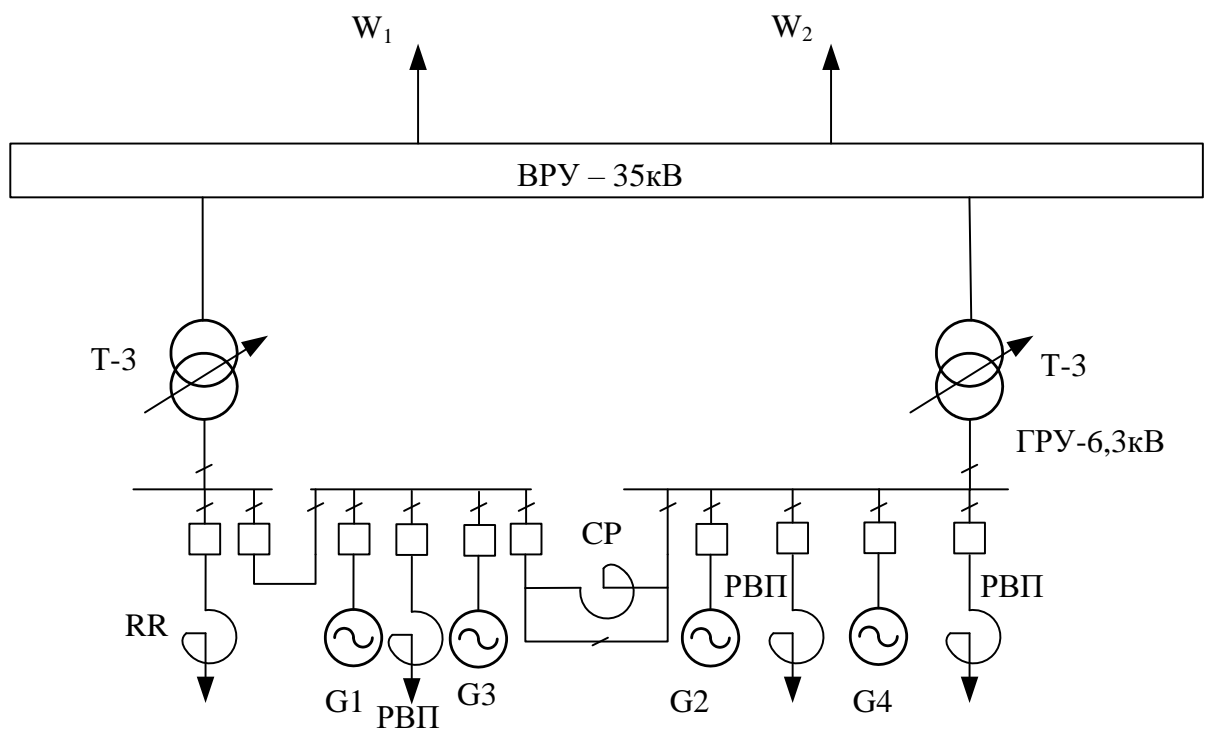
Приймаємо до установки реактори типу: РБ 10-630-0,4У3

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}; I_{НОМ} = 630 \text{ А}; x_{p.НОМ} = 0,4 \text{ Ом}; i_{оин} = 32 \text{ кА}; I_T = 12,6 \text{ кА}; t_T = 8 \text{ с}.$$





а)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурних схем ТЕЦ

Визначимо максимальний переток потужності через трансформатор зв'язку:

$$S_{\max T3} = S_{\Gamma.вст} - S_{ВП.маx} - S_{p.min}; \quad (2.11)$$

$$S_{\max T3} = 2 \cdot (7,5 + 5) - 2 \cdot (0,256 + 0,384) - 7,58 / 0,8 = 14,24 \text{ МВА};$$

При встановленні двох ТЗ розрахункова потужність складає:

$$S_{T3.розр.} = 14,24 / 1,4 = 10,2 \text{ МВА};$$

Встановлюємо два ТЗ типу ТДНС – 16000/35:

$$S_{ном} = 16 \text{ МВА}; \quad U_{ном} = 36,75 / 6,3 \text{ кВ}; \quad \Delta P_x = 17 \text{ кВт}; \quad \Delta P_k = 85 \text{ кВт}; \quad U_k = 10\%;$$

$$I_x = 0,7\% .$$

Приведені затрати [2]:

$$Z = p.n.K + U_1 \quad (2.12)$$

де  $p.n.=0,12$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$K$  – капіталовкладення в електроустановку тис. у.о.;

$U$  – щорічні експлуатаційні витрати, тис. у.о.;

$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.13)$$

де  $a=9,4$  - норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

Таблиця 2.7 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	n, шт	вартість, тис.у.о.	Капіталовкладення, тис.у.о.	
			I варіант	II варіант
ТЗ <sub>1</sub>	2/2	459,2	918,4	918,4
Секційний реактор	2/1	82,4	164,8	82,4
Вимикачі:				
35 кВ	4/4	88	352	352
10 кВ	8/7	72	576	504
Разом:			2011,2	1856,8

Приведені затрати:

$$3_I = 0,12 \cdot 2011,2 + 9,4 / 100 \cdot 2011,2 = 430,2 \text{ тис. у.о.};$$

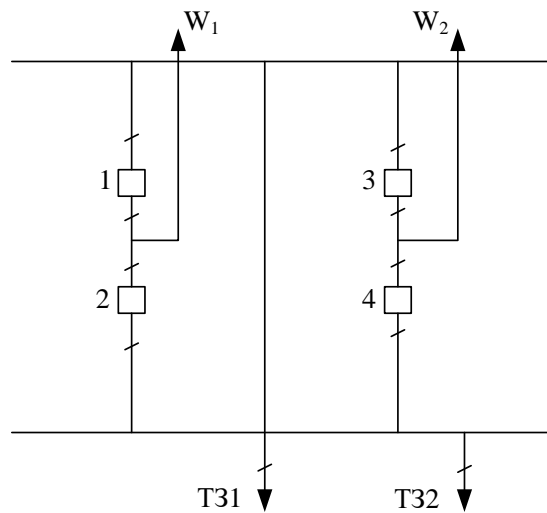
$$3_{II} = 0,12 \cdot 1856,8 + 9,4 / 100 \cdot 1856,8 = 397,4 \text{ тис. у.о.};$$

тобто приймаємо II варіант структурної схеми.

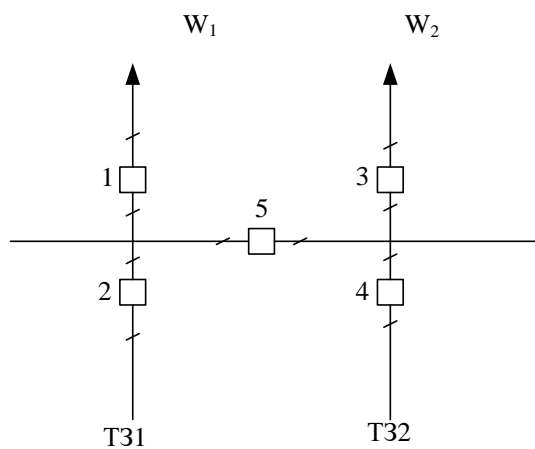
## 2.4 Вибір схеми ВРУ-35 кВ

Намічаємо два варіанти схеми ВРУ-35 кВ [2,4,8]:

- а) схема чотирикутника;
- б) одна секціонована система шин;



а)



б)

Рисунок 2.4 – Варіанти схеми ВРУ-35 кВ

Приведені затрати визначаємо за формулою [2]:

$$Z = p_n K + U + M(3) \quad (2.14)$$

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

$$K = n_k C_k; \quad (2.15)$$

$n_k$  - кількість комірок з вимикачами, шт.;

$C_k$  - варіант комірки;

$M(3)$  – очікуваний збиток з-за відмови вимикачів, тис. грн.

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.16)$$

$y_0$  - 4,8 у.о./кВт·год - питомий збиток;

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

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

$\Delta P_i$  - втрачаєма потужність, МВт;

$U$  - щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

Таблиця 2.8 – Показники надійності вакуумних вимикачів 35 кВ

Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_v$ , год	Частота планових ремонтів $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_p$ , год
$\omega_1$	$\omega_2$			
0,01	0,01	50	0,3	100

Визначимо параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{Г.В.} = 0,6\omega_1; \quad (2.17)$$

$$\omega_{Л.В.} = 0,6\left(\omega_1 + \omega_2 \frac{l}{100}\right); \quad (2.18)$$

$$\omega_{Г.В.} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \text{ 1/рік};$$

$$\omega_{Л.В.} = 0,6(0,01 + 0,01 \frac{18}{100}) = 0,00708 \text{ 1/рік};$$

Коефіцієнт ремонтного ( $K_p$ ) та паралельного ( $K_0$ ) режимів роботи РУ:

$$K_p = \mu \cdot T_{II} / 8760; \quad (2.19)$$

$$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p; \quad (2.20)$$

$$K_p = 0,3 \cdot 100 / 8760 = 0,003425;$$

$$K_0 = 1 - 4 \cdot 0,003425 = 0,9863;$$

$$K_0 = 1 - 5 \cdot 0,003425 = 0,982875;$$

Час простою:

$$T_o = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл} = 0,982875; \quad (2.21)$$

$$T_{ВП} = T_B - \frac{T_B^2}{2T_{II}}; \quad (2.22)$$

$$T_o = 0,3 + 2 \cdot 0,1 + 0,5 = 1 \text{ год};$$

$$T_{ВП} = 50 - \frac{50^2}{2 \cdot 100} = 37,5 \text{ год};$$

Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному та ремонтному режимах:

$$K_{01} \cdot \omega_{ГВ} = 0,9863 \cdot 0,006 = 0,005918;$$

$$K_{02} \cdot \omega_{ГВ} = 0,982875 \cdot 0,006 = 0,005897;$$

$$K_p \cdot \omega_{ГВ} = 0,003425 \cdot 0,006 = 0,000021;$$

$$K_{01} \cdot \omega_{ЛВ} = 0,9863 \cdot 0,00708 = 0,006983;$$

$$K_{02} \cdot \omega_{ЛВ} = 0,982875 \cdot 0,00708 = 0,006959;$$

$$K_p \cdot \omega_{ЛВ} = 0,003425 \cdot 0,00708 = 0,000024;$$

Таблиці станів схем чотирикутника та однієї секціонованої системи шин зображені у додатках В та Г.

Таблиця 2.11– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-35 кВ

Відмова елемен та	$\Delta P$ , МВт	Час простою, год	$K_o$		$K_p$	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I варіант						
продовження таблиці 2.11						
$2W, 2T3$	3,48	1	-	-	-	4
		37,5	-	-	-	-
II варіант						
$2W, 2T3$	3,48	1	1	-	8	4
$2T3 + D(2W)$		37,5	-	-	2	2

Очікуваний збиток:

$$M(3)_I = 4,8[0,000024 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 3,48] = 0,0003 \text{ тис.у.о.};$$

$$M(3)_{II} = 4,8(0,0 \cdot 05897 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 3,48 + 0,000021(8 \cdot 1 \cdot 3,48 + 2 \cdot 37,5 \cdot 3,48) + 0,000024 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 3,48 + 2 \cdot 3,75 \cdot 3,48)) = 0,163 \text{ тис. у.о.};$$

Таблиця 2.12 - Приведені затрати схеми ВРУ-35 кВ

Складові витрати	Числове значення, тис. у.о..	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	352	440
Щорічні витрати	33,088	41,36
Очікуваний збиток	0,0003	0,163
Приведенні затрати	85,888	107,523

тобто приймаємо I варіант схеми ВРУ-35 кВ.



## 2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожний генератор має робочий реактор власних потреб (РВП) з двома секціями на стороні 6 кВ., до яких піддані споживачі. Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора власних потреб через магістраль резервного живлення (МРЖ – 6кВ). Аварійне живлення забезпечується від дизель – генератора [3].

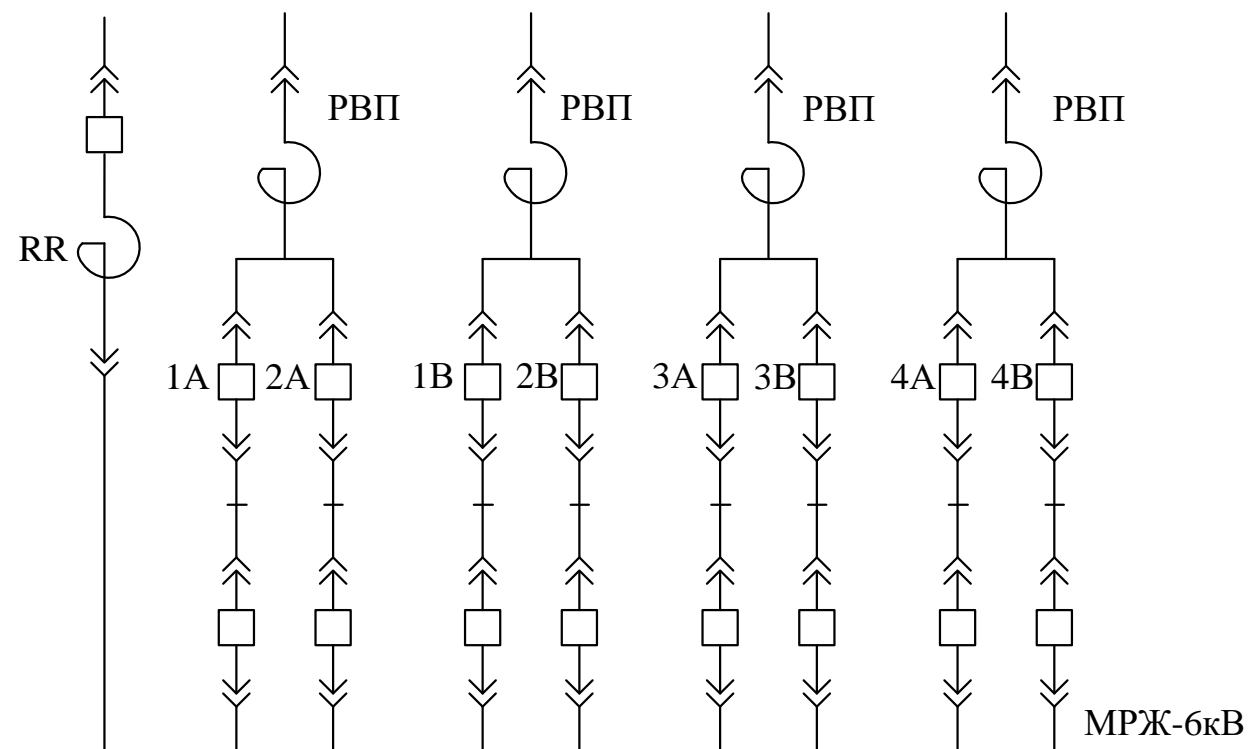


Рисунок 2.4 – Схема власних потреб станції

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [2]:

$$S'_{\phi} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\phi} = U_{\text{ср.ном.}}$$

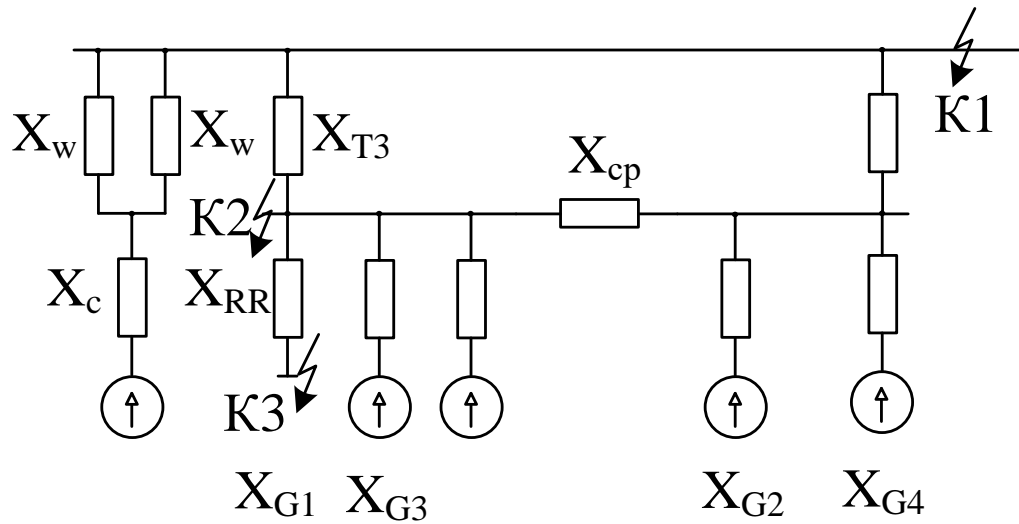


Рисунок 2.5 – заступна схема електроустановки

Генератор:

$$X_G = X_d'' \cdot S_{\delta} / S_{G.ном}; \quad (2.23)$$

$$X_{G1} = 0,137 \cdot 100 / 7,5 = 1,83;$$

$$X_{G2} = 0,134 \cdot 100 / 5 = 2,68;$$

Трансформатор зв'язку:

$$X_{T3} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}}; \quad (2.24)$$

$$X_{T3} = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,63;$$

Реактор:

$$X_P = X_{P.ном} \cdot S_B / U_{cp.ном}^2; \quad (2.25)$$

$$X_{CP} = 0,4 \cdot 100 / 6,3^2 = 1,01;$$

$$X_{RR} = 0,35 \cdot 100 / 6,3^2 = 0,88;$$

ЛЕП:

$$X_W = X_{num} \cdot l \cdot S_B / U_{cp.ном}^2; \quad (2.26)$$

$$X_W = 0,4 \cdot 18 \cdot 100 / 37^2 = 0,53;$$

Енергосистема:

$$X_C = X_{C.ном*} \cdot S_B / U_{c.ном}; \quad (2.27)$$

$$X_C = 0,44 \cdot 100 / 5800 = 0,01;$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [2]:

$$I_{П,Оi} = \frac{E''_* \cdot I_{\delta i}}{X_{рез*i}}; \quad (2.28)$$

де,  $E''_* = \begin{cases} 1,08 - \text{для генераторів;} \\ 1,0 - \text{для енергосистеми та власних потреб;} \end{cases}$

$I_{\delta i}$  - базовий струм, кА;

$X_{рез*i}$  - результуючий опір кола КЗ, в.о;

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.номі}}; \quad (2.29)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = I_{\delta 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА};$$

Складові струму КЗ:

- Періодична:  $I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} I_{n,o}; \quad (2.30)$

- Аперіодична:  $i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{n,o} e^{-\tau/Ta}; \quad (2.31)$

- Ударний струм:  $i_y = \sqrt{2} K_y \cdot I_{n,o}; \quad (2.32)$

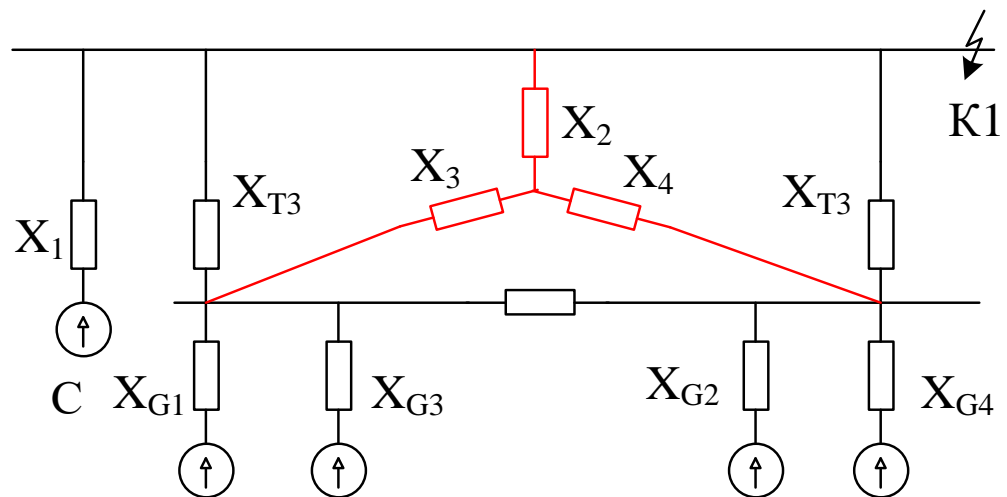
де

$\gamma_{n,\tau}$  - Розрахунковий коефіцієнт ;

$K_y$  - Ударний коефіцієнт;

$T_a$  - Постійна часу кола КЗ,с;

$\tau$  - Розрахунковий час, с



$$X_1 = (X_w / 2) + X_c;$$

$$X_1 = (0,53 / 2) + 0,01 = 0,28;$$

Перетворюємо трикутник з  $X_{T3}, X_{Г3}, X_{CP}$  в зірку [2]:

$$\Delta X = X_{T3} + X_{Г3} + X_{CP};$$

$$X_2 = X_{T3} \cdot X_{Г3} / \Delta X;$$

$$X_3 = X_4 = X_{T3} \cdot X_{CP} / \Delta X;$$

$$\Delta X = 0,63 + 0,63 + 1,01 = 2,27;$$

$$X_2 = 0,63 \cdot 0,63 / 2,27 = 0,17;$$

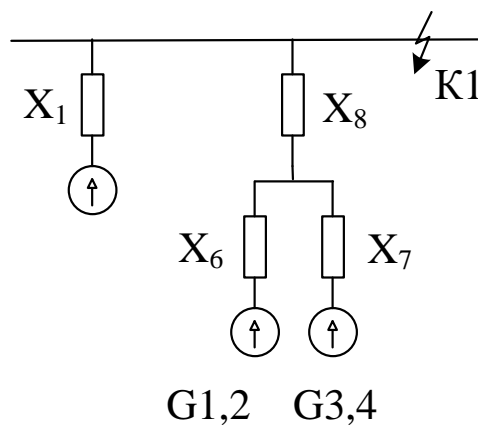
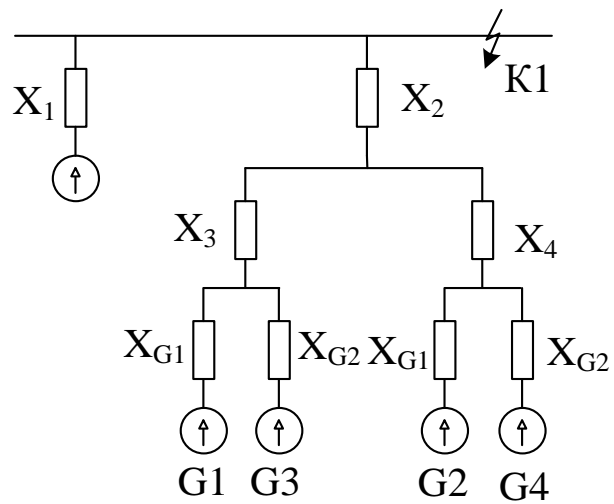
$$X_3 = X_4 = 0,63 \cdot 1,01 / 2,27 = 0,28;$$

$$X_5 = X_3 / 2 = 0,28 / 2 = 0,14;$$

$$X_6 = X_{Г1} / 2 = 1,83 / 2 = 0,92;$$

$$X_8 = X_2 + X_5;$$

$$X_8 = 0,17 + 0,14 = 0,31;$$



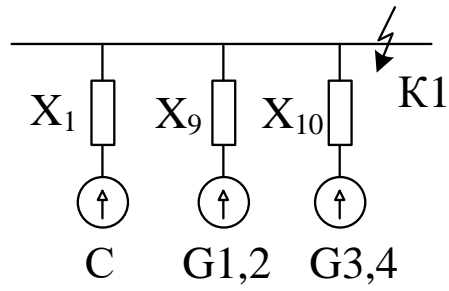
Розподіляємо  $X_8$  між  $X_6$  та  $X_7$  [2]:

$$\Delta X = X_8 (X_6 + X_7);$$

$$X_9 = X_6 + (\Delta X / X_7);$$

$$X_{10} = X_7 + (\Delta X / X_6);$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= 0,31(0,92 + 1,34) = 0,70; \\ X_9 &= 0,92 + (0,70 / 1,34) = 1,44; \\ X_{10} &= 1,34 + (0,70 / 0,92) = 2,10; \end{aligned} \right\} \quad (2.34)$$

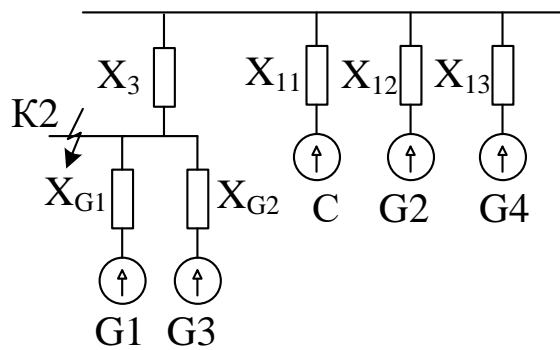
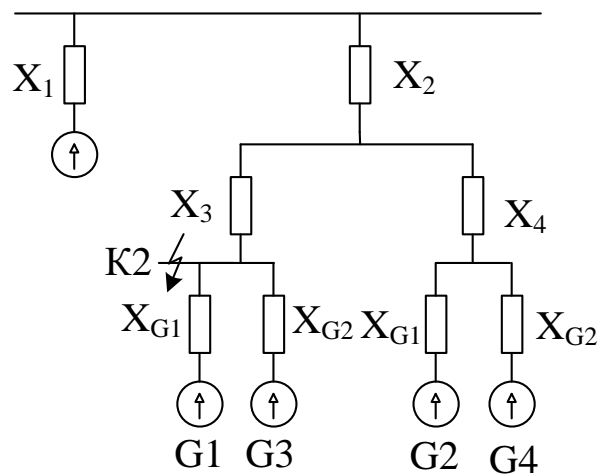


$$I_{n,o} = 1 \cdot 1,56 / 0,28 = 5,57 \kappa A;$$

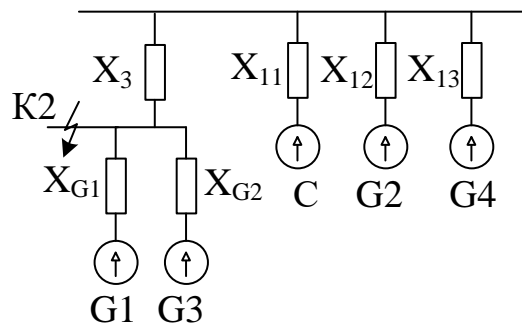
$$I_{n,oG1,2} = 1,08 \cdot 1,56 / 1,44 = 1,17 \kappa A;$$

$$I_{n,oG3,4} = 1,08 \cdot 1,56 / 2,10 = 0,80 \kappa A;$$

K2







$$X_{11} = X_1 + X_2;$$

$$X_{11} = 0,28 + 0,17 = 0,45;$$

Розподіляємо  $X_4$  між  $X_{G1}$  та  $X_{G2}$  :

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_4 (X_{G1} + X_{G2}); \\ X_{12} &= X_{G1} + (\Delta X / X_{G2}); \\ X_{13} &= X_{G2} + (\Delta X / X_{G1}); \end{aligned} \right\}$$

$$\Delta X = 0,28(1,83 + 2,68);$$

$$X_{12} = 1,83 + (1,26 / 2,68) = 2,30;$$

$$X_{13} = 2,68 + (1,26 / 1,83) = 3,37;$$

Розподіляємо  $X_3$  між  $X_{11}$  та  $X_{12}$  та  $X_{13}$  [2]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_3 (X_{11} \cdot X_{12} + X_{11} \cdot X_{13} + X_{12} \cdot X_{13}); \\ X_{14} &= X_{11} + (\Delta X / X_{12} \cdot X_{13}); \\ X_{15} &= X_{12} + (\Delta X / X_{11} \cdot X_{13}); \end{aligned} \right\} \quad (2.35)$$

$$X_{16} = X_{13} + (\Delta X / X_{11} \cdot X_{12});$$

$$\Delta X = 0,28(0,45 \cdot 2,3 + 0,45 \cdot 3,37 + 2,3 \cdot 3,37) = 2,89;$$

$$X_{14} = 0,45 + (2,89 / 7,75) = 0,82;$$

$$X_{15} = 2,3 + (2,89 / 1,52) = 4,20;$$

$$X_{16} = 3,37 + (2,89 / 1,04) = 6,15;$$

$$I_{n,oG1} = 1,08 \cdot 9,18 / 1,83 = 5,42 \text{кА};$$

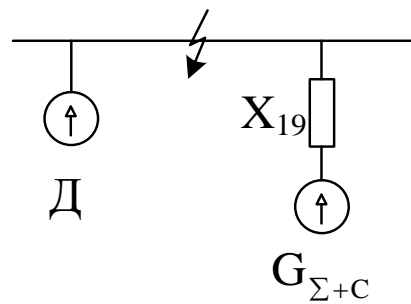
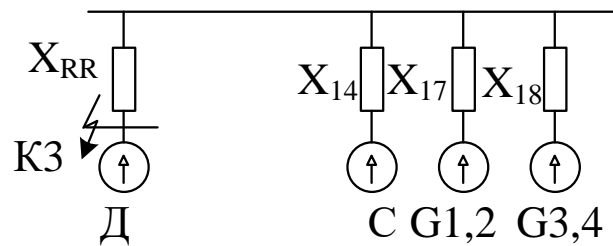
$$I_{n,oG3} = 1,08 \cdot 9,18 / 2,68 = 3,70 \text{кА};$$

$$I_{n,oC} = 1 \cdot 9,18 / 0,82 = 11,20 \text{кА};$$

$$I_{n,oG2} = 1,08 \cdot 9,18 / 4,2 = 2,36 \kappa A;$$

$$I_{n,oG4} = 1,08 \cdot 9,18 / 6,15 = 1,61 \kappa A;$$

K3



$$X_{17} = \frac{X_{\Gamma 1} \cdot X_{15}}{X_{\Gamma 1} + X_{15}};$$

$$X_{17} = \frac{1,83 \cdot 4,2}{1,83 + 4,2} = 1,25;$$

$$X_{18} = \frac{X_{\Gamma 2} \cdot X_{16}}{X_{\Gamma 2} + X_{16}};$$

$$X_{18} = \frac{2,68 \cdot 6,15}{2,68 + 6,15} = 1,87;$$

$$X_{19} = \frac{X_{14} \cdot X_{17} \cdot X_{18}}{X_{14} \cdot X_{17} + X_{14} \cdot X_{18} + X_{17} \cdot X_{18}} + X_{RR};$$

$$X_{19} = \frac{0,82 \cdot 1,25 \cdot 1,87}{0,82 \cdot 1,25 + 0,82 \cdot 1,87 + 1,25 \cdot 1,87} = +0,88 = 1,89;$$

$$I_{n,oG2+C} = 1 \cdot 9,18 / 1,89 = 4,86 \kappa A;$$

$$I_{n,oD} = 4 \frac{\sum P_{НОМ}}{U_{НОМ}}; \quad (2.36)$$

$$I_{n,oD} = 4 \frac{1,25 \cdot 0,576}{6} = 0,48 \kappa A;$$

Попередньо встановлюємо вимикачі [2]:

ВРУ-35 кВ	ВР35НС	$t_{\text{ВВ}}=0,04\text{с}$
ГРУ-6,3 кВ	ВР2	$t_{\text{ВВ}}=0,04\text{с}$
РУВП-6,3 кВ	ВР0	$t_{\text{ВВ}}=0,03\text{с}$

Визначимо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [2]:

$$\left. \begin{aligned} I_{n,\tau,\delta} &= I_{n,o,\delta} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{a,\tau,\delta} &= \sqrt{2} I_{n,o,\delta} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{y,\delta} &= \sqrt{2} \cdot K_y I_{n,o,\delta}; \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

$$I_{n,\tau,\delta} = 0,48 \cdot e^{-0,04/0,07} = 0,31\text{кА};$$

$$i_{a,\tau,\delta} = \sqrt{2} 0,48 \cdot e^{-0,04/0,04} = 0,25\text{кА};$$

$$i_{y,\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 0,48 = 1,12\text{кА};$$

Таблиця 2.15 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	$K_y$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К1 ВРУ-35 кВ	Система	0,05	0,02	1,86	0,64	0,89
	G <sub>1,2</sub>		0,10	1,72	0,54	0,92
	G <sub>3,4</sub>		0,10	1,608	0,15	1
К2 ГРУ-6,3кВ	Система	0,05	0,04	1,790	0,3	1
	G <sub>1</sub>		0,106	1,913	0,63	0,75
	G <sub>2</sub>		0,106	1,913	0,63	0,92
	G <sub>3</sub>		0,10	1,890	0,6	0,72
	G <sub>4</sub>		0,10	1,890	0,6	0,91
К3 РУВП-6,3кВ	G <sub>2</sub> +Система	0,04	0,038	1,80	0,38	1

Визначаємо розрахункові коефіцієнти  $\gamma_{n,\tau}$  для генераторних віток [2] :

К1

а)  $G_{1,2}$ ;

$$I'_{ном} = \frac{S_{ном} \cdot \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (2.38)$$

$$I'_{ном} = \frac{2,75}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,23 \text{ кА};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 1,17 / 0,23 = 5,1;$$

$\gamma_{n,\tau} = 0,85$  (рисунок 4.2 [2]);

б)  $G_{3,4}$ ;

$$I'_{ном} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,16 \text{ кА};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 0,8 / 0,16 = 5;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,86;$$

К2

а)  $G_1$ ;

$$I'_{ном} = 0,688 \text{ кА};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 5,42 / 0,688 = 7,9;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,75;$$

$$G_2; I'_{ном} = 0,688 \text{ кА};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 2,36 / 0,688 = 3,43;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,92;$$

$$G_3; I'_{ном} = 0,459 \text{ кА};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 3,7 / 0,459 = 8,1;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,72;$$

$$G_4; I'_{ном} = 0,459 \text{ кА};$$

$$I_{n,o} / I'_{ном} = 1,61 / 0,459 = 3,51;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,91;$$

Таблиця 2.16 – Зведена таблиця струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{n,o}$ кА	$I_{n,\tau}$ кА	$i_{a,\tau}$ кА	$I_y$ кА	Примітка
К1 ВРУ-35 кВ	Система	5,57	5,57	0,79	12,63	-
	G <sub>1,2</sub>	1,17	0,99	0,99	3,12	-
	G <sub>3,4</sub>	0,80	0,69	0,68	2,13	-
	Сума	7,54	7,25	2,46	17,88	КА+Ш
К2 ГРУ- 6,3кВ	Система	11,20	11,20	4,74	28,27	-
	G <sub>1</sub>	5,42	4,07	4,81	14,62	-
	G <sub>2</sub>	2,36	2,17	2,10	6,37	-
	G <sub>3</sub>	3,70	2,66	3,13	9,86	-
	G <sub>4</sub>	1,61	1,47	1,36	4,29	-
	Сума(без G <sub>1</sub> )	18,87	17,50	11,33	48,79	-
	Сума(без G <sub>3</sub> )	20,59	18,91	13,01	53,55	КА в колі G <sub>3</sub>
	Повна сума	24,29	21,57	16,14	63,41	Ш
К3 РУВП- 6,3кВ	G <sub>Σ</sub> +Система	4,86	4,86	2,60	12,33	КА
	Двигуни ВП	0,48	0,31	0,25	1,12	-
	Сума	5,34	5,17	2,85	13,45	Ш

Примітка: КА – комутаційна апаратура;

Ш – шини;

## 2.7 Визначення максимальних струмів присіднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ- 35 кВ

Максимальні струми [2]:

$$I_{\max w} = \frac{P_{zp}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.40)$$

$$I_{\max T3} = \frac{1,5 \cdot S_{T.HOM}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.41)$$

$$I_{\max w} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 309,7(A);$$

$$I_{\max T3} = \frac{1,5 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 396,4(A);$$

Імпульс квадратичного струму [2]:

$$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.42)$$

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

$$B_{\kappa} = 7,54^2 (0,2 + 0,1) = 17,1(\kappa A^2 \cdot c);$$

ГРУ-6,3 кВ.

$$I_{\max G} = I_{\text{с.НОМ}} / 0,95; \quad (2.43)$$

$$I_{\max G1} = 688 / 0,95 = 724,2(A);$$

$$I_{\max G3} = 459 / 0,95 = 483,2(A);$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2202(A);$$

$$I_{\text{рвп max}} = 400(A);$$

$$I_{\text{RR max}} = 400(A);$$

$$B_{\kappa} = 24,29^2 (0,3 + 0,106) = 239,5 \kappa A^2 \cdot c;$$

$$T_{a,cx} = \frac{T_{a,c} \cdot I_{n,o,c} + T_{a,d} + I_{n,o,d}}{I_{n,o,c} + I_{n,o,d}}; \quad (2.44)$$

$$T_{a,cx} = \frac{0,038 \cdot 4,86 + 0,04 + 0,48}{5,34} = 0,038c;$$

$$B_{\kappa} = I_{n,o,c}^2 (t_{\text{вим}} + T_{a,cx}) + I_{n,o,d}^2 (0,5T_{\delta}' + T_{a,cx}) + 2 \cdot I_{n,o,d} \cdot I_{n,o,c} (T_{\delta}' + T_{a,cx}) \cdot t_{\text{вим}},$$

$$B_{\kappa} = 4,86^2 (0,3 + 0,038) + 0,48^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,038) + 2 \cdot 0,48 \cdot 4,86 \cdot (0,07 + 0,038) = 8,5 (\kappa A^2 \cdot c)$$

## 2.8 Вибір комутаційної апаратури

### ВРУ-35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР-35 НС	РНД31-35/1000У1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 396,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} = 7,25 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a\tau} = 2,46 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot B_{\text{ном}} \cdot I_{\text{вим.ном}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,46 \text{ кА}$	-
$I_{\text{по}} = 7,54 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 17,88 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 20^2 \cdot 3 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$B_{\kappa} = 17,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

### ГРУ-6.3 кВ

а) генератор  $G_1(G_2)$ ;

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2-10	КРУ типу КУ10Ц
$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 724,2 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} = 17,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a\tau} = 11,33 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = 8,46 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 36,01 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{вим.ном}} (1 + BH) = 36,66 \text{ кА}$	-
$I_{\text{по}} = 18,87 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 48,79 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	-
$B_{\kappa} = 239,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 2976,75 (1200) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

б) генератор G<sub>3</sub>(G<sub>4</sub>);

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2-10	КРУ типу КУ-10Ц
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{пт} = 18,91 \text{ кА}$ $i_{а\tau} = 13,01 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 39,67 \text{ кА}$ $I_{по} = 20,59 \text{ кА}$ $i_y = 53,55 \text{ кА}$ $B_k = 239,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ном} = 1000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = 13,32 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} (1 + BH) = 57,74 \text{ кА}$ $I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 80 \text{ кА}$ $I^2_{Т \cdot t_{Т}} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$ - - - - - -

## в) Трансформатор зв'язку

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2-10	КРУ типу КУ-10Ц
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 2202 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{пт} = 10,37 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{а\tau} = 11,4 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 16,92 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 26,02 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} (1 + BH) = 73,32 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 13,09 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 35,14 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	-
$B_k = 239,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{Т \cdot t_{Т}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-



РУ ВП – 6,3кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2-10	КРУ типу КУ-10Ц
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 400 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{пт} = 4,86 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{ат} = 2,6 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 7,05 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 4,86 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_y = 12,33 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	-
$B_k = 8,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-35 кВ

а) збірні шини

$$I_{max} = 396,4(\text{А});$$

$$I_{п,о} = 7,54(\text{кА}) < 20(\text{кА});$$

$$i_y = 17,88(\text{кА}) < 50(\text{кА}).$$

Приймаємо провід марки АС 400/19;

$$d = 16,8(\text{мм})$$

$$I_{доп} = 450(\text{А})$$

$$D = 1,5 \text{ м}$$

б) відгалуження до трансформатора зв'язку:

Економічний переріз [2]:

$$q_{ек} = I_{норм} / j_{ек}, \quad (2,45)$$

де  $I_{норм}$  – струм нормального режиму, А; $j_{ек}$  – економічна густина струму А/мм<sup>2</sup>;

$$q_{ек} = 264,3 / 1 = 264,3(\text{мм}^2)$$

Приймаємо провід марки АС 300/39:

$$d=24(\text{мм})$$

$$I_{\text{доп}} = 710(\text{А})$$

ГРУ-6,3 кВ

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 2202,0(\text{А});$$

$$i_y = 63,41(\text{кА});$$

$$B_k = 239,5(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

Встановлюємо однополюсні мідні шини прямокутного перерізу :

$$q = 100 \times 10 = 1000(\text{мм}^2);$$

$$I_{\text{доп.ном}} = 2310(\text{А});$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 2202,0 < I_{\text{доп.ном}} = 2310(\text{А});$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.46)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{239,5 \cdot 10^6}}{170} = 91,1(\text{мм}^2) < q = 1000(\text{мм}^2);$$

Перевірка на механічну стійкість:

Приймаємо, що шини встановлені горизонтально відносно фаз, а на опорних

ізоляторах :відстань між фазами :  $a = 0,5 \text{ м};$

довжина прогону:

$$l^2 \leq \frac{125,2}{200} \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.47)$$

де  $I$  – момент інерції шин

$$I = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.48)$$

$$I = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 83,3 \text{ см}^4;$$

Момент опору шин:

$$w = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.49)$$

$$w = \frac{1 \cdot 10^2}{6} = 16,7 \text{ см}^3;$$

$$l^2 \leq \frac{125,2}{200} \sqrt{\frac{83,3}{10}} = 1,81 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,345 \text{ м};$$

Приймаємо  $l = 1,3 \text{ м}$ .

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot w}; \quad (2.50)$$

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{63,41^2 \cdot 1,3^2}{0,5 \cdot 16,7} = 14,1 (\text{МПа}) < \sigma_{дон} = 140 (\text{МПа}).$$

Вибір ізоляторів

Розрахункова сила, що діє на опорний ізолятор:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{i^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.51)$$

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{63,41^2 \cdot 1,3}{0,5} \cdot 10^{-1} = 1808,6 (\text{Н}).$$

Приймаємо опорні ізолятори типу М0-6-3,75 У3:

$$U_{ном} = 6 (\text{кВ}); F_p = 3750 (\text{Н}); H_{із} = 100 (\text{мм}).$$

Перевіряємо ізолятор на механічну стійкість:

$$F_{розр} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.52)$$

$$1808,6 \text{ Н} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Умова виконується

Приймаємо прохідні ізолятори типу ИП-10/3150-3000У:

$$U_{ном} = 10 (\text{кВ}); I_{ном} = 3150 (\text{А}); F_p = 30000 (\text{Н}); l_{із} = 510 (\text{мм});$$

Перевіряємо ізолятор на механічну стійкість:

$$F_{розр} \leq 0,6 \cdot F_p;$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 1808,6 = 904,3 \leq 0,6 \cdot 30000 = 18000(H)$$

Умова виконується

Встановлюємо номінальний струмопровід типу ТЗК-6-1600-51.

РУВП - 6,3 кВ

$$I_{\max} = 400(A);$$

$$i_y = 13,45(\kappa A);$$

$$B_{\kappa} = 8,5(\kappa A^2 \cdot c)$$

Встановлюємо однополюсні мідні шини прямокутного перерізу:

$$q = 15 \times 4 = 120(\text{мм}^2)$$

$$I_{\text{доп.ном}} = 475(A).$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 400 < I_{\text{доп.ном}} = 475(A).$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{8,5 \cdot 10^6}}{170} = 17,1(\text{мм}^2) < q = 120(\text{мм}^2);$$

$$I = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 0,9 \text{см}^4;$$

$$w = \frac{0,4 \cdot 3}{6} = 0,6 \text{см}^3;$$

$$l^2 \leq \frac{125,2}{200} \sqrt{\frac{0,9}{1,2}} = 0,54 \text{м}^2;$$

$$l^2 \leq 0,735 \text{м};$$

Приймаємо  $l \leq 0,7 \text{м};$

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{13,45^2 \cdot 0,7^2}{0,5 \cdot 0,6} = 5,1 \text{Мпа} < q_{\text{дон}} = 140 \text{Мпа}.$$

Вибір ізоляторів:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{13,45^2 \cdot 0,7}{0,5} \cdot 10^{-1} = 43,8(H);$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ИО-6-3,75УЗ.

$$U_{ном} = 6(\text{кВ}); F_p = 3750(\text{Н}); H_{из} = 100(\text{мм}).$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 43,8 = 21,9(\text{Н}) < 0,6 \cdot 3750 = 2250(\text{Н}).$$

## 2.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна типу А03-400М-6[3]:

$$P_{ном} = 200(\text{кВт});$$

$$U_{ном} = 6(\text{кВ});$$

$$I_{ном} = 24,4(\text{А});$$

$$V_0 = 35^\circ \text{C};$$

$$T_{max} = 3000(\text{год});$$

$$K_q = 0,87;$$

Вибираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{ек} = 24,4 / 1,4 = 17,43(\text{мм}^2);$$

Приймаємо кабель перерізом  $3 \times 25 \text{мм}^2$ ;  $I_{доп.ном} = 70(\text{А});$

$$I_{доп} = 0,87 \cdot 70 = 60,9(\text{А}) > 24;$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{8,5 \cdot 10^6}}{98} = 29,74(\text{мм}^2) > 25(\text{мм}^2);$$

Приймаємо кабель перерізом  $3 \times 35 \text{мм}^2$ ;  $I_{доп.ном} = 85(\text{А});$

## 2.11 Вибір лінійних реакторів

Максимальне навантаження району:  $P_{p.max} = 12,84(\text{МВт});$

Кількість секцій ГРУ-6,3 кВ:  $n_c = 2;$

Навантаження секцій:  $p_c = 6,42(\text{МВт});$

Кількість реакторів на секції:  $n_{pc} = 1;$

Струм реактора: 
$$I_p = \frac{6,42 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8} = 736,3(A);$$

Струм вітки реактора: 
$$I_{ep} = 736,3 / 2 = 368,15(A);$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ на шинях ГРУ:

$$I_{n,0} = 24,29(\kappa A);$$

Час вимикання КЗ: 
$$t_{вим} = 1,5(c);$$

Кількість кабельних ліній на

реактор: 
$$n_{\kappa} = \frac{P_c}{P_{\kappa.доп}} = 2.$$

Тип вимикача на лінії: 
$$I_{вим.ном} = 12,5(\kappa A).$$

Струм кабельної лінії 
$$I_{\kappa л} = 368,15(A).$$

Визначимо результуючий опір кола КЗ при відсутності реактора [2,6]

$$x_{рез} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{n,0}}; \quad (2.53)$$

$$x_{рез} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 24,29} = 0,15(Ом);$$

Потрібний опір кола КЗ:

$$x_{рез}^{ном} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{вим.ном}}; \quad (2.54)$$

$$x_{рез}^{ном} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,29(Ом);$$

Потрібний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$x_p^{ном} = 0,29 - 0,15 = 0,14(Ом)$$

Встановлюємо реактор типу РБС10-2х630-0,25У3 [4]:

$$U_{ном} = 10(\kappa B); I_{ном} = 2 \times 630(A); x_p = 0,25(Ом); k_{зв} = 0,46; i_{дин} = 40(\kappa A);$$

$$I_T = 14,5(\kappa A); t_T = 8(c);$$

Результуючий опір кола КЗ з врахуванням реактора:

$$X_{рез}' = 0,15 + 0,25 = 0,4(Ом);$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{n,0} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 9,1(кА);$$

Електродинамічна стійкість:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot k_y < i_{дин}; \quad (2.55)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 9,1 \cdot 1,904 = 24,43(кА) < i_{дин} = 40(кА);$$

Термічна стійкість:

$$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 (t_{вим} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_t; \quad (2.56)$$

$$B_{\kappa} = 9,12(1,5 + 0,1) = 132,5(кА^2 \cdot с) < 15,75 \cdot 8 = 1984,5(кА^2 \cdot с);$$

Залишкова напруга на шинах ГРУ при КЗ за реактором

$$U_{зал} \% = x_{р.ном} \frac{\sqrt{3} \cdot I_{n,0} \cdot 100}{U_{ном}} \geq 65\%; \quad (2.57)$$

$$U_{зал} \% = 0,25 \frac{\sqrt{3} \cdot 9,1 \cdot 100}{6} = 65,6\% \geq 65\%.$$

Втрати напруги при протіканні струму у нормальному режимі:

$$\Delta U_p \% = x_{р.ном} (1 - \kappa_{зв}) \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\max} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot \sin \varphi \leq 2\% \quad (2.58)$$

$$\Delta U_p \% = 0,25(1 - 0,46) \frac{\sqrt{3} \cdot 0,36815 \cdot 100}{6} \cdot 0,6 = 0,86 \leq 2\%$$

## 2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-35 кВ

Таблиця 2.15 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТФЗМ – 35А

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 309,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ кА}$
$i_y = 17,88 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$
$B_k = 17,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,79 \text{ Ом}$	$r_{2 ном} = 2 \text{ Ом}$

Примітка:

а)  $I_{2 ном} = 5(A)$ ;

б) 0,5/10 Р;

в) схема з'єднань ТС: неповна зірка;

г) розрахункова довжина кабелю марки АКРВГ:  $l_{розр} = \sqrt{3} \cdot 75 = 130(m)$ ;

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, ВА, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	–	–
Лічильник активної енергії	И 670	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	И 676	2,5	–	2,5
Разом		5,5	–	5,0

Загальний опір приладів:

$$r_{пр} = S_{прил} / I_{2 ном}^2; \quad (2.59)$$

$$r_{пр} = 5,5 / 5^2 = 0,22(Ом);$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2 ном} - r_{прил} - r_k; \quad (2.60)$$

$$r_{пр} = 2 - 0,22 - 0,1 = 1,68(Ом).$$



Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = q \cdot l_{розр} / r_{пр}; \quad (2.61)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 130 / 1,68 = 2,19(\text{мм}^2).$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ перерізом 2,5 мм<sup>2</sup>.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 130}{2,5} + 0,22 + 0,1 = 1,79(\text{Ом}) < r_{2ном} = 2(\text{Ом}).$$

Встановлюємо ТН типу ЗНОМ-35-72У1:

$$U_{1ном} = 35000 / \sqrt{3}(В);$$

$$U_{2ном} = 100 / \sqrt{3}(В);$$

$$U_{1дод} = 100 / 3(В);$$

$$S_{к.ном} = 150(В \cdot А);$$

Таблиця 2.19– Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S <sub>обм</sub> , В·А	I <sub>обм</sub> , шт	cos φ	sin φ	n <sub>прил</sub> , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВАр
Лічильник активної енергії	И 670	1,5	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Лічильник реактивної енергії	И 676	3,0	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Разом:							9	21,9

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q + P^2} = \sqrt{9^2 + 21,9^2} = 23,7(В \cdot А) < S_{2дон} = 3 \cdot 150 = 450(В \cdot А).$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблиця 2.20– Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-35 кВ	ТФЗМ 35А	ЗНОМ-35-72У1
Трансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона НН:	ТВТ 35-І-600/5 ТШЛ-10	– -
Генератор Т2-6-2	ТПЛК-10	ЗНОЛ-06-6У3
Генератор Т2-4-2	ТПЛК-10	ЗНОЛ-06-6У3
РУВП-6,3 кВ	ТПЛ-10	ЗНОЛ-06-6У3

### 2.13 Вибір засобів обмеження перенапруги та високочастотних загороджувачів

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

- |                             |          |
|-----------------------------|----------|
| 1) ЛЕП-35 кВ, сторона ВН ТЗ | РВМ-35У1 |
| 2) сторона НН ТЗ та ТR      | РВРД-6У1 |
| 3) РУВП-6,3 кВ              | РВР8-6У1 |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та засобів РЗА використовуємо на ЛЕП-35 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5У1.

## 2.14 Вибір акумуляторної батареї

На ТЕЦ потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ). Ця батарея встановлюється в головному корпусі, вона повинна мати елементний комутатор та працювати в режимі постійного підзаряду з автоматичним підзарядом напруги на шинах. Кожна батарея має свій під зарядний пристрій, а для заряджання передбачається один загально станційний зарядний агрегат.

Вихідні дані для розрахунку:

- a) Напруга на шинах:  $U_{ш}=230$  (В);
- b) Номінальна напруга:  $U_{ном}=220$  (В);
- c) Напруга на елементі в режимі підзаряду:  $U_{пз}=2,15$  (В);
- d) Напруга на елементі в режимі аварійного розряду:  $U_p=1,75$  (В);
- e) Напруга на елементі наприкінці розряду:  $U_3=2,75$ (В);
- f) Кількість основних елементів батареї:  $n_0=108$ ;
- g) Кількість додаткових елементів батареї:  $n_g=22$ ;
- h) Загальна кількість елементів:  $h=130$ .

Таблиця 2.21 – Навантаження батареї

Електроприймач	К- сть	$P_{ном}$ , кВт	$I_{ном}$ ,А	$I_{розр}$ ,А	$I_{пуск}$ ,А	$I_{ав}$ ,А	$I_T$ ,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 масла насосу ущільнень генератора	4	1,5	6,8	6,0	30	24	120

Електродвигун аварійного масла насосу змазки турбін	4	3,0	14	13	62	52	248
Разом						286	418

Розрахункова тривалість роботи АБ складає 30 хв для станції, які мають зв'язок з енергосистемою. АБ встановлюється в головному корпусі, вони мають елементний комутатор для регулювання напруги і працюють в режимі постійного підзаряду з автоматичним регулюванням напруги на шинах. Кожна батарея має свій під зарядний агрегат.

Типовий номер АБ [2]:

$$\mu = 1,05 \cdot S_{ав} / j \quad (2.62)$$

де  $S_{ав}$  – навантаження усталеного на півгодинного аварійного розряду, А;

$j$  – допустиме навантаження аварійного розряду, яке приведено до першого номера акумулятора, А/Н.

$$\mu = 1,05 \cdot 286 / 25 = 12$$

Перевірка за максимальним струмом поштової:

$$N = I_n / 46; \quad (2.63)$$

$$N = 418 / 46 = 9,1;$$

Остаточно приймаємо типорозмір СК-12.

Перевіряємо відхилення напруги при максимальному струмі поштової:

$$j_n = I_{n0,um} / N; \quad (2.64)$$

$$j_n = 418 / 12 = 34,8(A / H)$$

З урахуванням втрати напруги в кабелі (5%) визначаємо (рисунок 7.2 [2]), що напруга у споживачів складає 87%, що більше допустимого значення 85%.

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{ном} + 0,15 \cdot N \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\} \quad (2.65)$$

$$I_{ПЗП} = 20 + 0,15 \cdot 12 = 21,8(A);$$

$$U_{ПЗП} = 2,15 \cdot 108 = 232,2(B).$$

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80

Розрахунковий струм та напруга під зарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,5 \cdot N; \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод}; \end{aligned} \right\} \quad (2.66)$$

$$I_{ПЗП.дод} = 0,05 \cdot 12 = 0,6(A);$$

$$U_{ПЗП.дод} = 2,15 \cdot 22 = 47,3(B).$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3:

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= I_{пост} + 5 \cdot N \\ U_{ЗП} &= U_3 \cdot n \end{aligned} \right\} \quad (2.67)$$

$$I_{ЗП} = 20 + 5 \cdot 12 = 80(A);$$

$$U_{ЗП} = 2,75 \cdot 130 = 357,5(B).$$

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

## РОЗДІЛ 3

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ КРАЇН ЄВРОПИ

Незважаючи на наявність в сучасних електроенергетичних системах (ЕЕС) великого числа різних засобів управління напругою і реактивною потужністю, основними залишаються електричні машини, перш за все генератори. Як правило, на їх частку припадає близько 90% всієї регульованою реактивної потужності в ЕЕС.

З розвитком ЕЕС збільшується і число генераторів, що працюють на загальну електричну мережу. У зв'язку з цим ускладнюється завдання управління напругою і потоками реактивної потужності в цих мережах, безперервно зростає розмірність задачі управління. Проблему поглиблює ще більше широке впровадження нових керованих засобів компенсації реактивної потужності на базі силової електроніки. З іншого боку, розвивається конкурентний ринок електроенергії який висуває підвищені вимоги до надійності роботи ЕЕС і якості електроенергії.

В таких умовах децентралізоване, слабо скоординоване управління режимом ЕЕС шляхом «ручної» корекції уставок автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) електричних машин, комутації батарей статичних конденсаторів (БСК) і РПН (пристрій перемикання відпайок трансформатора під навантаженням) трансформаторів на основі візуальної оцінки обмеженого кількості локальних параметрів електричного режиму вкрай неефективно. Тому з середини ХХ ст., У всіх промислово розвинених країнах інтенсифікувалися процеси автоматизації регулювання напруги в національних ЕЕС [13].

Хоча електричний режим окремої електростанції легко спостерігається місцевим оперативним персоналом, проте поява багатоагрегатних електростанцій, в першу чергу ГЕС, вимагала спеціальних систем групового керування збудженням генераторів (ГКЗ). Вони істотно полегшили дії оперативного персоналу і

забезпечили можливість керування режимом електростанції як єдиним цілим від сигналів автоматичних пристроїв загальносистемного регулювання. Крім цього, станційні системи ГКЗ вперше реалізували локальне автоматичне вторинне регулювання напруги.

Для ефективного використання регулювальних можливостей електростанцій з метою досягнення загальносистемного ефекту необхідно координоване керування їх режимами, що при великих розмірах завдання можливо тільки на базі розрахунків усталених режимів (УР) у межах всієї ЕЕС.

Необхідність керування напругою і потоками реактивної потужності давно назріла в ЕЕС України. У цьому зв'язку може виявитися досить корисним досвід країн Європи [13].

### 3.1 Регулювання напруги у Франції

У Франції і Італії побудова систем регулювання напруги і керування потоками реактивної потужності засновано на розбивці ЕЕС на зони керування за принципом найбільшої взаємної електричної віддаленості.

В 1979 р. почалося широке впровадження вторинного регулювання напруги в ЕЕС Франції. У цей час воно охоплює близько 100 теплових енергоблоків, що працюють на органічному і ядерному паливі, і 150 гідрогенераторів. Їх сумарна реактивна потужність більше 30 000 МВАр [13].

Національна енергосистема Франції розділена на 35 зон керування. У вітчизняній технічній літературі подібні зони одержали назву концентрованих генеруючих вузлів (КГВ), хоча повної ідентичності між ними немає.

Структурна схема національної системи регулювання напруги Франції показана на рис. 3.1. Зональні регулятори напруги (ЗРН), показані в правій частині рис. 3.1, автоматично підтримують задані рівні напруги в опорних точках (ОТ) своїх зон керування впливом на установки АРЗ регулюючих енергоблоків. Профіль напруги в межах зони керування визначає розподіл реактивної потужності між регулюючими енергоблоками.

### Національна електрична мережа

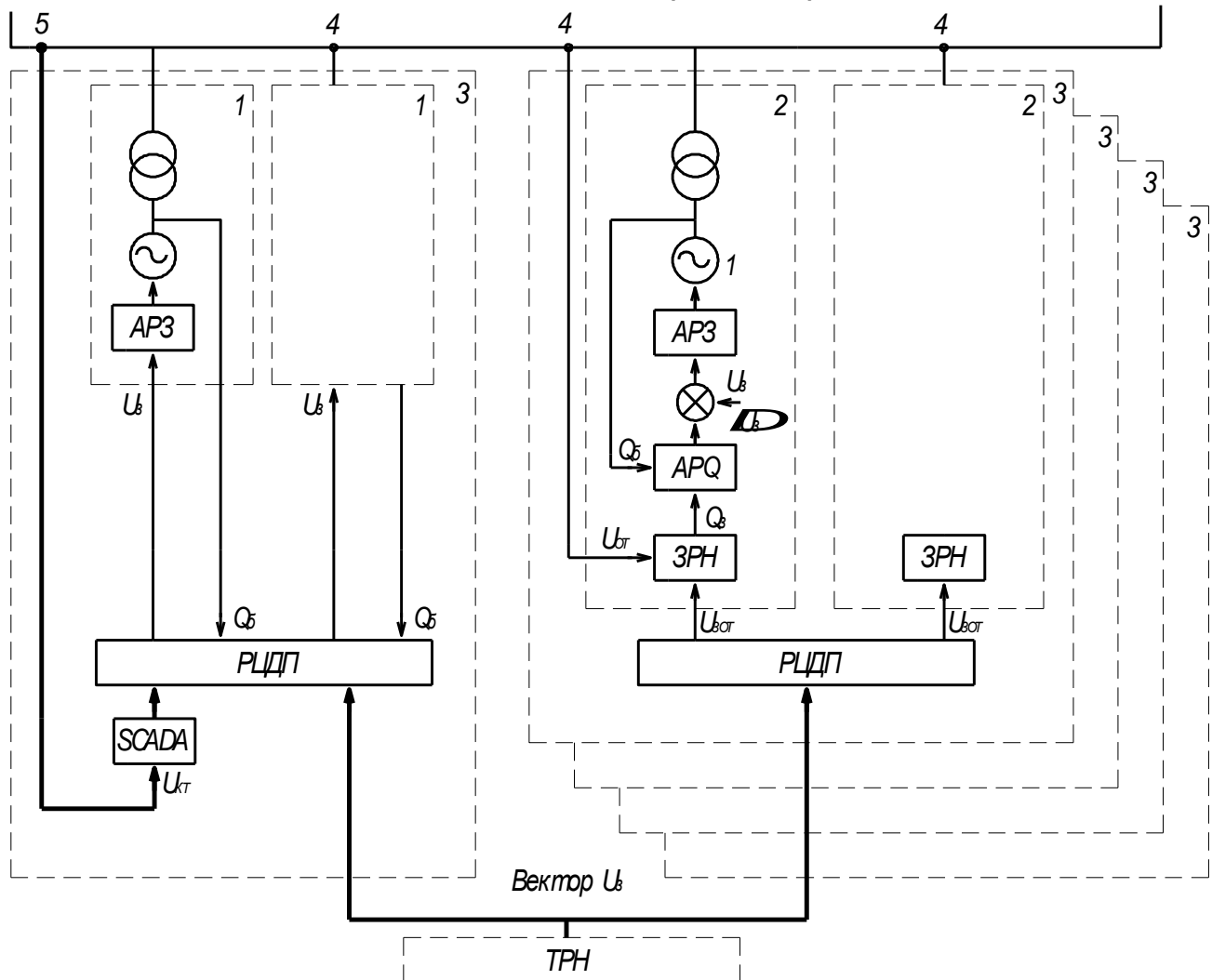


Рисунок 3.1 – Структурна схема системи регулювання напруги в ЕЕС Франції: 1- регулюючий енергоблок; 2 - зона керування; 3 - регіон; 4 - опорні точки зон керування; 5- контрольовані точки мережі; AP3 - автоматичний регулятор збудження генератора; APQ- регулятор реактивної потужності; ЗРН- зональний регулятор напруги; ТРН- третинний регулятор напруги; РЦДП- регіональний центральний диспетчерський пункт;  $U_3$ - установка APB;  $Q_3$ - установка APQ;  $U_{3от}$ - установка опорної точки зони керування;  $U_{кр}$ ,  $U_{от}$ - фактичні значення напруги в контрольних опорних точках мережі;  $Q_б$ - фактичне значення реактивної потужності енергоблоку.

Однозначність розподілу реактивної потужності між регулюючими енергоблоками в межах однієї зони керування забезпечується спеціальними автоматичними регуляторами реактивної потужності (АР). Установки реактивної потужності  $Q_б$  на входи АР надходять безпосередньо від ЗРН. Таким чином, над АРЗ генераторів створюються два контури вторинного регулювання, які діють у



хвилинному темпі.

Така організація вторинного регулювання напруги сполучає в собі ідеологію ГКЗ електричних машин і систем автоматичного регулювання напруги і реактивної потужності у вузлі, що розроблявся в нашій країні в 80-х роках минулого століття. В відзначений ряд недоліків цієї схеми, які ускладнюють координацію вторинного регулювання з дією АРЗ генераторів, особливо АРЗ сильної дії. Ці недоліки виявилися і при експлуатації французької системи вторинного регулювання напруги. Серед них слід зазначити неможливість адаптації до розвитку енергосистеми, що супроводжується посиленням електричних зв'язків між жорстко визначеними зонами керування. Виявилися неадекватність дії системи при деяких видах аварійних збурень в енергосистемі, відсутність можливості оптимального вибору параметрів підстроювання системи під місцеві умови кожної зони керування, неповнота контролю параметрів режиму зони керування і регулюючих енергоблоків.

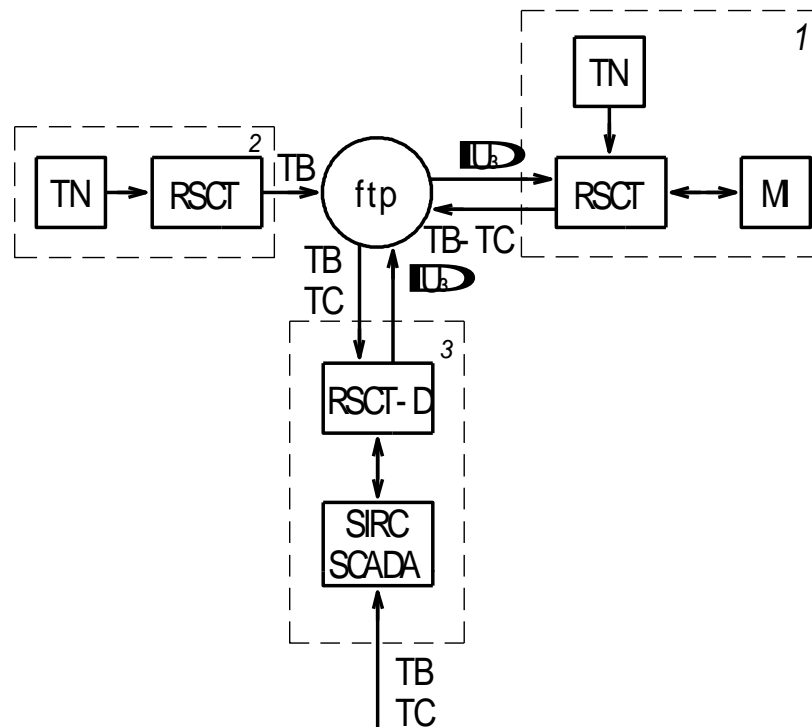


Рисунок 3.2 – Структура ЗРН-М західної Франції: 1 - регулюючі електростанції; 2 - підстанція; 3 - диспетчерський центр регіонального керування; МІ – модулі інтерфейсу для введення  $\Delta U_3$ ; TN - цифрові датчики; RSCT - інтерфейс станційного (підстанційного) зв'язку; SIRC - регіональний комп'ютерний центр керування; ТВ - телевимірювання; ТС - телесигнали.

Дії, що вживали для усунення цих недоліків, привели до того, що в західній частині Франції з 1998 р. працює нова, модернізована система (ЗРН-М), структура якої показана в лівій частині рис.3.1. В цій системі, створеної на базі ЗРН, вектор установок АРЗ регулюючих енергоблоків формуються для регіону, що охоплює кілька зон керування. Він розраховується в замкнутому контурі і є результатом мінімізації квадратичної функції виду [13]:

$$\begin{aligned}
 F = & \lambda_v \left\| \alpha (V_{зад} - V_c) - C_v \Delta U_c \right\|^2 + \\
 & \lambda_q \left\| \alpha (Q_{зад} - Q) - C_q \Delta U_c \right\|^2 + \\
 & \lambda_u \left\| \alpha (U_{зад} - U) - \Delta U_c \right\|^2
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

де  $\alpha, \lambda_v, \lambda_q, \lambda_u$  - вагові коефіцієнти;  $V_c, V_{зад}$  - поточні і задані напруги в опорних вузлах зон управління регіону;  $U, Q, U_{зад}, Q_{зад}$  - вектори поточних і заданих значень напруги на виводах генераторів і вектори їхніх реактивних потужностей відповідно;  $\Delta U$  - вектор динамічних змін напруги на виводах генераторів;  $C_v, C_q$  - матриці чутливості напруг в опорних вузлах і реактивних потужностях генераторів до змін напруги на їхніх виводах.

При обчисленні установок для локальних регуляторів враховуються обмеження на мережні і генераторні параметри, що задають у формі нерівностей.

Крім того ЗРН-М контролює підтримку напруги в заданих межах в обмеженому числі найбільш чутливих точок мережі, що не є опорними.

На рис.3.2 показана архітектура системи ЗРН-М. В її склад входить робоча станція (RSCT-D), встановлена в регіональному центрі диспетчерського керування. На регулюючих енергоблоках і контрольованих підстанціях установлені датчики ТН аналогової інформації, переданої через інтерфейси стаціонарного зв'язку (RSCT-C), і інтерфейси підстанційного зв'язку (RSCT-P) в (RSCT-D). Для передачі ТІ-ТС служить мережа зв'язку X25, що використовує протокол скачування файлів (ftp). Робоча станція RSCT-D має зв'язок із комплексом обробки даних про режим і топологію електричної мережі SCADA регіонального центру керування (SIRC).

Керування в системі ЗРН-М може вестися шляхом стабілізації рівнів напруги в опорних точках зон керування або шляхом стабілізації генерації реактивної потужності на рівні, наприклад близькому до границі припустимих навантажень джерел, що генерують. Таким чином, забезпечується рівномірне використання діапазонів регулювання реактивної потужності в енергоблоках даного регіону, а також мінімально необхідні запаси реактивної потужності і можливість маневру ними у випадках аварійних ситуацій. У зв'язку із цим буде доречним відзначити, що такий же принцип керування використався у вітчизняних розробках АРУН для КГВ [13].

Минулі роки експлуатації системи ЗРН-М в електричних мережах західної Франції виявили наступні переваги її перед системою ЗРН, використовуваною в південно-східній частині національної енергосистеми: підвищилася стабільність розподілу напруги в електричній мережі, знизилася потреба генерації активної потужності енергоблоками з відповідним збільшенням резерву реактивної потужності. Нова система керування продемонструвала кращі динамічні властивості. Вона значною мірою розвантажила оперативний персонал від рутинної роботи і необхідності, коректувати її настроювання, як це має місце в системі керування південно-східною частиною енергосистеми. З'явилася можливість оперативної корекції установок по реактивній потужності для окремих енергоблоків або їхніх груп з метою реалізації спеціальних стратегій керування.

Перераховані вдосконалення нової системи керування, дозволяють експлуатувати її поблизу фактично допустимих границь у після аварійних режимах енергосистеми, що особливо істотно з метою запобігання розвитку лавини напруги. Очевидні технічні переваги системи ЗРН-М дозволили ухвалити рішення щодо застосування її з невеликими переробками й на південно-сході Франції [13].

В систему вторинного регулювання напруги Франції інтегроване автоматично керування БСК що комутуються. Конденсатори перемикаються для вивільнення діапазонів регулювання реактивної потужності генераторів. Тим самим забезпечується постійний резерв активної потужності, готовий до його автоматичного використання у випадку системної аварії.

Визначення установок по напрузі для ОТ зон керування з метою забезпечення економічності і надійності електропостачання в національному масштабі є завданням, так званого, третинного регулювання напруги.

Третинне регулювання (рис.3.1 блок ТРН) повинне здійснюватися не швидше, ніж в 20-хвилинному темпі, що асоціюється з темпом оперативно-диспетчерського керування. В цей час третинне регулювання в національній енергосистемі Франції не автоматизовано.

### 3.2 Регулювання напруги в Італії

Відповідно до концепції, покладеної в основу побудови системи регулювання напруги в національній ЕЕС Італії, реактивна потужність блоків, що генерують, є єдиним джерелом здатним забезпечити динамічну підтримку необхідного рівня напруги в електричних мережах. Вторинне регулювання напруги засноване на поділі ЕЕС Італії на 18 незалежних зон керування (аналоги КГВ). У кожній зоні керування виділені регулюючі електростанції, що комутирують в електричні мережі 400 і 220 кВ [13].

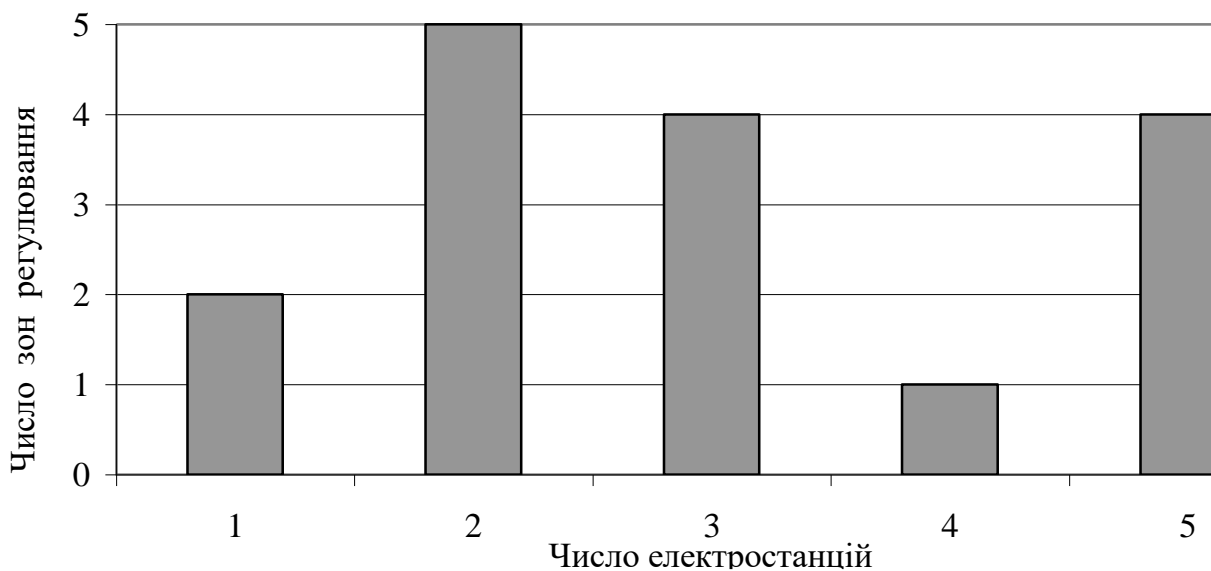


Рисунок 3.3 – Розподіл числа регулюючих електростанцій по зонах керування

В якості регулюючих обрані електростанції з найбільшими діапазонами регулювання реактивної потужності, що роблять основний вплив на напругу локальної мережі зони керування. Загальне число таких електростанцій 50, а в зонах

керування може бути від однієї до п'яти. Розподіл числа регулюючих електростанцій по зонах керування показано на рис. 3.3. На рис.3.4 показана структурна схема системи регулювання напруги в ЕЕС Італії. У межах кожної регулюючої електростанції створені локальні загальностанційні системи регулювання напруги (ЗСРН), які підтримують задану напругу на шини електростанцій і забезпечують однозначність розподілу реактивної потужності, між енергоблоками впливаючи безпосередньо на установки їх АРЗ.

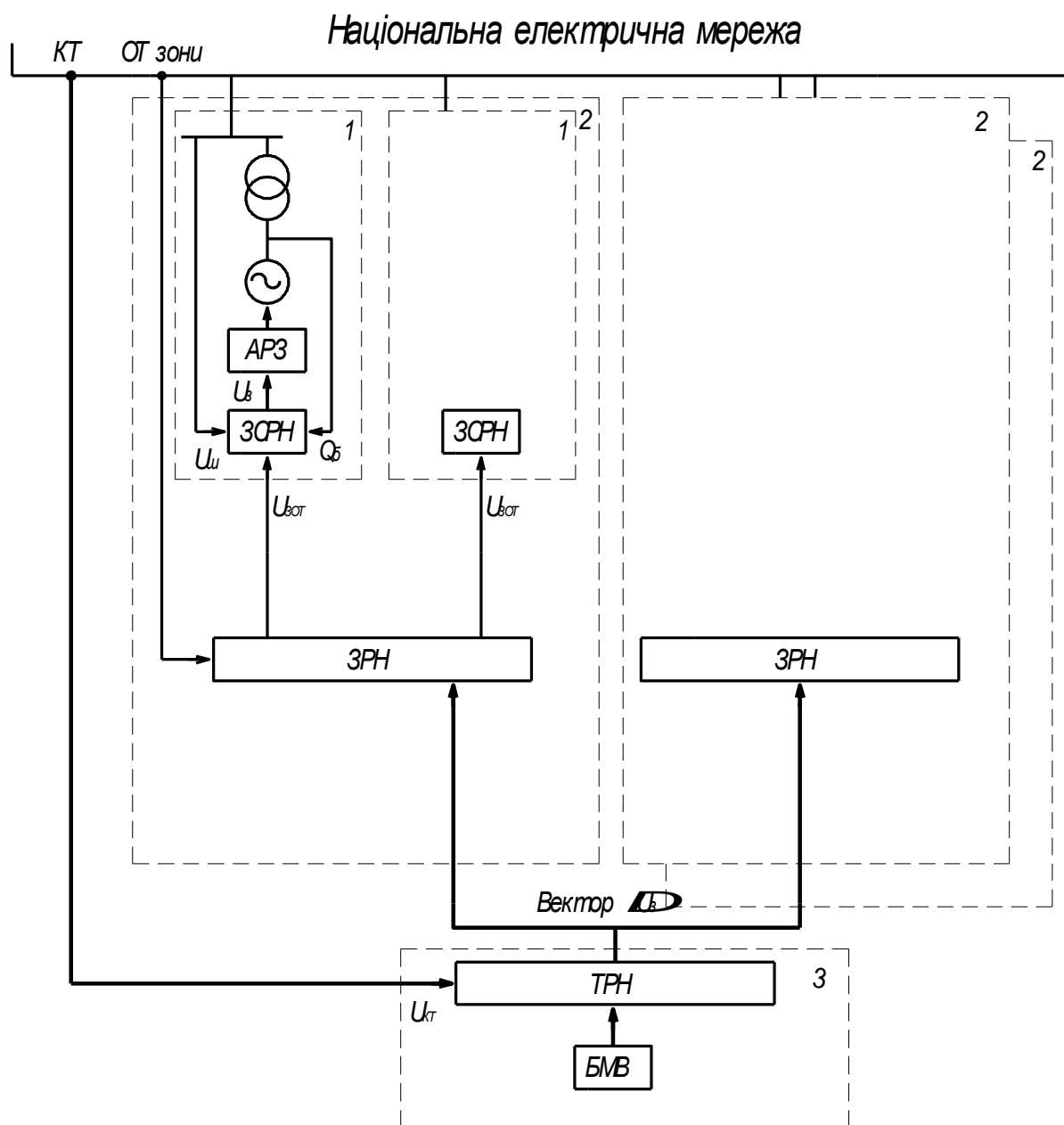


Рисунок 3.4 – Структурна схема системи регулювання напруги в ЕЕС Італії: 1 - регулююча електростанція; 2 - зона керування; 3 - верхній рівень керування; ЗСРН - загальностанційна система регулювання напруги; БМВ - блок мінімізації втрат потужності в електричних мережах; КТ - контрольна точка мережі.

Зональні системи керування регулюють напруга у своїх ОТ по можливості незалежно одна від одної, а також забезпечують однозначний розподіл реактивної потужності між регулюючими електростанціями в межах кожної зони корекцією установок на входах ЗСРН. Таким чином, ЗРН у сполученні з ЗСРН здійснюють вторинне регулювання напруги у ОТ електричної мережі і на шинах регулюючих електростанцій. Крім того, у функції ЗРН входить керування комутаціями БСК, шунтувальними реакторами (ШР), РПН трансформаторів і статичних компенсаторів реактивної потужності з метою вивільнення діапазонів регулювання на зональних регулюючих електростанціях.

Така структура керування напругою і реактивною потужністю в окремій зоні керування практично повністю повторює вітчизняні системи АРУН для керування КГВ [13]. У тих випадках, коли в зоні регулювання виділені тільки одна регулююча електростанція, функції ЗРН виконує ЗСРН цієї електростанції,

Для підвищення експлуатаційної безпеки і ефективності системи регулювання в цілому проектом передбачається ТРН. Підсистема ТРН повинна зводити до мінімуму відхилення фактично заміряних рівнів напруги в контрольованих точках (КТ) електричних мереж, що не є ОТ зон керування, від їхніх оптимальних значень, прогнозованих на добу вперед і на хвилини вперед блоком мінімізації втрат (БМВ) в національній ЕЕС. Контролюючи виконання заданих графіків напруги, сформованих БМВ, ТРН ініціює їхню корекцію блоком БМВ. Третинне регулювання, як і вторинне, здійснюється в замкнутому контурі.

Стійкість описаної триконтурної системи регулювання напруги, утвореної АРЗ генераторів, ЗРН і ТРН, забезпечується цілеспрямованим виділенням більш-менш незалежних зон керування і координацією швидкодії перерахованих контурів регулювання. Так постійна часу АРЗ генераторів становить 0,5 с, постійна часу в контурі розподілу реактивної потужності в ЗСРН дорівнює 5 с, постійна часу вторинного регулювання напруги на шинах електростанцій і в опорних точках зон керування дорівнює 50 с.

Вплив на ЗРН із боку ТРН здійснюється з інтервалом від 5 до 20 хв. Затримка

в передачі інформації в пристроях зв'язку між ієрархічними рівнями керування не повинна перевищувати 2с. Така розв'язка швидкодії різних контурів регулювання забезпечує практично незалежне їхнє функціонування. Перехідний процес у кожному з них залишається аперіодичним.

Об'єднання ТРН і БМВ повинне утворити верхній, загальнонаціональний рівень керування (ЗНРК). Його завдання: досягнення загальносистемного ефекту від координації дії ЗРН, запобігання конфліктних ситуацій, комплексне використання синхронних компенсаторів, гнучких систем електропередачі, ШР, БСК і РПН трансформаторів.

Глобальна ієрархічна система керування, включаючи третинне регулювання, була готова наприкінці 2004р. Заходи щодо підготовки до практичного застосування вторинного й третинного регулювання напруги в національній енергосистемі Італії були завершені наприкінці 2005р. Були введені в експлуатацію 50 ЗСРН і три ЗРН. У цей час відбувається налагодження спільної, погодженої роботи ЗСРН і ЗРН. Третинне регулювання ще не автоматизоване. Досліджується можливість об'єднання ЗНРК з існуючою системою SCADA.

Описана концепція повинна забезпечити оптимальний, але технічно здійснений, простий і надійний варіант рішення завдання централізованого регулювання напруги і реактивної потужності в національній ЕЕС Італії [13].

### 3.3 Перспективне регулювання напруги в Україні

З урахуванням перерахованих особливостей, керування потоками реактивної потужності і напругою в енергосистемі України повинно забезпечити:

однозначний розподіл реактивної потужності між електростанціями і між генераторами в межах кожної електростанції;

підтримку в допустимих межах завантаження генераторів реактивною потужністю, що виключає тривалу роботу їх у режимах недозбудження;

підтримку в допустимих межах струмів шиноз'єднувальних автотрансформаторів на електростанціях і підстанціях, а також різниці вищої і

середньої напруги на виводах цих апаратів у межах, що виключають перезбудження їх магнітопроводів;

мінімум комутацій РПН і БСК у процесі керування потоками реактивної потужності і напругою;

мінімум втрат потужності в електричних мережах;

використання ресурсів регулювання окремих електростанцій, керованих засобів компенсації реактивної потужності (ЗКРП) і РПН автотрансформаторів зв'язку мереж різних класів напруги при позаплановому вичерпанні діапазонів регулювання реактивної потужності й РПН на інших енергооб'єктах внаслідок істотних змін умов виробництва і передачі електроенергії.

До автоматичного керування напругою і потоками реактивної потужності повинні залучатися найбільш великі, регулюючі електростанції. Інші електростанції, а також СК, РПН автотрансформаторів зв'язку мереж різних класів напруги і БСК повинні використатися для вивільнення діапазонів регулювання реактивної потужності на регулюючих електростанціях і для рішення локальних завдань.

На регулюючих електростанціях повинні бути створені локальні ЗСРН із такими функціями, як:

однозначний розподіл реактивної потужності між генераторами, що комутують на одні шини електростанції, шляхом одночасного керування уставками їх АРВ;

автоматична підтримка заданого значення напруги на шинах вищої або середньої напруги електростанції шляхом синхронної скоординованої зміни уставок по напрузі АРЗ груп синхронних машин (вторинне регулювання напруги);

забезпечення "безударних" підключень і відключень синхронних машин до підсистеми керування у всіх випадках, включаючи пуски і зупинки;

автоматичне обмеження струмового перевантаження і недозбудження генераторів, струмового перевантаження й перезбудження автотрансформаторів зв'язку шин різних класів напруги, установлених на електростанціях;

автоматичний контроль діапазону регулювання реактивної потужності електростанції з обліком поточного активного навантаження генераторів;



корекція навантаження генераторів по реактивній потужності при зміні їх активної потужності;

прийом і автоматична реалізація команд керування і блокування, що надходять із вищого рівня системи керування реактивною потужністю і напругою в енергосистемі або від оперативного персоналу енергооб'єкта в передбачених ситуаціях;

автоматичний обмін всіма видами інформації з вищим рівнем системи керування реактивною потужністю й напругою, а також з оперативним персоналом енергооб'єкта;

автоматична самодіагностика технічних засобів ЗСРН, контроль вірності реалізації керуючих впливів;

реалізація автоматизованого робочого місця для оперативного персоналу енергооб'єкта.

Принаймні, на перших стадіях формування розглянутої системи керування всі електростанції, що не ввійшли в число регулюючих, повинні бути оснащені локальними засобами керування, наприклад косинусними регуляторами, що забезпечують однозначність їх реактивної потужності у всіх нормальних і післяаварійних режимах.

Необхідно прагнути до скорочення часу реалізації ЗСРН на регулюючих електростанціях, оскільки загальний ефект регулювання буде обмежений до закінчення введення в роботу всіх підсистем цього ієрархічного рівня

## РОЗДІЛ 4

## ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

## 4.1 Визначення кошторисної вартості спроектованої електростанції

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

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.4.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл. 4.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до ЕС порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних ЕС.

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

Таблиця 4.1 - Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах затрат, тис. грн.						Загальна вартість, тис. грн.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	3,5%	50%	44100	2%	1764	48%	6048	12600

Продовження таблиці 4.1

2	Об'єкти основного виробничого призначення	18000	58,0%	252000	41,0%	163800	1,0%	3600	360000
3	Об'єкти підсобного, виробничого обслуговуючого призначення	2%	80%	40320	20%	10080			7200
4	Об'єкти енергетичного господарства	2,2%	85%	6783	15%	1197			7920
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5%	95%	119700	5%	6300			18000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	5,8%	80%	113400	20%	12600			20880
7	Упор. території	1%	100%	21000					3600
8	Тимчасові будівлі та споруди	9%	80%	134400	10%	16800	10%	3240	32400
9	Інші роботи та затрати	8%					100%	28800	28800
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,4%					100%	1440	1440
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,2%					100%	540	540
12	Проектні і дослідні роботи	8,0%					100%	28800	28800
	Всього по розділах 1-13			290916		158796		72468	522180
	В т.ч. поворотні суми			14546					14546
	Всього			276370		158796		72468	507634

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{num} = \frac{K_{\Sigma}^{TEЦ}}{N_{ест}}, \quad (4.1)$$

$$K_{num} = \frac{507634}{20} = 25381(\text{тис.грн} / \text{МВт}),$$

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

## 4.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій інструкції планування і облік собівартості електроенергії здійснюється по статтям калькуляції витрат або економічним елементам.

В роботі використовують, згідно рекомендацій, методику укрупненого розрахунку собівартості по економічним елементам, яка використовується в проектних інститутах. Річний кошторис витрат на виробництво енергії складається по чотирьом економічним елементам.

1. Амортизація основних фондів.
2. Заробітна плата.
3. Паливо.
4. Інші витрати.

### 4.2.1 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “ Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту

основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ( $T_n = 20$  років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ( $T_n = 4$  роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ( $T_n = 6$  років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює:

1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2- 3%, 3- 5%. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл.4.1) по наступних формулах:

$$ОФ_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (4.2)$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (4.3)$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл.5}) + K_{інш} \quad (4.4)$$

де  $K_{БМР}$  - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи;  $K_{БМР5}$  - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.4.1;  $K_5$  - капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку);  $K_{обл.}$  - вартість обладнання ЕС;  $K_{інш.}$  - капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань виконаємо у табличній формі (табл.4.2).

Таблиця 4.2 - Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ тис.грн.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань тис. грн.
Ф1	155562,1	7	10889,3
Ф2	18000	28	5040
Ф3	334072	20	66814,4
Разом	507634		82743,7

#### 4.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів вибирається з [20]. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum k_{шт.і} \cdot N_{вст.і} : \quad (4.5)$$

$$Ч = (1,5 \times 2 \times 6 + 1,7 \times 2 \times 4) = 32,4 \sim 33 \text{ людей}$$

де  $k_{шт.і}$  - штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.і}$  - сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Загальна кількість персоналу ділиться по категоріям у відповідності з рекомендаціями, приведеними у таблиці 4.3:

Таблиця 4.3 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ЕС

Категорія працівників	Чисельність працівників	
	У % від загальної кількості	Працівників в
Робітники	80	26
ІТР	15,3	5
Службовці	3,2	1
МОП	0,7	1

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	ТЕЦ
	Заробітня плата, грн.
Робітники	18000
Службовці	15000
ІТР	20000
МОП	12000

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

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (4.6)$$

де  $Z_i$  – середня заробітна плата робітника  $i$ -ої категорії;  $n_i$  – кількість робітників  $i$ -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 4.5

Таблиця 4.5 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	26	5616000
ІТР	5	1200000
службовці	1	180000
МОП	1	144000

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.5 по формулі:

$$I_{зп} = (1,57 \times (S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80 \times (S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ 72рн.}})) \times K_k \times K_b, \quad (7.7)$$

$$I_{зп} = (1,57 \times (5616000 + 144000) + 1,8 \times (1200000 + 180000)) \times 0,7 \times 1,375 = 11\,094\,930 \text{ грн.}$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;  $K_k$  – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);  $K_b = 1,375$  – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

#### 4.3 Витрати на паливо

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції.

##### 4.3.1 Особливості розрахунку витрат на виробництво електроенергії на ТЕЦ

Усі особливості ТЕЦ пов'язані з тим, що основною її продукцією являється тепла енергія. Електроенергія виробляється на базі виробітку теплової енергії. Всі витрати ЕС мають бути розподілені між тепловою та електричною енергією. Амортизаційні відрахування, фонд заробітної плати та інші загально станційні і



цехові витрати діляться на теплову та електричну складові у відповідності з коефіцієнтом  $k_e$ , який визначається із відношення:

$$k_e = \frac{B_{ТЕЦ} - B_T}{B_{ТЕЦ}} = \frac{B_e}{B_{ТЕЦ}}, \quad (4.8)$$

де  $B_{ТЕЦ}$  - сумарні витрати палива на виробництво теплової та електричної енергії,

$B_T$  - витрати палива на виробництво теплової енергії у випадку окремого виробництва теплової та електричної енергії.

$$B_{ТЕЦ} = \frac{Q_{yn}}{Q_p^H \cdot \eta_k \cdot \eta_{ТП}} \cdot B \cdot (1 + \alpha_{nom}) \quad (4.9)$$

$$B_{ТЕЦ} = \frac{29330}{27800 \cdot 0,65 \cdot 0,85} \cdot 28649539,51 \cdot (1 + 0,015) + \frac{29330}{27800 \cdot 0,65 \cdot 0,85} \cdot 48313370,21 \cdot (1 + 0,015) = 258874,28 \text{ (т.у.п)}$$

де  $\alpha_{пот}=1,5\%$  (для твердого палива),

$B$  - витрати умовного палива визначаються по енергетичних характеристиках блоків.

$\eta_k=0,6$  (к.к.д. котлоагрегата);

$\eta_{ТП}=0,85$  (к.к.д. теплового потоку);

$Q_{yn}=29330$  (теплотворна здатність умовного палива);

$Q_p^H$  - теплотворна здатність реального палива.

$\tau_p = \tau_k - \tau_{простою}$  - час роботи агрегата за рік з врахуванням часу простою в капітальному чи поточному ремонті[20].

$$\tau_{p6} = 8760 \times 2 - (24 + 4) - 24 \cdot 6 = 16896 \text{ (год)}$$

$$\tau_{p4} = 8760 \times 2 - (14 + 4) - 24 \cdot 6 = 16944 \text{ (год)}$$

Кількість тепла, отриманого за рік від  $i$ -го відбору визначається за формулою:

$$Q_{від i} = \tau_p \cdot (M_i \cdot (t_2 - t_1) \cdot q_1 + M_i \cdot \lambda + M_i \cdot q_2(t_3 - t_2)) \text{ [ МДж]}, \quad (4.10)$$

де  $q_1 = 4,182$  кДж/кг\*К- питома теплоємність води;  $\lambda = 2256$  кДж/кг - питома теплота випарювання;  $q_2 = q_1$  - питома теплоємність водяної пари.

$$Q_{\text{від}6} = 16896 \cdot (32(100 - 20)4,182 + 32 \cdot 2256 + 32 \cdot 4,182(104 - 100)) = 1409687618 \text{ МДж}$$

$$Q_{\text{від}4} = 16944 \cdot (35(100 - 20)4,182 + 35 \cdot 2256 + 35 \cdot 4,182(435 - 100)) = 2367136951 \text{ МДж}$$

Витрати палива на виробництво теплової енергії:

$$B_T = \sum Q_{\text{від } i} / (Q_p^H \cdot \eta_k) \quad (4.11)$$

$$B_T = \frac{1409687618 + 2367136951}{27800 \cdot 0,65} = 209010,768 \text{ (т.у.п)}$$

Річні витрати палива на виробництво електричної енергії:

$$B_e = B_{\text{ТЕЦ}} - B_T \quad (4.12)$$

$$B_E = 258874,28 - 209010,768 = 49863,511 \text{ (т.у.п)}$$

Коефіцієнт розподілу витрат виробництва між тепловою та електричною енергією дорівнює :

$$K_e = B_e / B_{\text{ТЕЦ}} \quad (4.13)$$

$$K_E = \frac{49863,511}{258874,28} = 0,193$$

Враховуючи даний коефіцієнт, визначаємо частину амортизаційних відрахувань, та фонду заробітної плати, які приходяться на електричну енергію.

Витрати на паливо, що припадає на теплову енергію визначаються по формулі:

$$I_n = B_e \cdot C_n \quad (4.14)$$

$$I_n = 49863,511 \cdot 8000 = 398\,908\,088 \text{ (грн)}$$

#### 4.4 Інші затрати

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

$$I_{iH} = \frac{(I_a + I_{3n}) \cdot I_n}{100}, \quad (4.15)$$

$$I_{ін} = \frac{(82743764,4 + 11094930) \cdot 50}{100} = 46919347,2 (\text{грн.})$$

де  $I_{ін}$  – відсоток інших витрат, що визначається по графіку та рівний 50% для потужності заданої станції.

#### 4.5 Визначення собівартості відпущеної енергії

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

$$C = I / E_{відп.} \quad (4.16)$$

$$E_{відп.} = E_{вир} (1 - a_{вл}), \quad (4.17)$$

$$E_{відп.} = 115178,44 (1 - 0,06) = 108267,7336 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

де  $a_{вл}$  - коефіцієнт витрат на власні потреби,  $E_{вир}$  – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{426074389}{108267733,6} = 3,94 (\text{грн} / \text{кВт} \cdot \text{год}),$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_{ае} + I_{зпе} + I_{іне} + I_{п.} \quad (4.18)$$

$$I_{ае} = I_a \cdot K_e = 82743764,4 \cdot 0,193 = 15\,969\,546 (\text{грн.})$$

$$I_{зпе} = I_{зп.} \cdot K_e = 11094930 \cdot 0,193 = 2\,141\,321 (\text{грн.})$$

$$I_{іне} = I_{ін} \cdot K_e = 46919347,2 \cdot 0,193 = 9\,055\,434 (\text{грн.})$$

$$I = 558100,6 + 1107938 + 8262,783 + 39890808,584 = 42602043482 (\text{грн.})$$

Таблиця 4.6 - Результати розрахунків

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн.	Собівартість енергії	
		грн/кВт год	%
Амортизація	15 969 546	0,146	3,7
Заробітна плата	2 141 321	0,02	0,5

Паливо	398 908 088	3,69	93,7
Інші витрати	9 055 434	0,084	2,1
Разом	426 074 389	3,94	100

### Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	20
Річний виробіток електроенергії	кВт год	115178,44
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби	%	0,08
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,6
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн	50763,4
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	2538
Питомі витрати умовного палива	г/кВт.год	432
Собівартість відпущеної енергії	грн./кВт.год	3,94

Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії  $C = 3,94$  грн/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на ТЕЦ.

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

#### Задачі розділу

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

Проектована ТЕЦ потужністю 20 МВт, працюватиме на енергосистему напругою 35 кВ та місцевий район напругою 6 кВ. На станції знаходиться велика кількість обладнання під напругою (особливо на ВРУ), у приміщенні машинної зали має місце високий рівень вібрації. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Питання охорони праці передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів по їх зниженню, з техніки безпеки, з пожежної безпеки, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

В подальшому плануються нові тенденції поліпшення умов праці шляхом збільшення одиничної потужності, застосуванням більш досконаlih засобів контролю, апаратів безпеки, автоматизації управління, зменшення потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на виробництві.

Згідно [17] до основних небезпечних та шкідливих факторів, які діють на оперативний персонал машинної зали, відносять:

1) фізичні:

- підвищений рівень напруги в електричному колі замикання, яке може відбуватись через тіло людини;

- підвищений рівень шуму на робочому місці (через роботу вентиляційних систем);

- машини і механізми, що рухаються;
- недостатня освітленість робочої зони;
- недостатній рівень природного освітлення;
- підвищена та знижена температура робочої зони;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;

2) психофізіологічні:

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

## **5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації ТЕЦ**

### **5.1.1 Електробезпека**

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу у машинній залі, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів. Напруга живлення допоміжного обладнання здійснюється від чотирипровідної трифазної мережі 380/220 В. Категорія приміщення по безпеці ураження електричним струмом з підвищеною небезпекою; так як існує імовірність одночасного дотику до металевих корпусів обладнання та металоконструкцій, що має зв'язок із землею.

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

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

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

- привести в неробоче положення вантаж, вмикаючий або вмикаючий пружини;

- вивісити плакати “Не вмикати! Працюють люди” – на ключах дистанційного керування і “Не відкривати! Працюють люди” – на закритих засувках;

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

Величина напруги оперативних кіл управління становить 380/220 В (фазна напруга “фаза - нуль” – 220 В), а лінійна (“фаза - фаза” – 380 В). Так як повітряні вимикачі знаходяться на відкритому повітрі, то категорія з умов небезпеки електротравматизму є особливо небезпечним.

### 5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Категорія умов з небезпеки електротравматизму на КРУ є особливо небезпечним, так як присутні наступні фактори підвищеної небезпеки: підвищена температура повітря (більше 35°C), струмопровідна підлога, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металевих конструкцій, що мають зв'язок з землею.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;

- закрити на замок шторку відсіку, в якому струмопровідні частини залишились під напругою, та вивісити плакат “Стій! Напруга”;

- вивісити плакат “Працювати тут” у відсіку, де будуть проводитись роботи.

У разі виконання роботи за межами КРУ, на підключеному до нього обладнанні або на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, необхідно:

- викотити з комірки візок з вимикачем;
- шторку або двері закрити на замок та вивісити на них плакат “Не вмикати!

Працюють люди ” або “Не вмикати! Робота на лінії ”.

У такому разі допускається:

- за наявності блокування між заземлюючими ножами та візком з вимикачем – встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такого блокування або заземлюючих ножів у комірках КРУ:
- встановлювати візок у проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні;
- встановлювати в контрольне положення візок з викоченим для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи за межами КРУ на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з’єднанні з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення на КРУ.

Групи технічних рішень:

1) до технічних рішень із запобіганням електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування – що передбачено проектом для запобігання контакту персоналу з нормально струмопровідними елементами або ж зменшення тяжкості наслідків при такому контакті:

- ізоляція нормально струмопровідних елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів (згідно з ПВЕ опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1 В напруги);
- забезпечення недоступності неізольованих струмоведучих елементів (розміщення їх на недосяжній висоті, в недосяжних місцях, в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах, закриті клемові з’єднання);

2) технічними рішеннями щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально не струмопровідні елементи електроустаткування є: захисне заземлення, в якості якого використовуються природні заземлювачі; захисне занулення в мережі 380/220 В;



3) під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом (електрозахисті засоби), від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту згідно ГОСТ 12.4.011.

## **5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії**

Інструменти, матеріали і органи управління повинні бути розташовані дугою навколо робочого місця і по можливості ближче до оператора, інструменти і матеріали повинні знаходитись на відповідних місцях, щоб виключити зайві рухи на їх пошук і вибір.

В процесі експлуатації енергетичного обладнання на ЕС з'являються ряд небезпечних і шкідливих факторів. До них належать і наявність поверхонь з високою температурою, конвенсійних і променевих теплових потоків, велике виділення вологи, застосування пожежонебезпечних матеріалів, наявність шуму і вібрації від генератора; вплив електромагнітних полів, які наводяться високою напругою; наявність балонів під тиском. Досить значний вплив на організм людини мають електромагнітні поля, які наводяться високою напругою і діють, як фізіологічне так і електричне. Фізіологічна дія сприймається людиною з такими симптомами: відчуття переляку поколювання відкритих частин тіла, загальна недуга, головні болі.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальні і допустимі температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у визначених діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт та допустиме опромінення.

Для підвищення уваги працівника, для покращення самопочуття і збереження здоров'я необхідно створити оптимальні кліматичні умови для комфортного перебування на робочому місці.

До категорії робіт Пб відносяться роботи, які виконуються стоячи, пов'язані з ходьбою, перенесення невеликих (до 10кг) вантажів, і які супроводжуються помірним фізичним напруженням.

Нормування параметрів в робочій зоні ЕС, згідно з [17, 18], наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування мікроклімату в робочій зоні ЕС

Період року	Допустимі		
	t, °C	W, °C	V, м/с
Холодний	13-23	75	Не більше
Теплий	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачена штучна приточна загальнообмінна вентиляція, яка забезпечує створення необхідного мікроклімату та чистоти повітряного середовища у всьому об'ємі робочої зони.

### 5.2.1 Виробниче освітлення

Задачею освітлювальної установки виробничого приміщення є забезпечення достатньої освітленості робочої поверхні і створення сприятливого розподілу яскравості стін та стелі в полі зору. Електричне освітлення подається на робоче, аварійне, евакуаційне, охоронне. Штучне освітлення проектується двох систем: загальне і комбіноване, коли до загального освітлення додають місцеве. Робоче освітлення слід встановлювати у всіх приміщеннях споруди, а також на ділянках територій, де виконуються роботи, рухається транспорт.

Штучне освітлення

Нормується величина освітленості E в люксах (СНіП 11-4-79/85).

Для умов, що розглядаються в проекті (розряд робіт V, підрозряд робіт Г), система освітлення – загальне, тип джерела освітлення люмінесцентні лампи, нормативне значення освітленості 100 лк (табл. 5.2).

Для забезпечення наведеного значення E передбачено: встановлення додаткових світильників.

Таблиця 5.2 – Нормування освітлення

Характеристики зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристики фона	Освітленість, лк
						Штучне освітлення
						При загальному освітленні
Малої точності	1-5	V	Г	середній великий	світлий середній	100

### 5.2.2 Виробничий шум

Відповідно до ГОСТ 12.1.003-83. нормуються допустимі рівні звукового тиску  $L = 201g(P_1/P_0)$ , дБА ( $P_1$  – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, і  $P_0$  значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку  $L_A = 201g(P_A/P_0)$ , дБА ( $P_A$  – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Для умов виконання роботи (встановлення обладнання) – дивись табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для непостійного широкополосного шуму

Вид трудової діяльності	Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	80

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в проєкті є: повітряні та масляні вимикачі, вода, трансформатори, генератори.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні передбачено:

- 1) усунення, коливань у джерелі виникнення, ретельне балансування обладнання, мас, які обертаються;
- 2) усунення коливань на шляху розповсюдження, звукоізоляція, звукопоглинання, багатошарові огорожі;
- 3) проєктно-архітектурні методи передбачають розташування обладнання, вибір перекриття;
- 4) організаційно-технологічні рішення: своєчасне і якісне проведення планово-попереджувального ремонту; контроль за правильною експлуатацією, вибір малошумного обладнання та технологій.

На підприємствах повинно бути забезпечено контроль шуму на робочих місцях не менше одного разу в рік.

### 5.2.3 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл, що проявляються в їх переміщенні у просторі, або зміні їх форми. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16...20 Гц і більше - одночасно як вібрація і звук. Джерелами вібрацій є різні технологічні процеси, станки, установки, вібростенди, механізми, машини (електродвигуни трансформатори, насоси, компресори, і т д), і їх робочі органи. В одних випадках причиною збудження вібрації є зворотно-поступальні рухи системи



### 5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Оцінка стійкості роботи ТЕЦ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Оцінка стійкості роботи об'єкта у надзвичайних ситуаціях (НС) мирного та військового часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки.

Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ :

- геологічні процеси: землетруси, вулканічні виверження, зсуви, карсти;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- природні пожежі: пожежі ландшафтні, степові, лісові.

На ТЕЦ використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Особливістю ЕМІ як вражаючого чинника є його здатність поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості електричних станцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке.

#### 5.3.1 Оцінювання стійкості роботи ТЕЦ в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах ТЕЦ можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Експозиційні дози

		Елементи ТЕЦ	$D_{ep}, P$	$D_{ep}, P$
1	Центральний щит управління	Резистори СП1-10	$10^6$	$10^3$
		Фотодіоди LEDX55	$10^3$	
		Конденсатор К-41	$10^5$	
		мікросхеми ТТЛДА3247	$10^4$	
2	Агрегатний щит управління	Мікроперемикач МКФ46	$10^4$	
		Конденсатор К-41	$10^5$	
		Транзистор КТ531	$10^5$	
		інтегральні схеми К1533ЛА	$5 \cdot 10^5$	
3	Блок живлення	транзистор БПЛ	$10^4$	
		Трансформатор 6/0,4 кВ	$10^3$	
		Діод VD648	$10^5$	
		Резистори СП1-10	$10^6$	

Самий уразливий елемент – фотодіоди центрального щита управління,  $D_{ep}=10^3 P$ .

Визначаємо можливу дозу опромінення [19]:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{посл}}; \quad (5.2)$$

де  $K_{посл}$  – коефіцієнт послаблення, 1;

$t_K$  – час початку опромінення, 1 год

$t_{II}$  – максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,4(\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3674,61 (P),$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

$$t_{дон} = \left( \frac{D_{ep} \cdot K_{посл} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t, [\text{ГОД}] \quad (5.3)$$

$$t_{\text{дон}} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,4 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,4} \right)^2 = 13141,5 \text{ (год.)}$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{дон}} = \frac{13141,5}{24 \cdot 365} = 1,5 \text{ (р.)}$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{сп}} = 10^3 < D_{\text{м}} = 3674,61.$$

Висновок. Оскільки  $D_{\text{сп}} = 10^3 < D_{\text{м}} = 3674,61$ , то для забезпечення стійкості роботи  $K_{\text{носл}}$  потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,5 роки (13141,5 годин).

### 5.3.2 Оцінювання стійкості ТЕЦ в умовах дії електромагнітних імпульсів

При оцінці впливу електромагнітних імпульсів (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно враховувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному  $K_{\text{б}} = 40$  дБ.

На об'єкті ТЕЦ розподіляються на різні блоки:

1. Центральний щит управління;
2. Агрегатний щит управління;
3. Блок живлення.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини:  $l_{B1} = 2,5$  м,  $l_{B2} = 1,8$  м,  $l_{B3} = 1,7$  м,  $l_{Г1} = 2,2$  м,



$l_{Г2}=1,55$  м,  $l_{Г3}=1,5$  м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\delta(в,г)} = 20 \lg \frac{U_{\delta on}}{U_{(в,г)}} \geq 40 (\text{дБ}), \quad (5.4)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{в} = E_{г} \cdot l_{в}, \quad U_{г} = E_{в} \cdot l_{г}, \quad (5.5)$$

$$E_{г} = E_{в} \cdot 10^{-3} (\text{кВ/м}).$$

Приймаємо  $E_{в} = 7,8$  (кВ/м).

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При  $U_{ж1} = 12$  (В),  $U_{\delta on1} = 12,6$  (В).

При  $U_{ж2} = 380$  (В),  $U_{\delta on2} = 399$  (В).

При  $U_{ж3} = 127$  (В),  $U_{\delta on3} = 132$  (В).

Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.6.

Таблиця 5.6 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	$l_{в}$ (м)	$l_{г}$ (м)	$U_{в}$ (В)	$U_{г}$ (В)	$K_{\delta}^2$ (дБ)	$K_{\delta}^2$ (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	2,5	2,2	19,5	17160	-3,79	-62,68	не стійкий
2	Агрегатний щит управління	1,8	1,55	14,04	12090	29,07	-29,63	не стійкий
3	Блок живлення	1,7	1,5	13,26	11700	19,96	-38,95	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, тобто потрібно проводити екранування.

### 5.3.3 Розроблення заходів щодо забезпечення безпечної роботи ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій

Заходи радіаційної безпеки, що застосовують на електростанціях, залежать від конкретних умов роботи з джерелами іонізуючих випромінювань і передусім від типу джерела випромінювання.

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при роботі із закритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- зменшення потужності джерел до мінімальних значень ("захист кількістю");
- скорочення часу роботи з джерелом ("захист часом");
- збільшення відстані від джерел до людей ("захист відстанню");
- екранування джерел випромінювання матеріалами, що поглинають іонізуюче випромінювання ("захист екраном").

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при взаємодії з відкритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- використання принципів захисту, що застосовуються при роботі з джерелами випромінювання у закритому вигляді;
- герметизація виробничого устаткування з метою ізоляції процесів, що можуть стати джерелами надходження радіоактивних речовин у зовнішнє середовище;
- заходи планувального характеру;
- застосування санітарно-технічних засобів та устаткування, використання спеціальних захисних матеріалів;
- використання засобів індивідуального захисту і санітарної обробки персоналу;
- дотримання правил особистої гігієни;
- очищення від радіоактивних забруднень поверхонь будівельних конструкцій, апаратури і засобів індивідуального захисту;
- використання радіопротекторів (біологічний захист).

Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран  $K_e = 5,2$ .

Центральний щит управління:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.6)$$

$$t_1 = \frac{-62,68 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,161 \text{ (см);}$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{-29,63 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,109 \text{ (см);}$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{-38,95 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,124 \text{ (см).}$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,161 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит управління буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,109 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,124 см.

Висновки. Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ТЕЦ. Для безпечної роботи на ТЕЦ 20 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу ТЕЦ.

В результаті оцінки роботи електричної ТЕЦ в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елемент РЕА - фотодіоди блоку управління автоматизованою

дільницею №1 та трансформатор. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить  $10^3$ , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При оцінці роботи даної ТЕЦ умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: центральний щит управління; агрегатний щит управління та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання ( $K_B^B < 40(\text{дБ})$  і  $K_B^F < 40(\text{дБ})$ ). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було вибрано сталь.

#### 5.4 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-35 кВ

Вихідні дані:

– висота блискавковідводу:  $h = 12(\text{м})$ ;

– розрахункова висота:  $h_x = 7,5(\text{м})$ .

$$\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 12 = 8(\text{м}) > h_x = 7,5(\text{м})$$

Радіус та ширина зони захисту [5]:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5(h - 1,25 \cdot h_x); \\ v_x &= 3(h_0 - 1,25 \cdot h_x); \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

$$\text{де } h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2} \quad (5.8)$$

де  $L$  – відстань між блискавковідводами, м.

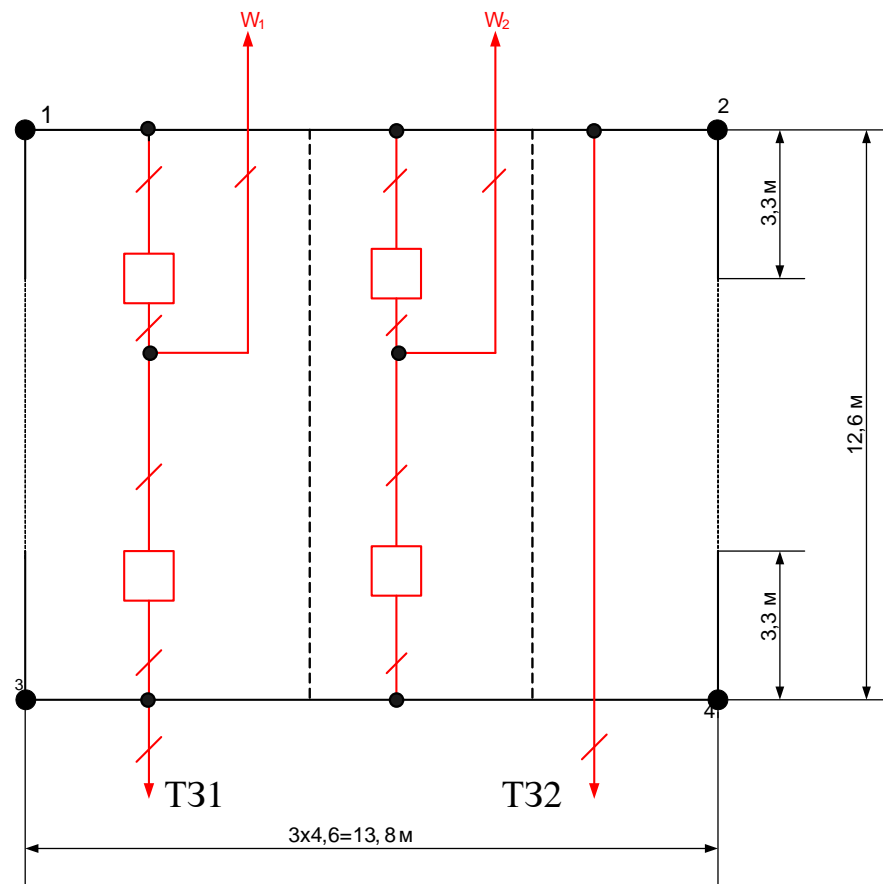
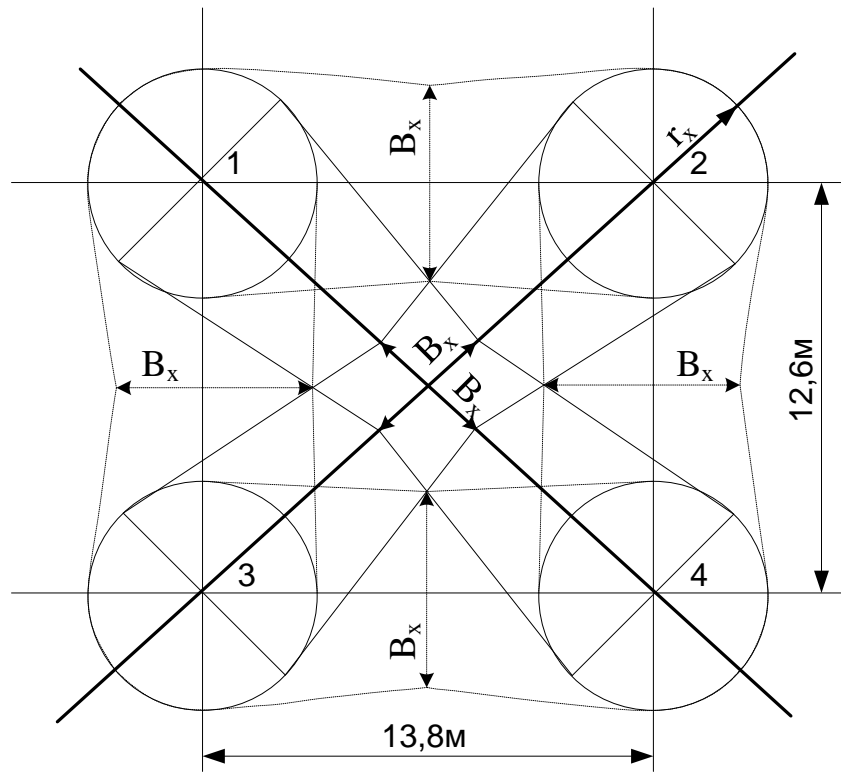


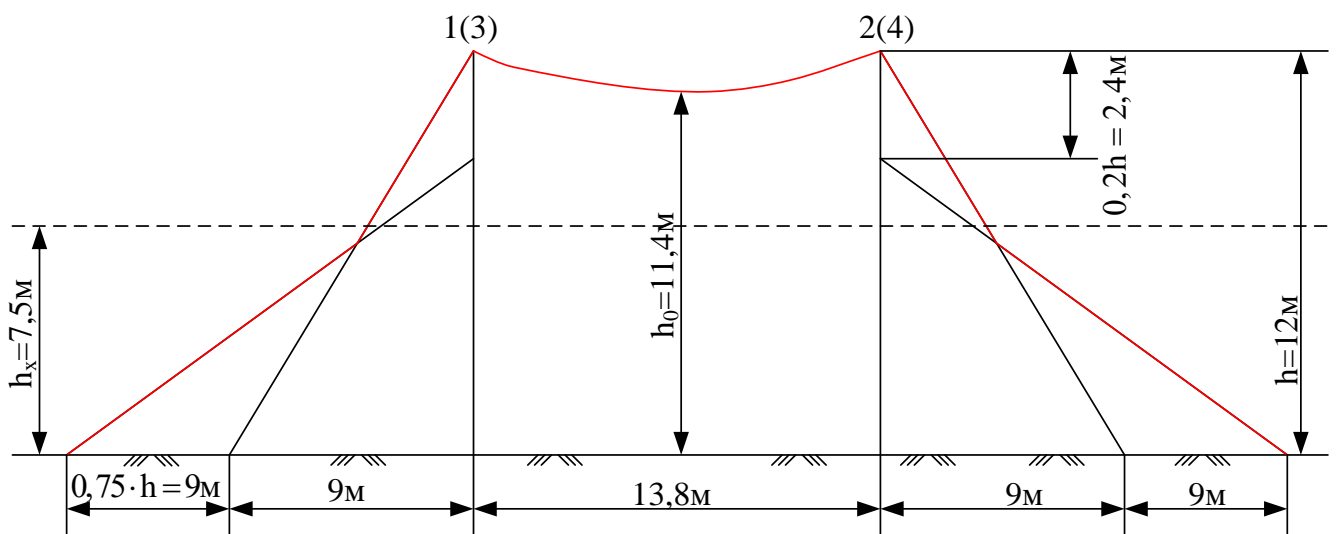
Рисунок 5.1 – Схема розташування блискавковідводів ВРУ-35 Кв

Таблиця 5.7 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-35 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h <sub>0</sub> , м	B <sub>x</sub> , м	r <sub>x</sub> , м
1-2, 3-4	13,8	11,4	6,1	3,9
1-3, 2-4	12,6	11,5	6,4	3,9
1-4, 2-3	18,7	10,8	4,3	3,9



a)



б)

Рисунок 5.2 - Вид захисту блискавковідводів ВРУ – 35 кВ  
зверху а) та збоку б)

### 5.5 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ

В установках 6/35 кВ опір заземлювального пристрою (ЗП) у будь-який час року повинен бути [5,6]:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3}; \quad (5.9)$$

де  $I_3$  – розрахунковий струм замикання на землю, А.

$$I_3 = \frac{U \cdot l}{350} \quad (5.10)$$

де  $U$  – між фазна напруга, кВ;

$l$  – довжина мережі даної напруги, км.

$$I_3 = \frac{35 \cdot 18 \cdot 2}{350} = 3,6(A);$$

$$R_3 = \frac{250}{3,6} = 69,4(Ом) > R_{3,дон} = 10(Ом);$$

Приймаємо, що  $R_{3,дон} = 10(Ом)$

При використанні ЗП одночасно і для установок до 1 кВ:

$$R_3 \leq 125 / I_3 \leq R_{3,дон} = 4(Ом)$$

$$R_3 \leq 125 / 3,6 = 34,7(Ом) > 4(Ом)$$

Приймаємо, що  $R_3 \leq 4(Ом)$

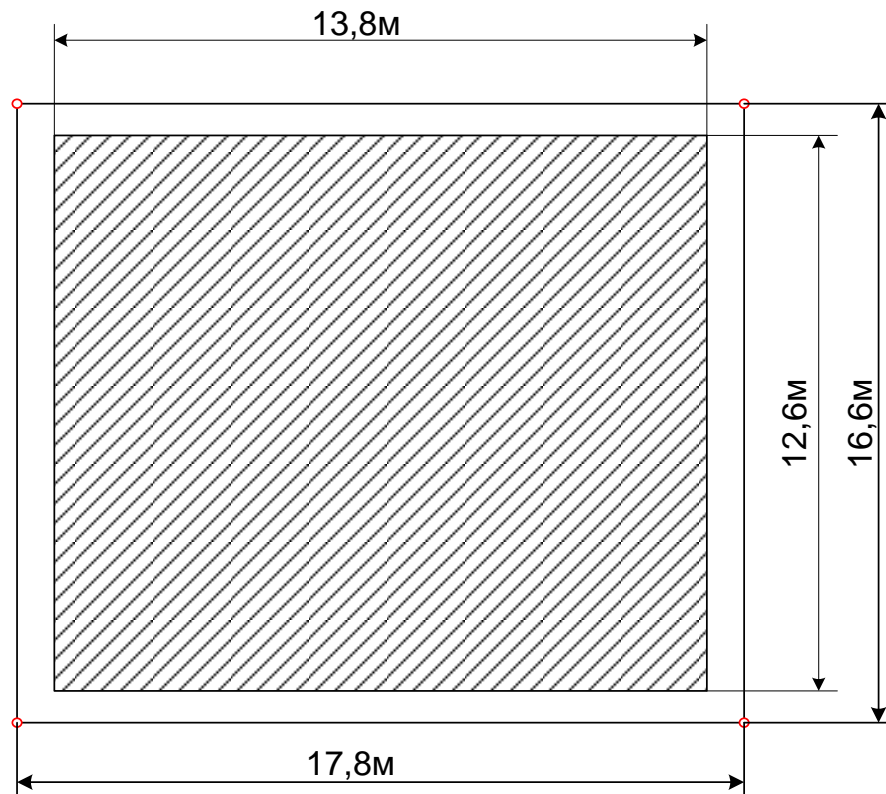


Рисунок 5.3 – План заземлювального пристрою ВРУ – 35 кВ

ЗП виконуємо у вигляді контура з полоси 40х4 мм, яка прокладена на глибині  $t = 0,7$  м повного обладнання ВРУ-35 кВ. Опір заземлюваної полоси [6].

$$r_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^{\Gamma}}{l} \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (5.11)$$

де  $\rho_{\text{розр}}^{\Gamma}$  – питомий опір ґрунта для горизонтальної полоси, Ом·м.

$l$  – довжина полоси, м;

$t$  – глибина закладання, м;

$b$  – ширина полоси, м;

$$\rho_{\text{розр}}^{\Gamma} = \kappa_c \cdot \rho \quad (5.12)$$

де  $\kappa_c$  – коефіцієнт сезонності для горизонтальної полоси;

$\rho$  – питомий опір ґрунту, Ом·м.

$$\rho = 70(\text{Ом} \cdot \text{м}), \quad \kappa_c = 3$$

$$\rho_{\text{розр}}^{\Gamma} = 3 \cdot 70 = 210(\text{Ом} \cdot \text{м});$$



$$r_r = \frac{0,366 \cdot 210}{68,8} \lg \frac{2 \cdot 68,8^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 6,18(\text{Ом}) > 4\text{Ом};$$

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = 2 \cdot (17,8 + 16,6) / 4 = 17,2(\text{м})$$

Довжина вертикального заземлювача  $l_g = 5,75\text{м}$

З таблиці 7.4 [6] визначаємо для  $a / l_g = 17,2 / 5,75 = 3$ , що коефіцієнт використання полоси складає:  $\eta_z = 0,7$ , тоді опір полоси в контурі з 4 вертикальних заземлювачів:

$$R_r = r_r / \eta_r, \quad (5.13)$$

де  $r_r$  – коефіцієнт використання полоси .

$$R_r = 6,18 / 0,7 = 8,83(\text{Ом})$$

Потрібний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 - R_3}$$

$$R_B = \frac{8,83 \cdot 4}{8,83 - 4} = 7,31(\text{Ом})$$

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}; \quad (5.14)$$

де  $\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів (таблиця 7,5 [6]).

$$r_g = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^g}{l_g} \left( \lg \frac{2l_g}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l_g}{4t' - l_g} \right), \quad (5.15)$$

де  $\rho_{\text{розр}}^g$  – розрахунковий питомий опір стержня, Ом·м;

d - діаметр стержня, м;

t – глибина закладення, яка дорівнює відстані від поверхні землі до середини вертикального заземлювача, м.

$$r_g = \frac{0,366 \cdot 1,25 \cdot 70}{5,75} \left( \lg \frac{2 \cdot 5,75}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,575 + 5,75}{4 \cdot 3,575 - 5,75} \right) = 17,6 \text{ Ом.}$$

$$n_b = \frac{17,6}{7,31 \cdot 0,85} = 2,83.$$

Остаточно приймаємо в контурі 3 вертикальних електроди.

Висновки. Також в цьому розділі, іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс є факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, тому оцінка стійкості роботи ТЕЦ є необхідною.

Для безпечної роботи на ТЕЦ 20 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

За умови застосування всіх розроблених заходів по підвищенню стійкості роботи ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій робота електричної станції буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

## ВИСНОВКИ

В проєкті здійснено проєктування електричної частини ТЕЦ потужністю 20МВт.

Виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибір силового обладнання, структурної схеми станції, схеми ВРУ – 35кВ та схеми власних потреб, а також комутаційної апаратури, шин вимірювальних трансформаторів, лінійних реакторів, засобів обмеження перенапруг та акумуляторної батареї. Для ВРУ – 35 кВ виконано розрахунок грозозахисту та заземлення. Обране обладнання повністю виконує функції, які на нього покладені.

В розділі охорони праці було проведено аналіз потенційно шкідливих та небезпечних факторів, що діють на персонал в приміщенні машинного відділення. Виконано аналіз санітарно-гігієнічних норм та вибрано засоби пожежогасіння.

В економічній частині було проведено розрахунок техніко-економічних показників ТЕЦ, в тому числі собівартості виробленої електроенергії. Проаналізувавши отримані результати, можна зазначити, що собівартість виробленої електроенергії складає 3,94 грн/кВт год.

В результаті дослідження регулювання напруги, проведеного в роботі зробимо наступні висновки.

Напруга - найважливіший показник режиму електроенергетичної системи (ЕЕС), безпосередньо впливає на якість електричної енергії, надійність електропостачання споживачів і економічність роботи ЕЕС.

Навантаження більшості споживачів безперервно змінюється протягом доби і року. Зміна навантаження призводить до зміни втрат напруги в мережах і відхилення напруги у приймачів електричної енергії. Зміна напруги що до номінального значення  $U_{ном}$  несприятливо впливає на режими роботи, продуктивність і техніко-економічні показники всіх елементів електричної системи.

Для електричних мереж слід передбачати технічні заходи щодо забезпечення якості електричної енергії відповідно до ДСТУ 13109-97 п.1.2.23. Пристрої регулювання напруги повинні забезпечувати підтримання напруги на шинах 3-20 кВ

електростанцій та підстанцій, до яких приєднані розподільні мережі, у межах не нижче 105% номінального в період найбільших навантажень і не вище 100% номінального в період найменших навантажень цих мереж. Відхилення від зазначених рівнів напруги повинні бути обгрунтовані. При регулюванні напруги в електричних мережах повинні бути забезпечені:

- . • Відповідність показників напруги вимогам державного стандарту;
- . • Відповідність рівня напруги значень, допустимих для обладнання електричних станцій і мереж з урахуванням допустимих експлуатаційних підвищень напруги промислової частоти на електрообладнанні (згідно з даними заводів-виготовлювачів і циркулярів);

- . • Необхідний запас стійкості енергосистем;
- . • Мінімум втрат електроенергії в електричних мережах енергосистем.

Напруга в електричних мережах енергосистем підтримується генераторами.

При цьому генератор має такі властивості:

- 1) у режимі перезбудження є джерелом реактивної потужності;
- 2) у режимі недозбудження споживає реактивну потужність з мережі;
- 3) зміна режиму відбувається безупинно (плавно).

Аналогічну функцію виконують синхронні компенсатори (СК), розташовувані в навантажувальних вузлах; вони приєднуються або до шин розподільних мереж, зв'язаних з мережею енергосистеми трансформаторами з регулюванням напруги під навантаженням (РПН), або до третинних обмоток автотрансформаторів, що зв'язують мережі різних напруг. У промислових мережах у цих же режимах працюють синхронні двигуни (СД).

Як джерело реактивної потужності використовують батареї конденсаторів. Установки великої потужності можуть підключатися в живильну мережу енергосистеми, менш потужні установки – до зажимів розподільних електричних мереж і різних вузлів цієї мережі, включаючи мережу низької напруги.

Зміна режиму згаданих елементів приводить до зміни потякорозподілу реактивної потужності і, як наслідок до зміни напруги.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

- 1 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
4. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
5. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
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. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. К. : НАУ, 2018. 312 с.
8. Бардик Є.І., Лукаш Н.П. Електрична частина електростанцій і підстанцій: навчальний посібник. К. НТУУ «КПІ» 2011р. 220с.
9. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
- 10 Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
11. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.

12. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Норми випробування електрообладнання. СОУ-Н ЕЕ 20.302: Київ. 2007. – 271 с.

13. Лежнюк П. Д. Комутаційні електричні апарати / П. Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л. Н. Добровольська. - Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.

14. Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. / В.В. Грабко – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 109 с.

15. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

16. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.

17. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р.

18. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>

19. ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/prirodne-i-shtuchne-osvitlennja-nor8425.html>

20. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

21. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.–Х.: Видавництво «Форт», 2018. – 192с.

22. Сергій Бондарчук, Ігор Войцещук, Максим Кирилко, Михайло Семенов «РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1:<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19650/16267>

## **ДОДАТКИ**

## Додаток А

### ПРОТОКОЛ

#### ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 20 МВт з аналізом методів та засобів регулювання напруги

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

#### Показники звіту подібності Unichek

Оригінальність \_\_\_\_\_ Схожість \_\_\_\_\_

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вишневський С.Я.  
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Бондарчук С.В.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Нетребський В.В.  
(прізвище, ініціали)



**Додаток Б****Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

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

---

(підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ ПОТУЖНІСТЮ 20 МВТ З  
АНАЛІЗОМ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ**

08-13.МКР.002.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

\_\_\_\_\_ Нетребський В.В.

Магістрант групи 1ЕС-22м

\_\_\_\_\_ Бондарчук С.В.

Вінниця 2023 р.

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

а) в зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій;

б) наказ ректора ВНТУ №247 від 18.09.2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування ТЕЦ потужністю 20 МВт та аналіз методів і засобів регулювання напруги.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Вихідні дані для виконання МКР**

Список використаних джерел розробки:

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

2. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

3. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

## **4. Вимоги до виконання.**

Передбачається спорудження ТЕЦ у центральному регіоні

– технічне завдання: станція типу ТЕЦ потужністю 20 МВт. Відстань до енергосистеми 18 км; паливо – вугілля; максимальна потужність, що віддається в систему 3 МВт; номінальна потужність системи 5800 МВА; номінальний опір системи 0,44 в.о.; номінальна напруга системи 35 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 12 МВт; номінальна напруга району 6 кВ.

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

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами.

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

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

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

### 5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.23	2.11.23	розділ 2
4	Регулювання напруги	3.11.23	10.11.23	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в НС	17.11.23	24.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація

## **6. 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.

## **7. 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.

## **8. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

## Додаток В

таблиця станів схеми чотирикутника

Від. ел.	Параметр потоку відмов, 1/рік	Елементи, що відключилися та їх час відновлення				
		$k_0 = 0,9863$	$k_p = 0,003425$			
			Q <sub>1</sub>	Q <sub>2</sub>	Q <sub>3</sub>	Q <sub>4</sub>
Q <sub>1</sub>	0,00708	$W, T3 - T0$	—————	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W + D \cdot (W, 2T3) - T_{BII}$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $T3 + D \cdot (2W, T3) - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $2D, (W, T3) - T_{BII}$
Q <sub>2</sub>	0,00708	$W, T3 - T0$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W + D \cdot (W, 2T3) - T_{BII}$	—————	$2W, 2T3 - T0$ $2D, (W, T3) - T_{BII}$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W + D(W, 2T3) - T_{BII}$
Q <sub>3</sub>	0,00708	$W, T3 - T0$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $T3 + D \cdot (2W, T3) - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $2D, (W, T3) - T_{BII}$	—————	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $T3 + D(2W, T3) - T_{BII}$
Q <sub>4</sub>	0,00708	$W, T3 - T0$	$2W, 2T3 - T0$ $2D, (W, T3) - T_{BII}$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $T3 + D \cdot (2W, T3) - T_{BII}$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W + D \cdot (W, 2T3) - T_{BII}$	—————

## Додаток Г

таблиця станів однієї секціонованої системи шин

Від. ел.	Парам. поточку від., 1/рік	Елементи, що відключилися та їх час відновлення					
		$k_0 = 0,9863$	$k_p = 0,003425$				
			Q <sub>1</sub>	Q <sub>2</sub>	Q <sub>3</sub>	Q <sub>4</sub>	Q <sub>5</sub>
Q <sub>1</sub>	0,00708	$W, T3 - T0$	_____	$W, T3 - T0$ $D(W, T3) - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $2W, 2T3 - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $D(W, T3) - T_{BII}$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$
Q <sub>2</sub>	0,00708	$W, T3 - T0$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	_____	$2W, 2T3 - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $2T3 + D(2W) - T_{BII}$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$
Q <sub>3</sub>	0,00708	$W, T3 - T0$	$2W, 2T3 - T0$ $2W, 2T3 - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	_____	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$
Q <sub>4</sub>	0,006	$W, T3 - T0$	$2W, 2T3 - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $2T3 + D(2W) - T_{BII}$	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	_____	$W, T3 + D(W, T3) - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$
Q <sub>5</sub>	0,006	$2W, 2T3 - T0$	$2W, 2T3 - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	$2W, 2T3 - T0$ $W, T3 + D(W, T3) - T_{BII}$	_____

**ДОДАТОК Д**

(обов'язковий)

**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ ПОТУЖНІСТЮ 20 МВт З АНАЛІЗОМ МЕТОДІВ ТА  
ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ**

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є проектування ТЕЦ потужністю 20 МВт та аналіз методів і засобів регулювання напруги.

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

- техніко-економічне обґрунтування проекту ТЕЦ, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;
- розробка головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також акумуляторної батареї, з огляду на надійність та довговічність;
- аналіз особливостей засобів регулювання напруги та ефективності їх використання;
- розрахунок ключових техніко-економічних показників ТЕЦ для оцінки її продуктивності та економічної вигідності;
- розроблення комплексу організаційно-технічних рішень з охорони праці.

**Об'єктом дослідження** магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина ТЕЦ.

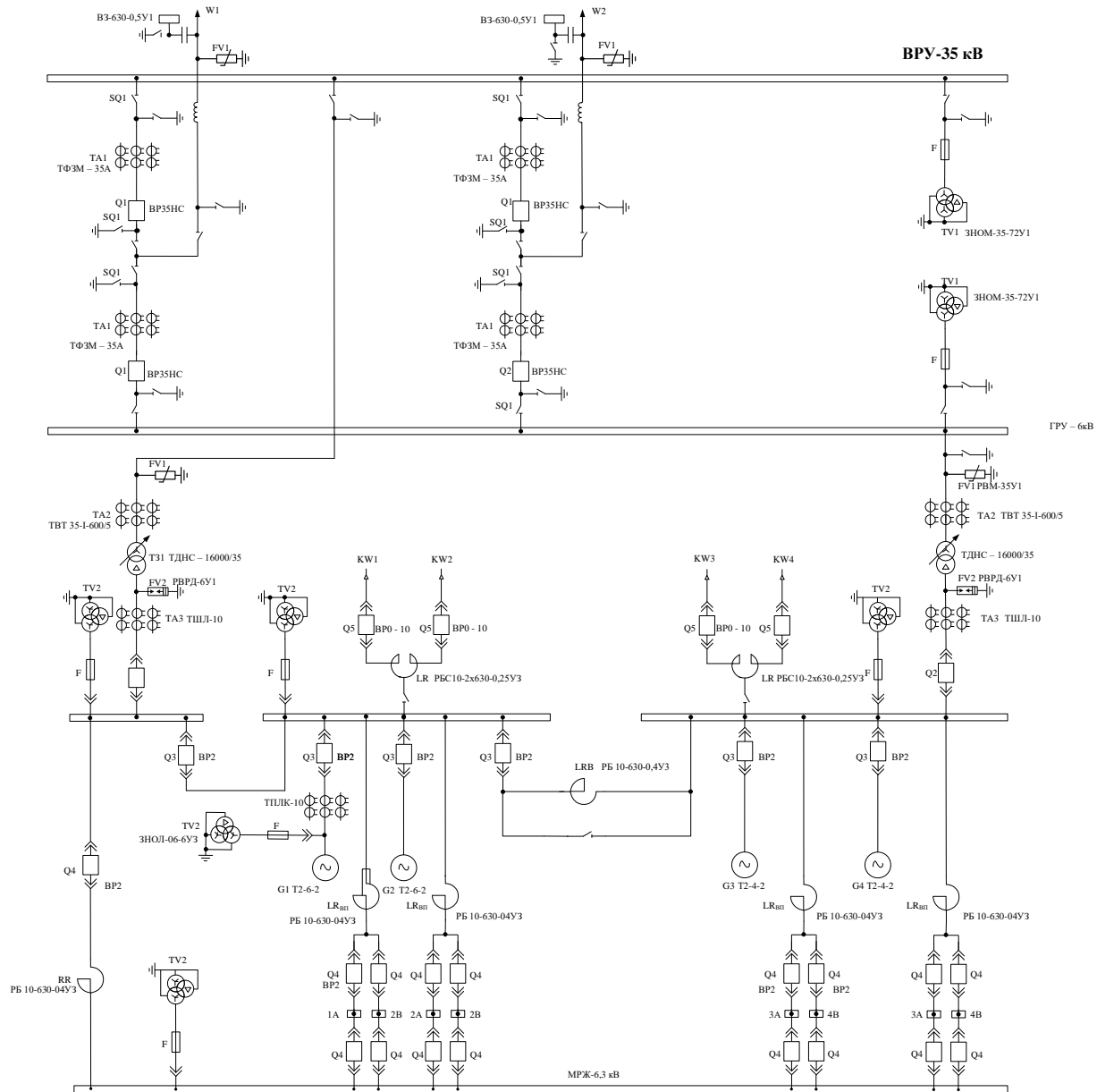
**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій та режими засобів регулювання напруги.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання.

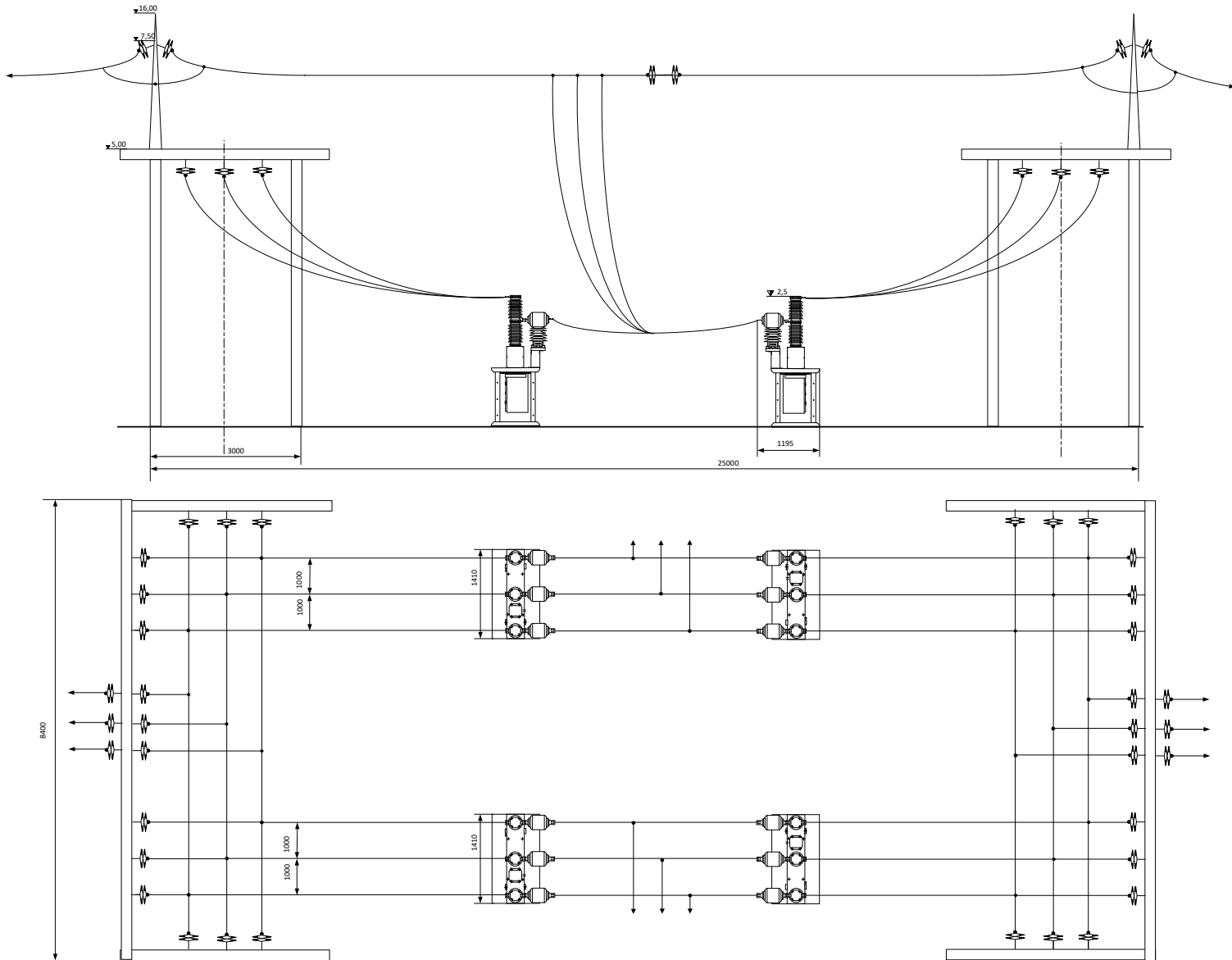
Під час проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ використовуються елементи теорії надійності.



### Головна схема електричних з'єднань ТЕЦ



## План та поперечний розріз ВРУ-35 кВ



Вид захисту блискавковідводів ВРУ – 35 кВ зверху та збоку

