

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Електрична частина атомної електростанції потужністю 1880 МВт  
з дослідженням безщіткової системи збудження турбогенератора»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Четвертинівський М. П.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., ас. каф. ЕСС

Адлер О. О.

(прізвище та ініціали)

« 20 » грудня 2023 р.

Опонець: к.т.н. доцент каф. ЕССЕМ

Войничук Ю.Л.

(прізвище та ініціали)

« 12 » грудня 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 11 » грудня 2023 р.

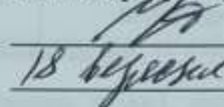
Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

## З А В Д А Н Н Я

### НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Четвертинівському Миколі Петровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина атомної електростанції потужністю 1880 МВт з дослідженням безщіткової системи збудження турбогенератора  
керівник роботи к.т.н., доц., ас. каф. ЕСС Адлер О. О.  
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: Відстань до енергосистеми 1250 км; вид промисловості району – прядильно-ткацьких фабрик; паливо – уран; максимальне навантаження району 600 МВт; напруга мережі району 330 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 970 МВт; номінальна потужність системи 19500 МВА; номінальний опір системи 0,26 в.о.; номінальна напруга системи 750 кВ.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проекту. 2. Електротехнічна частина. 3. Безщіткова система збудження турбогенератора ТВВ-1000-2УЗ. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці та безпека життєдіяльності в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вибір схем АЕС. 2. Головна схема електричних з'єднань станції. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-750 кВ. 4. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-750 кВ. 5. План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ. 6. Безщіткова система збудження турбогенератора. 7. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Адлер О. О., к.т.н., доц., асистент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобиланський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	
2	Обґрунтування проєктування АЕС	24.09.23	29.09.23	
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23	
4	Дослідження безщиткової системи збудження турбогенератора	11.10.23	28.10.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

(підпис)

Четвертинівський Д

Керівник роботи

Адлер О. О.

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Четвертинівський Микола Петрович\_«Електрична частина атомної електростанції потужністю 1880 МВт з дослідженням безщіткової системи збудження турбогенератора». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 93 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 21; табл. 29.

В магістерській розглядаються такі розділи, як техніко-економічне обґрунтування, електротехнічна частина, охорона праці, розрахунок техніко-економічних показників станції.

В електричній частині проекту виконується вибір головного обладнання АЕС, головної схеми електричних з'єднань, комутаційної та вимірювальної апаратури, струмоведучих частин, установки постійного струму.

В деталі проекту розглядається питання безщіткова система збудження турбогенератора ТВВ-1000-2УЗ

В економічній частині проекту визначається собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, витрат на паливо, заробітної плати та інших витрат.

Ключові слова: атомний реактор, атомна станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій, схема електричних з'єднань.

## ABSTRACT

UDC 621.311.1

Mykola Petrovych Chetvertynivskiy "The electrical part of the nuclear power plant with a capacity of 1880 MW with the study of the brushless excitation system of the turbogenerator". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 93p.

In Ukrainian speech Bibliography: 18 titles; Fig.: 21; table 29.

In the master's degree, such sections as technical and economic substantiation, electrotechnical part, labor protection, calculation of technical and economic indicators of the station are considered.

In the electrical part of the project, the selection of the main equipment of the nuclear power plant, the main scheme of electrical connections, switching and measuring equipment, current-carrying parts, direct current installation is carried out.

In the details of the project, the issue of the brushless excitation system of the TVV-1000-2UZ turbogenerator is considered

In the economic part of the project, the cost of produced electricity is determined, taking into account depreciation deductions, fuel costs, wages and other costs.

Keywords: nuclear reactor, nuclear power plant, open switchgear, own needs, grounding device, electrical connection diagram



## Зміст

Вступ.....	5
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	7
2 Електротехнічна частина.....	9
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень .....	9
2.2 Вибір силового обладнання .....	13
2.3 Вибір структурної схеми станції .....	14
2.4 Вибір схем ВРУ 750 та 330 кВ.....	22
2.5 Вибір схеми власних потреб станції .....	25
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	26
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратично-го струму .....	41
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	44
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	45
2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ.....	54
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	55
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів .....	61
2.13 Вибір акумуляторної батареї .....	69
3 Безщиткова система збудження турбогенератора ТВВ-1000-2УЗ .....	65
3.1 Вимоги до системи збудження .....	65
3.2 Збудник.....	66
3.3 Обертвий випрямляч .....	68
3.4 Випрямляючий трансформатор ТУ.....	69
3.5 Тиристорний перетворювач .....	70
3.6 Автоматичний регулятор збудження сильної дії.....	71
3.7 Комплект безконтактного контролю і вимірювань КБКВ-1200 .....	72
3.8 Робота схеми безщиткової системи збудження СБД-430-7800 .....	74
4 Техніко-економічна частина .....	75
4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої АЕС.....	75

4.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції .....	82
4.3	Аналіз отриманих результатів .....	83
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	84
5.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	84
5.2	Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ.....	85
5.3	Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ.....	88
	Висновки .....	91
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	92
	Додаток А протокол перевірки кваліфікаційної роботи .....	93
	Додаток Б Технічне завдання МКР .....	94
	Додаток В ілюстративна частина.....	98

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Виробництво енергії на АЕС вважається одним із таких, що спричиняє низький рівень викидів парникових газів на етапі генерації. Проте існує негативний вплив на екосистему на інших етапах ядерно-паливного циклу: наприклад, виготовлення палива (видобутку руди й збагачення урану), управління відходами. Однак у липні 2022 року Європарламент вніс газ і атомну енергетику до «зеленої» таксономії — переліку екологічно чистих видів економічної діяльності, що відповідають концепції сталого розвитку. Противники цього рішення вважають, що його ухвалення може бути вигідним для РФ, адже заохочує інвестиції в розвиток ядерної енергетики — у той час, як деякі країни продовжують користуватися послугами «Росатому».

Коли російські війська захопили Запорізьку АЕС, фахівці припускали, що уряди країн світу відмовлятимуться від атомної енергетики через страх перед наслідками аварій. Проте в Польщі, Чехії, Франції, Великій Британії, Болгарії АЕС продовжують працювати — і на це є, як мінімум, дві причини. Перша — ненадійність постачальників викопного палива і залежність країн від них. Друга — викиди парникових газів, спричинені спалюванням викопного палива.

**Мета:** проектування та розрахунок електричної частини АЕС загальною потужністю 1880 МВт (1хВВЕР-1000 та 2хВВЕР-440).

Відповідно до поставленої мети в проєкті розв’язуються такі **задачі**:

- Техніко-економічне обґрунтування вибору станції для виконання дипломного проєкту;
- Розрахунок електричної частини станції АЕС потужністю 1880 МВт;
- Розрахунок уставок та вибір релейного захисту та автоматики АЕС;
- Розрахунок автоматизованої системи керування технологічним процесом вироблення електроенергії АЕС;
- Дослідження питань щодо охорони праці на АЕС;
- Розрахунок та аналіз техніко-економічних показників проєктованої



АЕС.

**Об'єкт** дослідження – електрична частина АЕС потужністю 1880 МВт (1хВВЕР-1000+2хВВЕР-440).

**Предмет дослідження:** Предметом дослідження є режими роботи електричної частини АЕС потужністю 1880 МВт (1хВВЕР-1000+2хВВЕР-440).

**Практична цінність** проекту полягає в тому, що виконані розрахунки можуть бути використанні під час будівництва нової атомної електричної станції потужністю 1880 МВт (1хВВЕР-1000+2хВВЕР-440).

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

Результати теоретичних досліджень, були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

**Апробація результатів МКР.** Основні положення роботи та її результати прийняті на ЛІІІ науково-технічну конференцію підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024

)

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Надійність, економічність та екологічна безпека виробництва електроенергії на сучасних АЕС визнані в усьому світі. За останні 40 років частка ядерної енергетики у світовому виробництві електроенергії виросла в 20 разів і на сьогодні становить близько 18%.

В умовах зростаючих цін на органічне паливо (газ, вугілля, нафта) та нестабільності світових ринків нафти та газу, здатність ядерної енергетики покрити зростаючі потреби населення та промислового виробництва у відносно дешевій електроенергії одержує все більше визнання.

Крім меншої собівартості виробництва, перевагами сучасних АЕС у порівнянні з традиційними джерелами є менший вплив на навколишнє середовище, можливість створення резерву палива на тривалий період, а в умовах України – також і наявність значних запасів природних ресурсів (уран, цирконій та інше). З урахуванням втрати генеруючих потужностей узв'язку з ситуацією на сході України, а також обмежених вітчизняних запасів нафти та газу, а також фізичної зношеності основного обладнання теплової генерації, ядерна енергетика на сьогодні значною мірою визначає енергетичну безпеку України.

Основні етапи життєвого циклу ядерних енергоблоків відповідають етапам, визначеним чинною нормативно-правовою базою для ядерних установок:

- вибір майданчика;
- проектування;
- будівництво;
- введення в експлуатацію;
- експлуатація;
- зняття з експлуатації.

Відповідно до вимог, розроблення проектної документації для об'єктів вищої категорії складності, до яких відносяться АЕС, виконується три стадії:

- техніко-економічне обґрунтування;
- проект;

- робоча документація.

Такий підхід дозволяє на наступних стадіях проектування уточнити прийняті в техніко-економічному обґрунтуванні рішення з урахуванням уточнених вихідних даних, деталізації обраних технологій та ін.

Для спорудження енергоблоку необхідні значні інвестиції. Орієнтовний обсяг необхідних інвестицій для будівництва одного енергоблоку АЕС 1000 МВт становить 21 млрд. грн.

Орієнтовний обсяг необхідних інвестицій для будівництва інших енергоблоків розраховується, виходячи з показника 32 тис. грн. на 1 кВт встановленої потужності.

Обсяг інвестиції для будівництва АЕС також залежить від багатьох зовнішніх та внутрішніх факторів. Внутрішні фактори залежать від особливостей і параметрів ЕС. До них відносяться кількість і площа основних та допоміжних споруд, технологічні та електричні зв'язки між ними, внутрішня транспортна мережа, вимоги пожежної безпеки і цивільної оборони.

Незважаючи на високу вартість введення в експлуатацію нових енергоблоків АЕС вартість згенерованої енергії є порівняно невисокою (таблиця 1)

Таблиця 1 Структура виробництва електроенергії в Україні

Первинні енергоносії	Частка в обсягах електричної енергії, %	Частка у вартості електричної енергії, %
Атомні електростанції (АЕС)	44,27	20,82
Теплові електростанції (ТЕС)	40,34	55,34
Гідроелектростанції (ГЕС)	7,88	3,59
Теплоелектроцентраль (ТЕЦ)	6,65	15,33
Гідроелектростанції (малі)	0,16	0,41
Вітряні електростанції (ВЕС)	0,36	0,96
Сонячна енергія	0,32	3,48
Біомаса	0,02	0,06
Всього	100	100

Таким чином, розробка проекту атомної електричної станції потужністю 1880 МВт (1хВВЕР-1000+2хВВЕР-440) є економічно доцільною та перспективною.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

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

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

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

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

Постійні втрати в мережах району та системи розраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p\max}; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c\max}; \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 600 = 6,0 \text{ (МВт).}$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 970 = 19,4 \text{ (МВт).}$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{360^2}{600} = 12,96 \text{ (МВт),}$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{776^2}{970} = 86,91 \text{ (МВт).}$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$\begin{aligned}
 P_{p.\text{видт}} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\
 P_{c.\text{видт}} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \\
 P_{p.\text{вид1}} &= 360 + 6,0 + 12,96 = 378,96 \text{ (МВт)}. \\
 P_{c.\text{вид1}} &= 776 + 19,4 + 86,91 = 882,31 \text{ (МВт)}.
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{вид.т}} &= P_{p.\text{вид}} + \Delta P_{c.\text{видт}}, \\
 P_{\text{вид.т}} &= 378,96 + 882,31 = 1261,27 \text{ (МВт)}.
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{ВП.т}} &= \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.мах}}}{100}, \\
 P_{\text{ВП}} &= \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{1261,27}{1880} \right) \frac{6 \cdot 1767,2}{100} = 85,09 \text{ (МВт)}.
 \end{aligned}
 \tag{2.5}$$

Потужність, що виробляється станцією:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{вир.т}} &= P_{\text{вид.т}} + P_{\text{впт}}, \\
 P_{\text{вир.т}} &= 1261,27 + 85,09 = 1346,37 \text{ (МВт)}.
 \end{aligned}
 \tag{2.6}$$

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

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ( $P_{p.\text{вид.т}}$ ,  $P_{c.\text{вид.т}}$ ,  $P_{\text{вир.т}}$ ) і річний графік за тривалістю ( $P_{\text{вир.р}}$ ) (таблиця 2.2).

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

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-9	9-11	11-14	14-16	16-17	17-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	60	85	100	90	100	80	100	75
	Літо	55	80	95	85	95	75	95	70
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	360	510	600	540	600	480	600	450
	Літо	330	480	570	510	570	450	570	420
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	6	6	6	6	6	6	6	6
	Літо	6	6	6	6	6	6	6	6
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	12,96	26,01	36,00	29,16	36,00	23,04	36,00	20,25
	Літо	10,89	23,04	32,49	26,01	32,49	20,25	32,49	17,64
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	378,96	542,01	642,00	575,16	642,00	509,04	642,00	476,25
	Літо	346,89	509,04	608,49	542,01	608,49	476,25	608,49	443,64
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	80	95	100	100	100	100	100	85
	Літо	75	90	95	95	95	95	95	80
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	776	921,5	970	970	970	970	970	824,5
	Літо	727,5	873	921,5	921,5	921,5	921,5	921,5	776
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
	Літо	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	86,91	122,56	135,80	135,80	135,80	135,80	135,80	98,12
	Літо	76,39	110,00	122,56	122,56	122,56	122,56	122,56	86,91
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	882,31	1063,46	1125,20	1125,20	1125,20	1125,20	1125,20	942,02
	Літо	823,29	1002,40	1063,46	1063,46	1063,46	1063,46	1063,46	882,31
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	1261,27	1605,47	1767,20	1700,36	1767,20	1634,24	1767,20	1418,27
	Літо	1170,18	1511,44	1671,95	1605,47	1671,95	1539,71	1671,95	1325,95
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	85,09	96,74	102,21	99,95	102,21	97,72	102,21	90,41
	Літо	82,01	93,56	98,99	96,74	98,99	94,52	98,99	87,28
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	1346,37	1702,21	1869,41	1800,31	1869,41	1731,96	1869,41	1508,67
	Літо	1252,19	1605,00	1770,94	1702,21	1770,94	1634,23	1770,94	1413,24

Примітки:

- а) тривалість зими та літа:  $t_z = 183$  доби,  $t_l = 182$  доби;
- б) максимальне навантаження власних потреб  $P'_{вп} = 6\%$ ;
- в) коефіцієнт попиту  $K_{п} = 0,8$ .

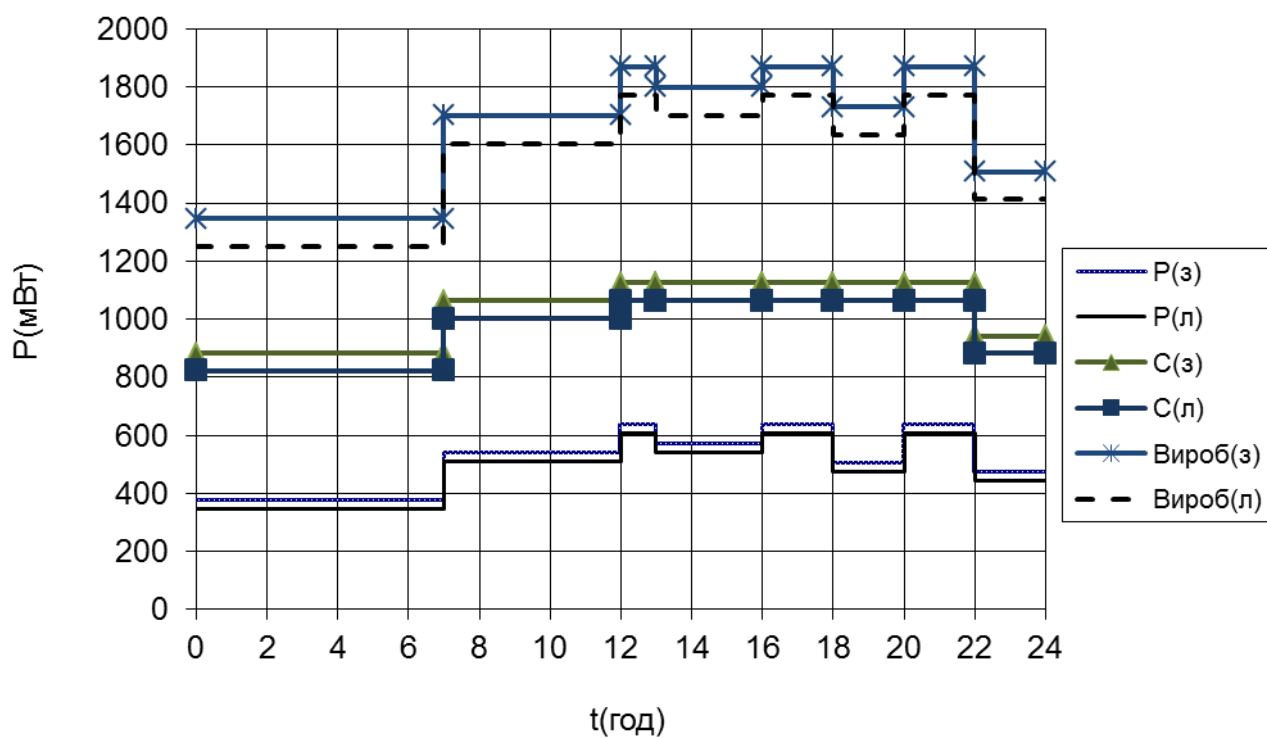
Таблиця 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	1869,41	1869,41	1869,41	1800,31	1770,94	1770,94	1770,94	1731,96
t, год	366	732	1098	1647	2011	2375	2739	2922
$t_{\Sigma}$ , год	366	732	1098	1647	2011	2375	2739	2922
P, МВт	1702,21	1702,21	1634,23	1605,00	1508,67	1413,24	1346,37	1252,19
t, год	549	546	182	546	915	910	1098	1092
$t_{\Sigma}$ , год	3471	4017	4199	4745	5660	6570	7668	8760

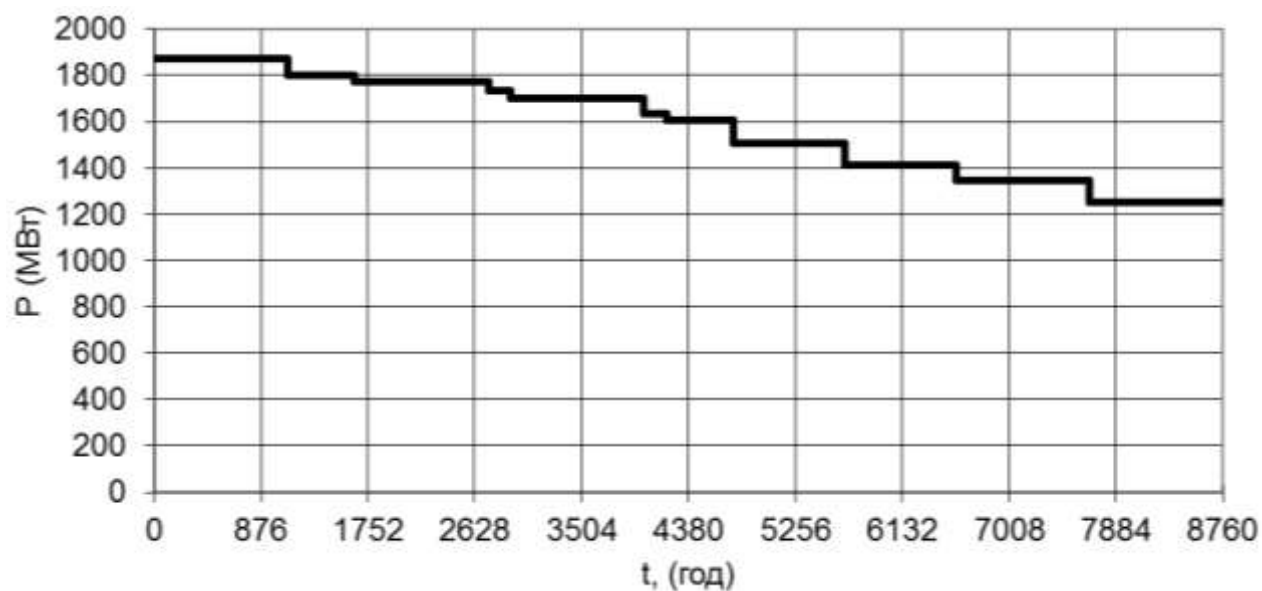
Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	1869,41
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	13841664,53
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1880
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	1580,10
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,85
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,84
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7404,28
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	7362,59
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,01
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПp}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	812444,9034
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПp}}$	13029219,63
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	6545,8





а) добові графіки електричних навантажень;



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

## 2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів

Параметр	Числове значення	
	Турбогенератор ТВВ-220-2ЕУЗ	Турбогенератор ТВВ-1000-2УЗ
$n_{\text{НОМ}}$ , об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	258,3	1111
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	220	1000
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	15,75	24
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85	0,9
$I_{\text{НОМ}}$ , кА	8,625	26,73
Схема з'єднань обмотки статора	У	УУ
Система збудження:	ТН	БЩ
- $U_{\text{фНОМ}}$ , В	316	428
- $I_{\text{фх}}$ , А	1025	7580
- $I_{\text{фНОМ}}$ , А	2680	2200
ВКЗ	0,57	–
Опори, в.о.: $X''_d$	0,1906	0,269
$X'_d$	0,275	0,382
$X_d$	1,88	2,82
$X_2$	0,232	0,328
$X_0$	0,086	0,142
Опори при 15 °С, Ом		
– обмотка статора	0,00154	–
– обмотка ротора	0,0878	0,0496

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики реакторів

Параметр	ВВЕР-440	ВВЕР-1000
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	440 (2×220)	1000
ККД, %	32	32
Параметри пари:		
— $p$ , МПа	12,3	15,7
— $t$ , °С	268	289
Кількість ГЦН	6	4
Число петель	6	4

## 2.3 Вибір структурної схеми станції

Визначимо кількість ЛЕП:

$$n = P'_{\max} / P_{\text{гр.}} + 1, \quad (2.7)$$

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

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

$$n_{750} = 1125,2/2200 + 1 = 1,5 \approx 2 \text{ шт};$$

$$n_{330} = 642/400 + 1 = 2,6 \approx 3 \text{ шт.}$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб (ТВП) [2]:

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

де  $P_{\text{ВП}}' = 6\%$  – максимальне навантаження власних потреб (таблиця 1.2 [2]);

$K_{\text{п}} = 0,8$  – коефіцієнт попиту;

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

$$S_{\text{ТВП.розр.}}^{1000} = 6/100 \cdot 0,8 \cdot 1000 = 48 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ТВП.розр.}}^{220} = 6/100 \cdot 0,8 \cdot 220 = 10,56 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП.розр.}}, \quad (2.9)$$

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot 48 = 62,4 \text{ МВА.}$$

ТВП повинні бути з розщепленою обмоткою НН та мати пристрій РПН оскільки потужність генераторів більше 160 МВт.

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{\text{БТ. розр.}} = S_{\text{Г}} - S_{\text{вп.мах}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ1. розр}} = 1111 - 48 = 1063 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ2. розр}} = 258,3 - 10,56 = 247,74 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ3. розр}} = 2(258,3 - 10,56) = 495,48 \text{ МВА}.$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатор зв'язку [2]:

а) максимальний режим:

$$S_{\text{мах}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мах}}, \quad (2.11)$$

$$S_{\text{мах}} = 4(258,2 - 10,56) - \frac{642}{0,85} = 235,3 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим:

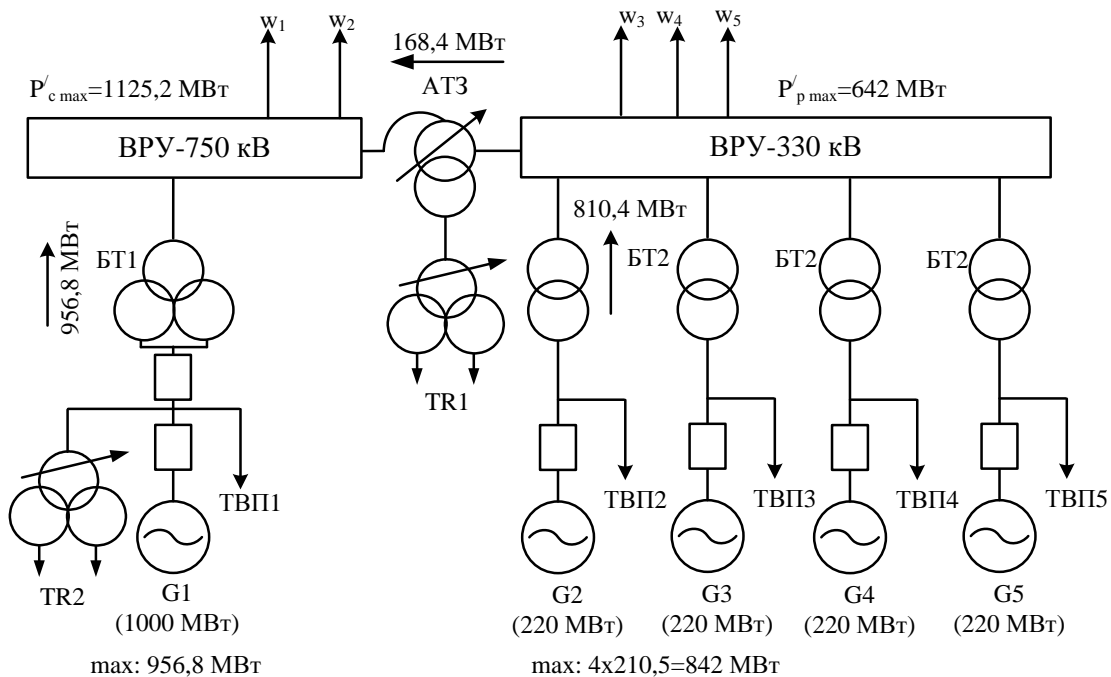
$$S_{\text{мін}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мін}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{мін}} = 4(258,2 - 10,56) - \frac{346,89}{0,85} = 582,5 \text{ (МВА)};$$

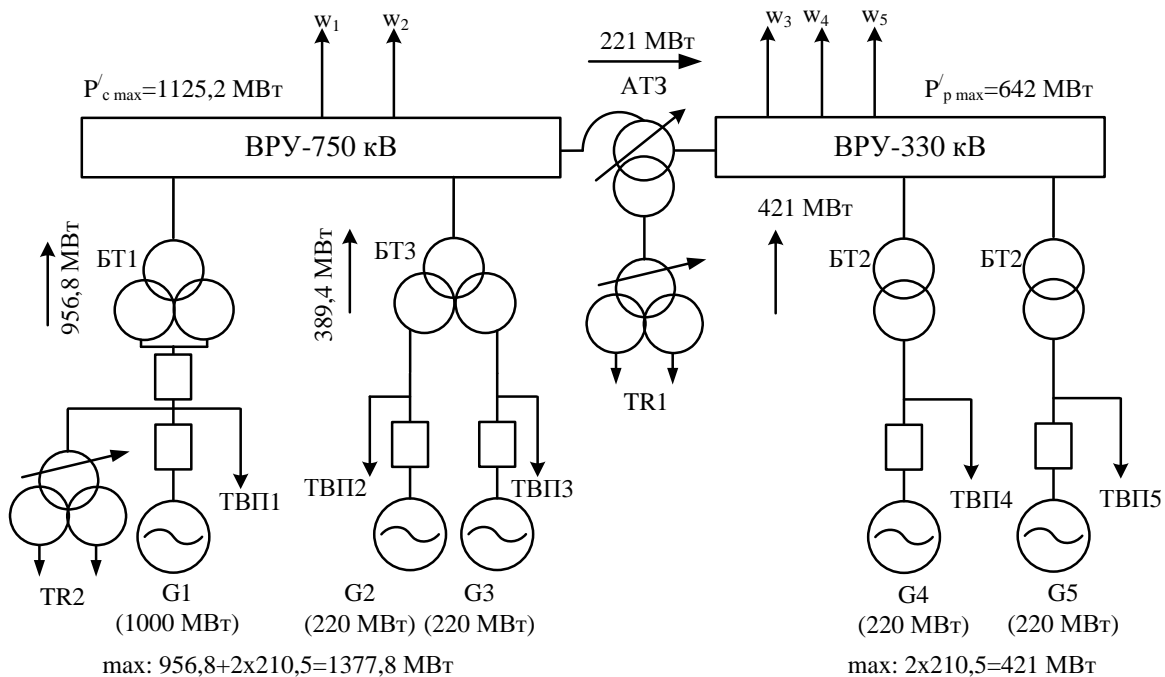
в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мах}},$$

$$S_{\text{ав}} = 3(258,2 - 10,56) - \frac{642}{0,85} = -12,4 \text{ (МВА)}.$$



а) 1 вариант



б) 2 вариант

Рисунок 2.2 – Варианты структурной схемы АЕС

Встановлюємо одну групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-333000/750/330 [3]:

$S_{\text{НОМ}} = 333 \text{ МВА}$ ;  $U_{\text{ВН}} = 750/\sqrt{3} \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{СН}} = 330/\sqrt{3} \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{НН}} = 15,75 \text{ кВ}$ ;  
 $U_{\text{кВС}} = 10 \%$ ;  $U_{\text{кВН}} = 28 \%$ ;  $U_{\text{кСН}} = 17 \%$ ;  $\Delta P_x = 217 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_k = 580 \text{ кВт}$ ;  $I_x = 0,35 \%$ ;  
 $S_{\text{НОМНН}} = 120 \text{ МВА}$ .

Технічні характеристики трансформаторів наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ;	$U_k$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_{k3}$ , кВт	$I_x$ , %	n, шт
БТ1	ОРЦ-417000/750	417	$\frac{787/\sqrt{3}}{24-24}$	14	320	800	0,35	1/1
БТ2	ТДЦ-250000/330	250	$\frac{347}{15,75}$	11	214	605	0,5	4/2
БТ3	ОРЦ-533000/750	533	$\frac{787/\sqrt{3}}{15,75-15,75}$	14	320	800	0,35	0/1
ТВП 1	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{24}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	1/1
ТВП 2-5	ТРДНС-25000/35	32	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65	4/4
TR1	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	1/1
TR2	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{24}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	1/1

Приведенні затрати [2, 4, 6]:

$$Z = p_n \cdot K + U = p_n \cdot K + \frac{a}{100} \cdot K + B\Delta W, \quad (2.13)$$

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

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

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

$a$  – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 9,6$  коп./кВт·год – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;  
 $\Delta W$  – річні витрати електроенергії працюючих трансформаторів,  
 кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \left( \frac{S_{\max}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.14)$$

де  $n$  — число паралельно працюючих трансформаторів.

Таблиця 2.7 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. (1в./2в.)	Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
			1 варіант	2 варіант
БТ1	1/1	21470	21470	21470
БТ2	4/2	4000	16000	8000
БТ3	0/1	24000	0	24000
АТ3	1/1	20400	20400	20400
Вимикачі:				
750 кВ	4/5	19400	77600	97000
330 кВ	11/8	4250	46750	34000
генераторні	6/6	480	2880	2880
Разом:			185100	207750

Примітка: для ВРУ-750 кВ намічаємо схему багатокутника, а для ВРУ-330 кВ намічаємо схему «4/3».

Визначимо витрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТ}}; \\ \Delta W_1 &= \left[ 1 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 800 \cdot \left( \frac{1063,1}{417} \right)^2 \cdot 6545,8 \right] + \\ &+ \left[ 4 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 605 \cdot \left( \frac{953,4}{250} \right)^2 \cdot 6545,8 \right] + \end{aligned}$$



$$+ \left[ 3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left( \frac{187,1}{333} \right)^2 \cdot 6545,8 \right] = 141711113,58 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

$$\Delta W_2 = \Delta W_{\text{BT1}} + \Delta W_{\text{BT2}} + \Delta W_{\text{BT3}} + \Delta W_{\text{AT}};$$

$$\Delta W_2 = \left[ 1 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 800 \cdot \left( \frac{1063,1}{417} \right)^2 \cdot 6545,8 \right] +$$

$$+ \left[ 2 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 605 \cdot \left( \frac{495,3}{250} \right)^2 \cdot 6545,8 \right] +$$

$$+ \left[ 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 800 \cdot \left( \frac{458,1}{533} \right)^2 \cdot 6545,8 \right] +$$

$$+ \left[ 3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left( \frac{245,6}{333} \right)^2 \cdot 6545,8 \right] = 15394960,05 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = (0,094 \cdot 2880 + 0,084 \cdot 182220) + 9,6 \cdot 10^{-5} \cdot 141711113,58 = 29181,47 \text{ (тис.грн.)}$$

$$U_2 = (0,094 \cdot 2880 + 0,084 \cdot 204870) + 9,6 \cdot 10^{-5} \cdot 153949602,05 = 32258,96 \text{ (тис.грн.)}$$

Приведенні затрати:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 185100 + 29181,47 = 51393,47 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 207750 + 32258,96 = 57188,96 \text{ (тис.грн).}$$

$\Delta Z = 10,7 \% < 5\%$ , отже приймаємо I варіант структурної схеми станції, оскільки вона більш економічна.

#### 2.4 Вибір схем ВРУ 750 та 330 кВ

Для ВРУ-330 кВ, згідно рекомендацій [2, 4], приймаємо схему «4/3» (рисунок 2.3), а для ВРУ-750 кВ намічаємо два варіанти:

а) схема «3/2»;

б) схема «чотирикутника» (рисунок 2.4).

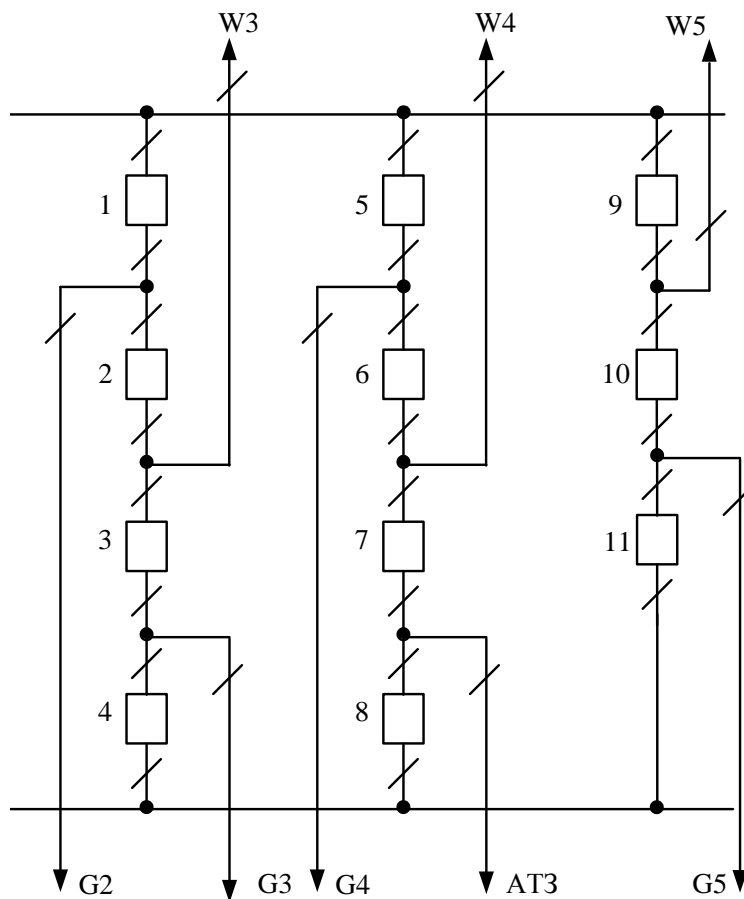


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-330 кВ

Схему вибираємо за приведеними затратами [2, 4]:

$$Z = p_H K + U + M(3), \quad (2.15)$$

де  $p_H = 0,15$ ;

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

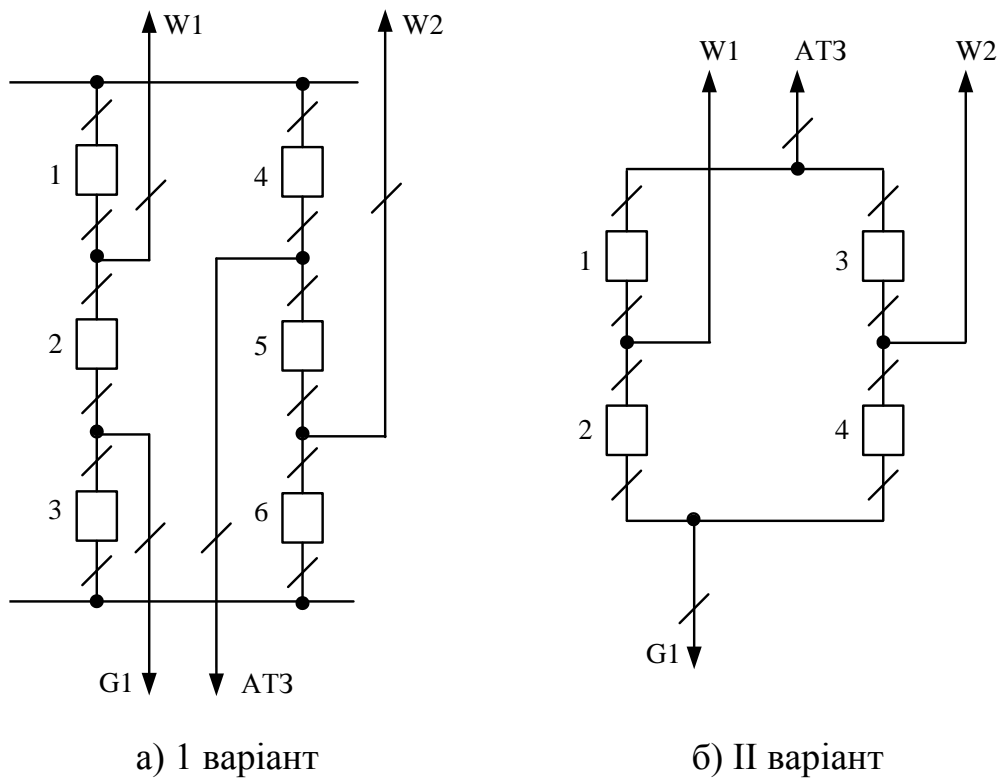


Рисунок 2.4– Схеми ВРУ-750 кВ

$$K = n \cdot C_k, \quad (2.16)$$

де  $n$  – число комірок з вимикачами;

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн.,

$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.17)$$

де  $a = 8,4\%$ ;

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.18)$$

де  $y_0 = 7,2$  грн./кВт · год – питомий збиток.

Таблиця 2.8– Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра потоків відмов, 1/рік		Час відновлення $T_{в}$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{п}$ , год.
	$\omega_1$	$\omega_2$			
750	0,025	0,005	250	0,2	550

Таблиця 2.9 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-750 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	$n_k$	6	4
Вартість комірки, тис. грн.	$C_k$	19400	19400
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,015	0,015
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,053	0,053
Коефіцієнти ремонтного $K_p$ та нормального режимів роботи $P_y$	$K_p = \mu \cdot T_{п}/8760$	0,012557	0,012557
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,924658	0,949772
Час простою елемента, год.	$T_0$	1	1
	$T_{ВП} = T_{в} - T_{в}^2/2 \cdot T_{п}$	193	193
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному ре- жимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,013870	0,014247
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,048545	0,049863
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,000188	0,000188
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000659	0,000659

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$\begin{aligned}
 M(3)_I = & 7,2 \cdot [0,01387 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 168,4 + 0,048545 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 168,4 + \\
 & + 0,000188 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 168,4 + 5 \cdot 1 \cdot 925,2 + 1 \cdot 193 \cdot 925,2) + \\
 & + 0,000659 \cdot (7 \cdot 1 \cdot 168,4 + 2 \cdot 193 \cdot 168,4 + 8 \cdot 1 \cdot 925,2 + \\
 & + 3 \cdot 193 \cdot 925,2 + 2 \cdot 1 \cdot 1125,2)] = 3227,9 \text{ (тис грн)}.
 \end{aligned}$$

Таблиця

Відмова елемента	$\Delta P$ , МВт	Час прос- тою, $T_0/T_{ВП}$ , ГОД	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
АТ	168,4	1	1	1	5	7
W, АТ W, АТ + D(G,W)		193	–	–	–	2
G	925,2	1	1	1	5	8
G,W G,W + D(W, АТ)		193	–	–	1	3
2W, G, АТ + D(G,W)	1125,2	1	–	–	–	2
		193	–	–	–	–
ІІ варіант						
АТ	168,4	1	–	2	–	4
W, АТ		193	–	–	–	2
G	925,2	1	–	2	–	4
G,W		193	–	–	–	2
2W, G, АТ + D(G,W)	1125,2	1	–	–	–	4
		193	–	–	–	–

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

$$M(3)_{II} = 7,2 \cdot [0,049863 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 168,4 + 2 \cdot 1 \cdot 925,2) + 0,000659 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 168,4 + 2 \cdot 193 \cdot 168,4 + 4 \cdot 1 \cdot 925,2 + 2 \cdot 193 \cdot 925,2 + 4 \cdot 1 \cdot 1125,2)] = 2831,03 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.13 – Приведені затрати схем ВРУ-750 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	І варіант	ІІ варіант
Капіталовкладення	116400	77600
Щорічні експлуатаційні витрати	9777,60	6518,40
Очікуваний збиток	3227,898	2831,032
Приведені затрати	30465,50	20989,43

$\Delta Z = 36,8 \% > 5\%$ , отже, приймаємо ІІ варіант схеми ВРУ-750 кВ – схему чотирикутника.

## 2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Для електропостачання споживачів ВП сучасних АЕС використовують дві напруги: 6 та 0,4 кВ. Напруга 6 кВ використовується для живлення електродвигунів потужністю  $\geq 200$  кВт, а також трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ.

На АЕС для живлення механізмів ВП передбачають такі основні мережі:

а) мережа 6 кВ змінного струму для живлення електродвигунів потужністю  $\geq 200$  кВт, а також трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ;

б) мережа 380/220 В змінного струму для живлення ЕД потужністю до 200 кВт, освітлення та інших навантажень;

в) мережі 380/220 В і 55 В змінного струму з ізольованою нейтраллю для живлення електрообігрівання обладнання та трубопроводів I та II контурів;

г) мережа надійного живлення 380-220 В змінного та постійного струму 220 В для живлення споживачів I категорії надійності;

д) мережа надійного живлення 6 кВ та 380/220 В змінного струму для живлення споживачів II категорії надійності.

В системі ВП на всіх напругах використовують одиничну секціоновану систему збірних шин. Робоче живлення електроприймачів одного елемента здійснюється за блочним принципом на напрузі 6 та 0,4 кВ від одного первинного джерела, а резервне – від іншого.

Збірні шини 6 кВ розподіляються на секції, кількість яких залежить від кількості ГЦН на енергетичний реактор, допустимої кількості ГЦН, які одночасно від'єднуються без спрацювання АЗР, а також від кількості та потужності робочих ТВП. На енергетичний реактор повинно бути не менше двох секцій 6 кВ, кожна з яких під'єднується до робочого джерела через свій викиач. Робочі трансформатори приєднують до відгалуження від генератора.

Схема живлення ВП блоку з реактором ВВЕР-1000 наведена на рисунку 2.5.

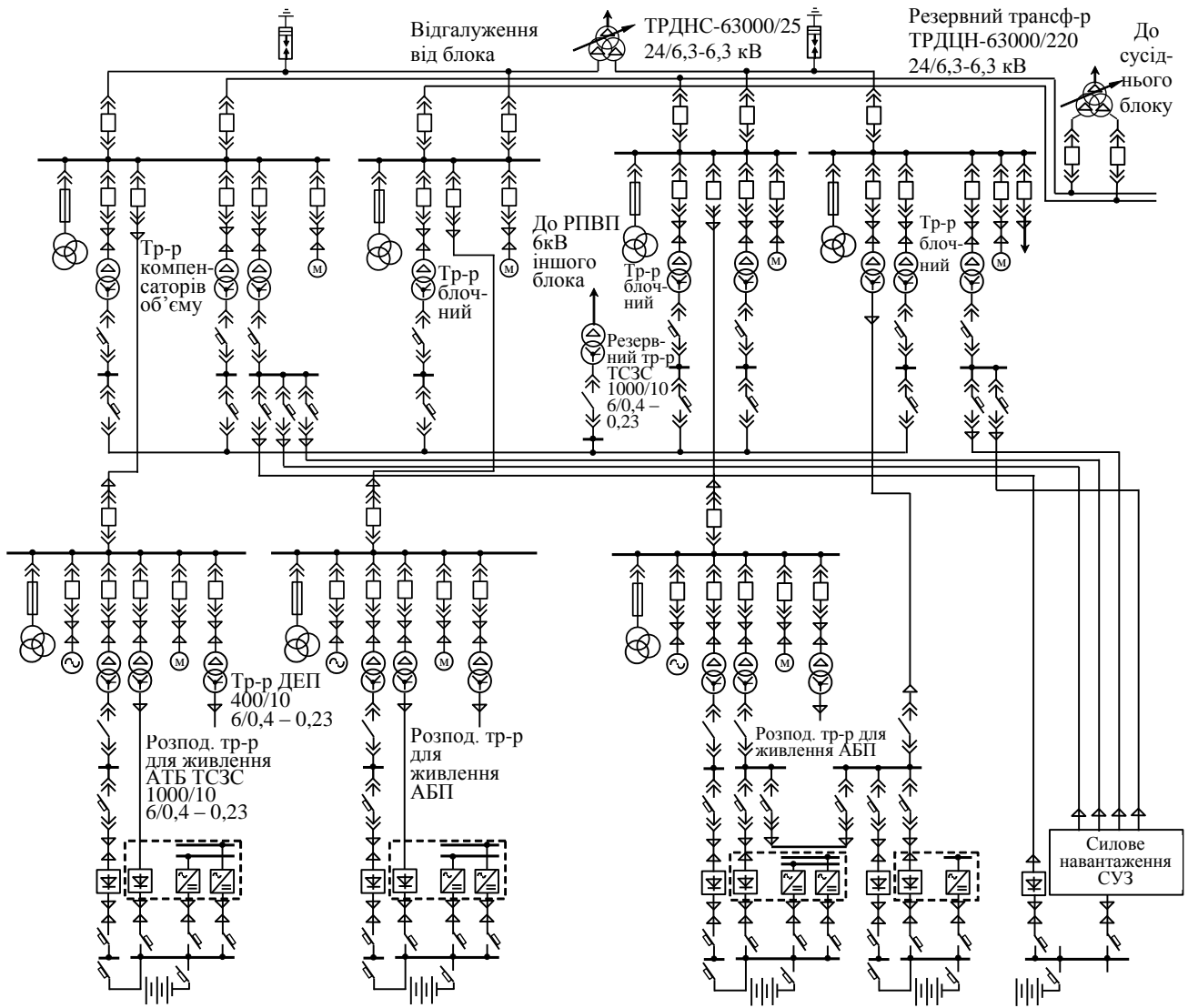


Рисунок 2.5 – Схема електропостачання ВП блока з реактором ВВЕР-1000

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів КЗ проводимо у відносних одиницях. Для цього задаємось базисними величинами:  $S_0=1000$  МВт,  $U_0=U_{\text{сер.ном}}$ .

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів [2, 4].



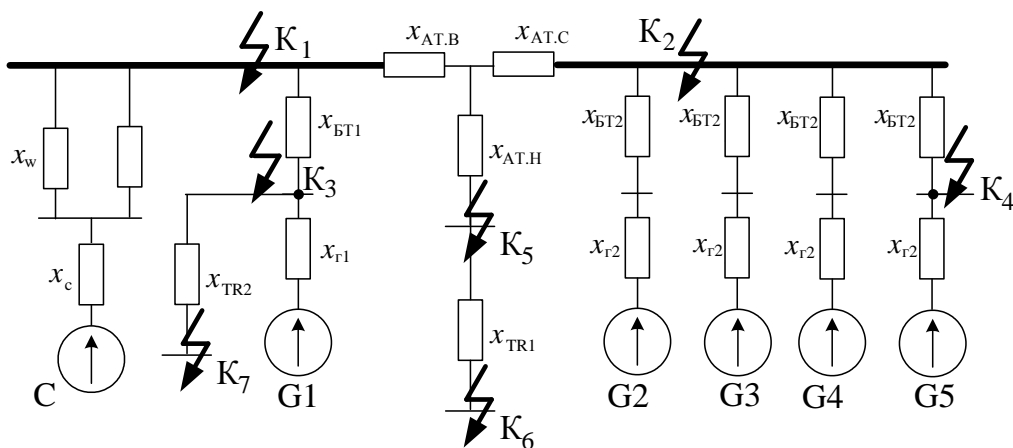


Рисунок 2.6 – Заступна схема електроустановки

Визначимо параметри елементів заступної схеми:

– генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d // \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.19)$$

$$x_{\Gamma 1} = 0,269 \cdot \frac{1000}{1111} = 0,24;$$

$$x_{\Gamma 2} = 0,1906 \cdot \frac{1000}{258,3} = 0,74;$$

– ЛЕП-750 кВ:

$$x_w = x_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.20)$$

$$x_w = 0,28 \cdot 1250 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,6;$$

– система:

$$x_c = x_{*c. \text{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{S_{* \text{НОМ}}}; \quad (2.21)$$

$$x_c = 0,26 \cdot \frac{1000}{19500} = 0,013;$$

– блочні трансформатори БТ1 та БТ2:

$$x_{\text{БТ}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.22)$$

$$x_{\text{БТ1}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,112;$$

$$x_{\text{БТ2}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44;$$

– АТЗ:

$$\left. \begin{aligned} x_{\text{АТ.В}} &= \frac{u_{\text{кВ}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \\ x_{\text{АТ.С}} &= \frac{u_{\text{кС}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \\ x_{\text{АТ.Н}} &= \frac{u_{\text{кН}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.23)$$

$$\left. \begin{aligned} u_{\text{кВ}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-Н}\%} + u_{\text{к В-С}\%} - u_{\text{к С-Н}\%}); \\ u_{\text{кС}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-С}\%} + u_{\text{к С-Н}\%} - u_{\text{к В-Н}\%}); \\ u_{\text{кН}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-Н}\%} + u_{\text{к С-Н}\%} - u_{\text{к В-С}\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

$$u_{\text{кВ}\%} = 0,5 \cdot (28 + 10 - 17) = 10,5 \%;$$

$$u_{\text{кС}\%} = 0,5 \cdot (10 + 17 - 28) = -0,5 = 0\%;$$

$$u_{\text{кН}\%} = 0,5 \cdot (28 + 17 - 10) = 17,5 \%.$$

$$x_{\text{АТ.В}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 333} = 0,105;$$

$$x_{\text{АТ.С}} = 0;$$

$$x_{\text{АТ.Н}} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 333} = 0,175.$$

– Пускорезервний трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875 u_K \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}, \quad (2.25)$$

$$x_{TR1} = x_{TR2} = \frac{1,875 \cdot 12,7 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 3,8.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

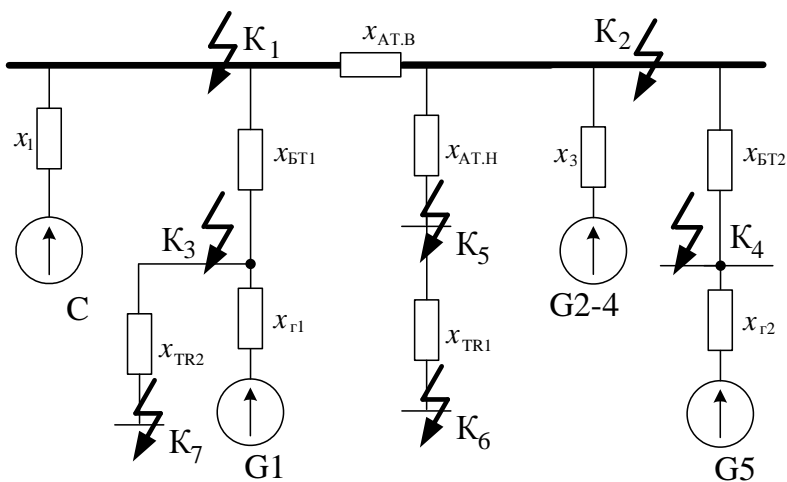


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_1 = x_w / 2 + x_C;$$

$$x_1 = 0,6/2 + 0,013 = 0,313;$$

$$x_2 = x_{Г2} + x_{БТ2} = 0,74 + 0,44 = 1,18;$$

$$x_3 = \frac{x_2}{3};$$

$$x_3 = \frac{1,18}{3} = 0,4.$$

Базовий струм [2, 5]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot S_{сер.ном}}; \quad (2.26)$$

$$I_{6i} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 770) = 0,75 \text{ кА};$$

$$I_{62} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 340) = 1,7 \text{ кА};$$

$$I_{63} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 24) = 24,06 \text{ кА};$$

$$I_{64} = I_{65} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,7 \text{ кА};$$

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

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_*''}{X_{*\text{рез}}} \cdot I_{6i}; \quad (2.27)$$

де  $E_*''$  – для генераторів: 1,13;

$E_*''$  – для енергосистеми та власних потреб: 1;

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

Визначимо складові струмів КЗ [2]:

– періодичну:

$$I_{\text{пт}} = \gamma_{\text{пт}} \cdot I_{\text{по}}; \quad (2.28)$$

– аперіодичну:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.29)$$

– ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y; \quad (2.30)$$

де  $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$ ;

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

$\gamma_{\text{пт}}$  – коефіцієнт;

$T_a$  – постійна часу кола КЗ, с;

$K_y$  – ударний коефіцієнт.

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ.

К – 1:

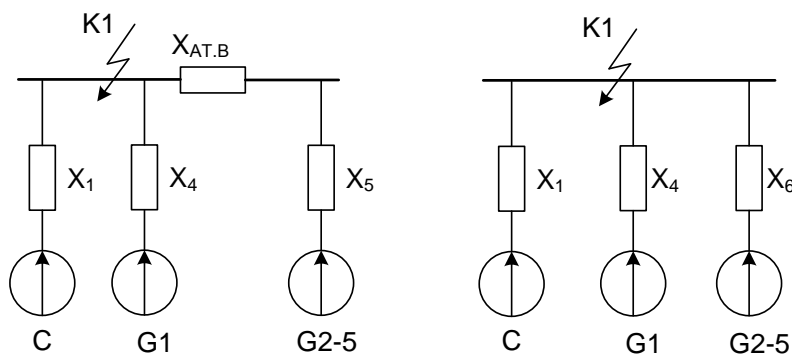


Рисунок 2.8– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$X_4 = X_{Г1} + X_{БТ1};$$

$$x_2 = 0,112 + 0,24 = 0,352;$$

$$x_5 = x_2 / 4;$$

$$x_5 = 1,18 / 4 = 0,3;$$

$$X_6 = X_5 + X_{АТ.В};$$

$$x_6 = 0,3 + 0,105 = 0,405;$$

$$I_{по C} = \frac{1}{0,313} \cdot 0,75 = 2,396 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G1} = \frac{1,13}{0,352} \cdot 0,75 = 2,408 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G2-5} = \frac{1,13}{0,405} \cdot 0,75 = 2,093 \text{ (кА)}.$$

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

К-2:

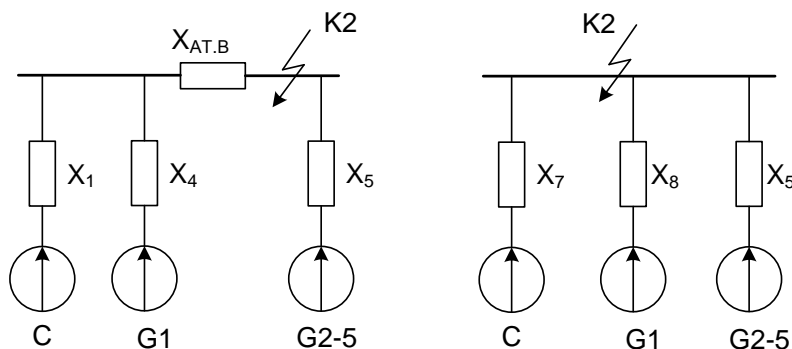


Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо  $x_{AT.B}$  між  $x_1$  та  $x_4$  [2]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{AT.B} \cdot (x_1 + x_4); \\ x_7 &= x_1 + x_{\Delta} / x_4; \\ x_8 &= x_4 + x_{\Delta} / x_1. \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

$$x_{\Delta} = 0,105 \cdot (0,313 + 0,352) = 0,07;$$

$$x_7 = 0,313 + 0,07 / 0,352 = 0,512;$$

$$x_8 = 0,352 + 0,07 / 0,313 = 0,576.$$

$$I_{поC} = \frac{1}{0,512} \cdot 1,7 = 3,32 \text{ (кА)};$$

$$I_{поG1} = \frac{1,13}{0,576} \cdot 1,7 = 3,335 \text{ (кА)};$$

$$I_{поG2-5} = \frac{1,13}{0,3} \cdot 1,7 = 6,403 \text{ (кА)}.$$

К-3:

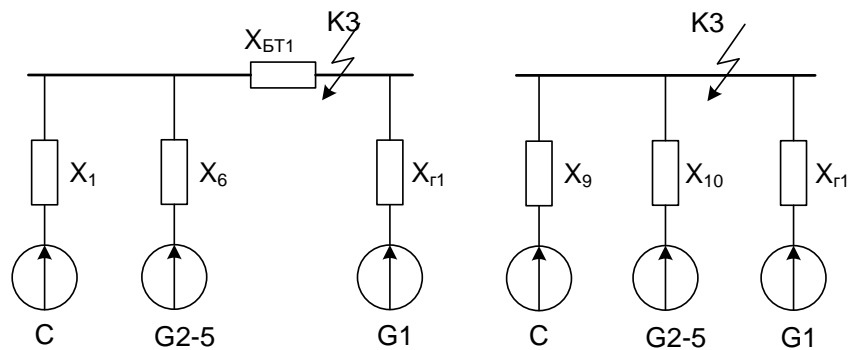


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

Розподіляємо  $x_{BT1}$  між  $x_1$  та  $x_6$  [2]:

$$x_{\Delta} = x_{BT.1} \cdot (x_1 + x_6);$$

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

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

$$x_{\Delta} = 0,112 \cdot (0,313 + 0,405) = 0,08;$$

$$x_9 = 0,313 + 0,08 / 0,405 = 0,51;$$

$$x_{10} = 0,405 + 0,08 / 0,313 = 0,66.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,51} \cdot 24,06 = 47,176 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G2-5}} = \frac{1,13}{0,66} \cdot 24,06 = 41,194 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1}} = \frac{1,13}{0,24} \cdot 24,06 = 113,283 \text{ (кА)}.$$

К-4:

Розподіляємо  $x_{\text{BT2}}$  між  $x_7$ ,  $x_8$  та  $x_3$  [2]:

$$x_{\Delta} = x_{\text{BT2}} \cdot (x_7 \cdot x_8 + x_7 \cdot x_3 + x_8 \cdot x_3);$$

$$x_{11} = x_7 + \frac{x_{\Delta}}{x_8 \cdot x_3};$$

$$x_{12} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_7 \cdot x_3};$$

$$x_{13} = x_3 + \frac{x_{\Delta}}{x_8 \cdot x_7};$$

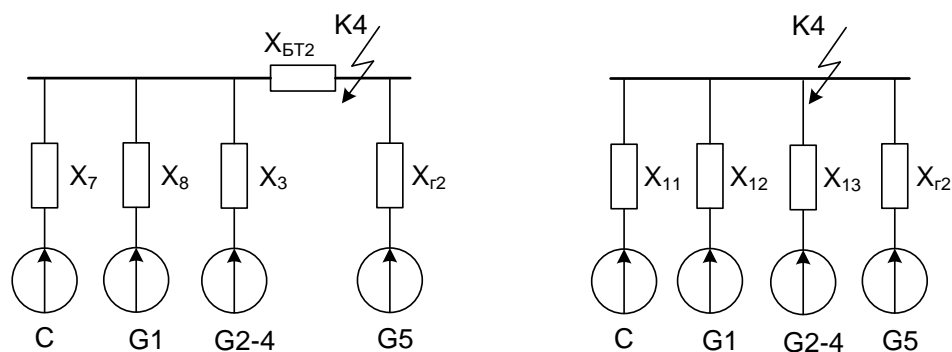


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$x_{\Delta} = 0,44 \cdot (0,512 \cdot 0,576 + 0,512 \cdot 0,4 + 0,576 \cdot 0,4) = 0,321;$$

$$x_{11} = 0,512 + \frac{0,321}{0,576 \cdot 0,4} = 1,87;$$

$$x_{12} = 0,576 + \frac{0,321}{0,512 \cdot 0,4} = 2,1;$$

$$x_{13} = 0,4 + \frac{0,321}{0,576 \cdot 0,512} = 1,5.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{1,87} \cdot 36,7 = 19,604 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1}} = \frac{1,13}{2,1} \cdot 36,7 = 19,727 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G2-4}} = \frac{1,13}{1,5} \cdot 36,7 = 27,617 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G5}} = \frac{1,13}{0,74} \cdot 36,7 = 55,981 \text{ (кА)}.$$

K-5:

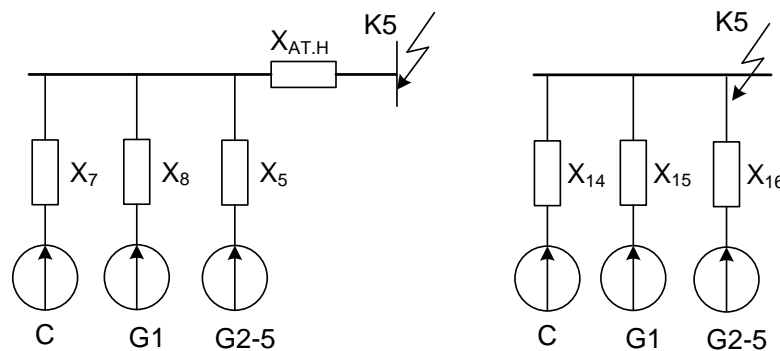


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки K-5

Розподіляємо  $x_{AT.H}$  між  $x_7$ ,  $x_8$  та  $x_5$  [2]:

$$x_{\Delta} = x_{AT.H} \cdot (x_7 \cdot x_8 + x_7 \cdot x_5 + x_8 \cdot x_5);$$

$$x_{14} = x_7 + \frac{x_{\Delta}}{x_8 \cdot x_5};$$



$$x_{15} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_7 \cdot x_5};$$

$$x_{16} = x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_8 \cdot x_7};$$

$$x_{\Delta} = 0,175 \cdot (0,512 \cdot 0,576 + 0,512 \cdot 0,3 + 0,576 \cdot 0,3) = 0,11;$$

$$x_{14} = 0,512 + \frac{0,11}{0,576 \cdot 0,3} = 1,15;$$

$$x_{15} = 0,576 + \frac{0,11}{0,512 \cdot 0,3} = 1,3;$$

$$x_{16} = 0,3 + \frac{0,11}{0,576 \cdot 0,512} = 0,673.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{1,15} \cdot 36,7 = 13,565 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1}} = \frac{1,13}{1,3} \cdot 36,7 = 13,56 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G2-5}} = \frac{1,13}{0,673} \cdot 36,7 = 26,193 \text{ (кА)}.$$

К-6:

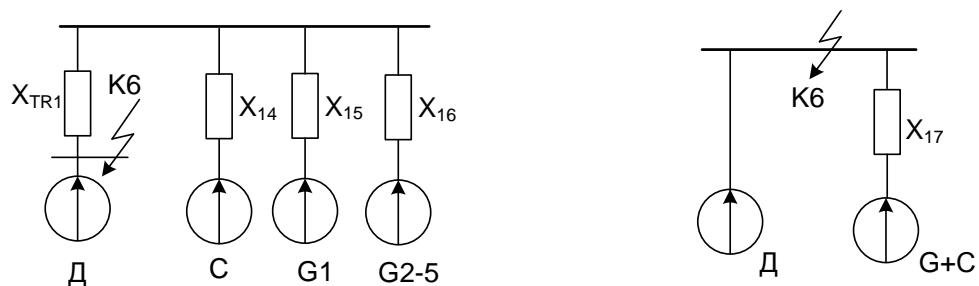


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{17} = \frac{1}{\frac{1}{x_{14}} + \frac{1}{x_{15}} + \frac{1}{x_{16}}} + x_{\text{TR1}};$$

$$x_{17} = \frac{1}{\frac{1}{1,15} + \frac{1}{1,3} + \frac{1}{0,673}} + 3,8 = 4,12;$$

$$I_{\text{нос+д}} = \frac{1}{4,12} \cdot 91,64 = 22,243 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{4\Sigma P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.32)$$

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

$$I_{\text{поД}} = 4 \cdot \frac{63 \cdot 1,25}{2 \cdot 6} = 26,25 \text{ (кА)}.$$

К-7:

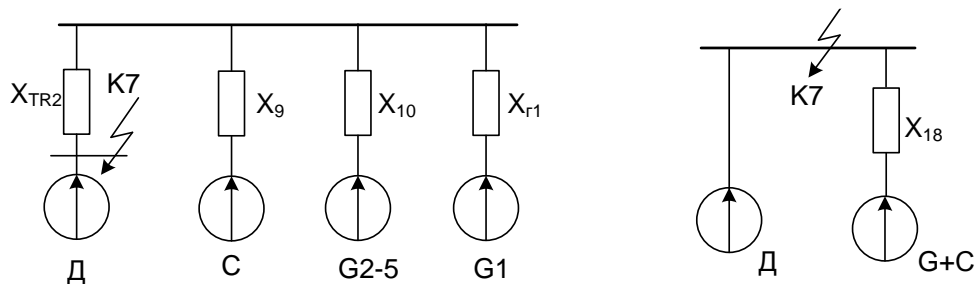


Рисунок 2.14 – Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$x_{18} = \frac{1}{\frac{1}{x_9} + \frac{1}{x_{10}} + \frac{1}{x_{r1}}} + x_{\text{TR2}};$$

$$x_{18} = \frac{1}{\frac{1}{0,54} + \frac{1}{0,66} + \frac{1}{0,24}} + 3,8 = 3,93.$$

$$I_{\text{нос+г}} = \frac{1}{3,93} \cdot 91,64 = 23,418 \text{ (кА)}.$$

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

Попередньо встановлюємо вимикачі [3]:

1) ВРУ-750 кВ	ВГБ-750 У1	$t_{\text{ВВ}}=0,02$ с.;
2) ВРУ-330 кВ	ВГБ-330 У1	$t_{\text{ВВ}}=0,035$ с.;
3) Генератор 220 МВт	ВМГ-15	$t_{\text{ВВ}}=0,15$ с.;
4) Сторона АТЗ	ВМГ-15	$t_{\text{ВВ}}=0,15$ с.;
5) РУ ВП-6 кВ	ВРЗ	$t_{\text{ВВ}}=0,05$ с.

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

К<sub>1</sub>: а) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{1 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,833 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,408}{0,833} = 2,9; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{\text{н},\tau} = 0,95.$$

б) G<sub>2-5</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,77 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,093}{0,77} = 2,7; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{\text{н},\tau} = 0,96.$$

К<sub>2</sub>: а) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{1 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,89 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{3,335}{1,89} = 1,8; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 0,97.$$

б) G<sub>2-5</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,754 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{6,403}{1,754} = 3,7; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 0,91.$$

K<sub>3</sub>: а) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26,726 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{113,283}{26,726} = 4,2; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,9.$$

б) G<sub>2-5</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{4 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,855 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{41,194}{24,855} = 1,7; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,97.$$

K<sub>4</sub>: а) G<sub>5</sub>:

$$I'_{\text{HOMG7}} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,47 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{55,981}{9,47} = 5,9; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,7.$$

б) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{1 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 40,73 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{19,727}{40,73} = 0,48 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

в) G<sub>2-4</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = 3 \cdot 9,47 = 28,41 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{27,617}{28,41} = 0,97 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K<sub>5</sub>: а) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{1 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 40,73 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{13,56}{40,73} = 0,33 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

б)  $G_{2-5}$ :

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 37,87 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{20,193}{37,87} = 0,7; \quad \gamma_{n,\tau} = 1.$$

Результати розрахунку струмів КЗ зводимо в таблиці 2.14 і 2.15.

Таблиця 2.14 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$K_y$	$T_a, \text{с}$	$\tau, \text{с}$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К-1 ВРУ-750	Система	1,895	0,08	0,03	0,687	1,0
	Г 1	1,967	0,3	0,03	0,905	0,95
	Г 2-5	1,955	0,26	0,03	0,891	0,96
К-2 ВРУ-330	Система	1,78	0,04	0,045	0,325	1,0
	Г 1	1,967	0,3	0,045	0,861	0,97
	Г 2-5	1,955	0,26	0,045	0,841	0,91
К-3 Г1 1000 МВт	Система	1,895	0,08	0,03	0,687	1,0
	Г 2-5	1,955	0,26	0,03	0,891	0,97
	Г 1	1,978	0,44	0,03	0,934	0,9
К-4 Г5 220 МВт	Система	1,895	0,08	0,16	0,135	1,0
	Г 1	1,967	0,3	0,16	0,587	1,0
	Г 2-4	1,955	0,26	0,16	0,540	1,0
	Г 5	1,97	0,326	0,16	0,612	0,7
К-5 НН АТЗ 15,75 кВ	Система	1,895	0,08	0,16	0,135	1,0
	Г 1	1,967	0,3	0,16	0,587	1,0
	Г 2-5	1,955	0,26	0,16	0,540	1,0
К-6, К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г 1-5	1,85	0,064	0,06	0,392	1,0
	Двигуни	1,65	0,04	0,06	0,223	1,0

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [2, 5, 7]:

$$\left. \begin{aligned} I_{пт,ДВ} &= I_{но,ДВ} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{ат,ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но,ДВ} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{у,ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но,ДВ} \cdot K_{у,ДВ}. \end{aligned} \right\} \quad (2.33)$$

$$I_{пт,ДВ} = 26,25 \cdot e^{-0,06/0,07} = 11,14 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат,ДВ} = \sqrt{2} \cdot 26,25 \cdot e^{-0,06/0,04} = 8,282 \text{ (кА)};$$

$$i_{у,ДВ} = \sqrt{2} \cdot 26,25 \cdot 1,65 = 61,244 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 2.15 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{но}$ , кА	$i_{у}$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$I_{пт}$ , кА	Примітка
К-1 ВРУ-750	Система	2,396	6,421	2,329	2,396	Комут.апар. і шини
	Г 1	2,408	6,697	3,080	2,287	
	Г 2-5	2,093	5,785	2,636	2,009	
	Сума	6,896	18,902	8,046	6,692	
К-2 ВРУ-330	Система	3,320	8,357	1,524	3,320	Комут.апар. і шини
	Г 1	3,335	9,276	4,059	3,235	
	Г 2-5	6,403	17,701	7,615	5,827	
	Сума	13,059	35,334	13,198	12,382	
К-3 Г1 1000 МВт	Система	47,176	126,411	45,847	47,176	шини в осн. колі
	Г 2-5	41,194	113,874	51,900	39,958	
	Сума без Г1	88,370	240,285	97,748	87,134	
	Г1	113,283	316,839	149,624	101,954	
	Сума	201,653	557,124	247,372	189,089	шини до ВП
К-4 Г5 220 МВт	Система	19,604	52,530	3,752	19,604	шини в осн. колі
	Г 1	19,727	54,866	16,364	19,727	
	Г 2-4	27,617	76,344	21,104	27,617	
	Сума без Г5	66,948	183,741	41,219	66,948	
	Г5	55,981	155,939	48,455	39,187	
	Сума	122,929	339,680	89,674	106,135	
К-5 НН АТЗ	Система	13,565	36,348	2,596	13,565	Комут.апар
	Г 1	13,560	37,715	11,248	13,560	шини
	Г 2-5	26,193	72,408	20,016	26,193	
	Сума	53,318	146,471	33,860	53,318	
К-6 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-5	22,243	58,185	12,316	22,243	Комут.апар шини
	Двигуни	26,250	61,244	8,282	11,140	
	Сума	48,493	119,429	20,599	33,383	
К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-5	23,318	60,998	12,912	23,318	Комут.апар шини
	Двигуни	26,250	61,244	8,282	11,140	
	Сума	49,568	122,242	21,194	34,458	

## 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-750 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{\text{Гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.34)$$

$$I_{\max.БТ} = \frac{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.35)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{АТ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.36)$$

$$I_{\max.W} = \frac{2200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1882 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.БТ1} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 900,3 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1153,5 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{а}}), \quad (2.37)$$

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

$$B_{\text{к}} = 6,896^2 (0,2 + 0,3) = 23,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-330 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823,3 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.\text{БТ2}} = \frac{258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 475,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.\text{АТ3}} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2621,7 \text{ (A)};$$

$$B_{\kappa} = 13.059^2 (0,2 + 0,3) = 85,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора 1000 МВт.

$$I_{\max.\text{G}} = \frac{I_{\text{G.НОМ}}}{0,95}. \quad (2.38)$$

$$I_{\max.\text{TR}} = \frac{S_{\text{TR.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max.\text{G}} = \frac{26,73 \cdot 10^3}{0,95} = 28137 \text{ (A)}.$$

$$I_{\max.\text{TR}} = \frac{62400}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1501 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\max.\text{ТВП}} = \frac{48000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1155 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму [3]:

$$B_{\kappa} = B_{\text{КП}} + B_{\text{Ка}} = (B_{\text{пс}} + B_{\text{пг}} + B_{\text{пгс}}) + B_{\text{Ка}} = (I_{\text{с}}^2 + B_{*\text{пг}} \cdot I_{\text{п.,о,г}}^2 + 2 \cdot I_{\text{с}} \cdot T^* \cdot I_{\text{п.,о,г}}) \cdot t_{\text{вим}} + (I_{\text{с}}^2 \cdot T_{\text{а,с}} + I_{\text{п.,о,г}}^2 \cdot T_{\text{а,г}} + 4 \cdot I_{\text{с}} \cdot I_{\text{п.,о,г}} / (1/T_{\text{а,с}} + 1/T_{\text{а,г}})), \quad (2.40)$$

де  $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$ ;  $B_{*\text{пг}} = 0,30$ ;  $T^* = 0,52$ ;  $T_{\text{а,г}} = 0,44 \text{ с}$ ;  $I_{\text{п.,о,г}} = 113,283 \text{ кА}$ ;

$I_{\text{с}} = 88,37 \text{ кА}$ ;  $T_{\text{а,с}} = 0,3 \text{ с}$ .

$$B_{\kappa} = (88,37^2 + 0,3 \cdot 113,283^2 + 2 \cdot 88,37 \cdot 113,283 \cdot 0,52) \cdot 4 + (88,37^2 \cdot 0,3 + 113,283^2 \cdot 0,44 + (4 \cdot 88,37 \cdot 113,283) / (1/0,3 + 1/0,44)) = 102502,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$



Коло генератора 220 МВТ.

$$I_{\max.G} = \frac{8,625 \cdot 10^3}{0,95} = 9079 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.ТВП} = \frac{10560}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 387 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = (66,948^2 + 0,3 \cdot 55,981^2 + 2 \cdot 66,948 \cdot 55,981 \cdot 0,52) \cdot 4 + (66,948^2 \cdot 0,3 + 55,981^2 \cdot 0,326 + (4 \cdot 66,948 \cdot 55,981) / (1/0,3 + 1/0,326)) = 41988 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

де  $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$ ;  $B_{*ПГ} = 0,30$ ;  $T_* = 0,52$ ;  $T_{a,г} = 0,326 \text{ с}$ ;  $I_{п,о,г} = 55,981 \text{ кА}$ ;  
 $I_c = 66,948 \text{ кА}$ ;  $T_{a,c} = 0,3 \text{ с}$ .

Сторона АТЗ 15 кВ:

$$I_{\max.} = \frac{62400}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 2287,4 \text{ (A)}.$$

$$B_k = 53,318^2 (0,2 + 0,3) = 1421,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max.} = \frac{62400}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 3002 \text{ (A)}.$$

$$B_k = I_{\text{нос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 (0,5T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{нос}} \cdot I_{\text{ноД}} (T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}), \quad (2.41)$$

$$T_{a \text{ сх}} = \frac{T_{ac} I_{\text{нос}} + T_{a \text{ Д}} I_{\text{но Д}}}{I_{\text{нос}} + I_{\text{но Д}}};$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,064 \cdot 23,318 + 0,04 \cdot 26,25}{23,318 + 26,25} = 0,051 \text{ (с)}.$$

$$B_k = 23,318^2(0,3 + 0,051) + 26,25^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,051) + \\ + 2 \cdot 23,318 \cdot 26,25(0,07 + 0,051) = 399 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

## 2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури проводимо в табличній формі (таблиця 2.16).

Таблиця 2.16 – Вибір комутаційних апаратів

ВРУ-750 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-750 У1	РПД-750-1/3200У1
$U_{уст} = 750 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 1882 \text{ А}$ $I_{пт} = 6,692 \text{ кА}$ $i_{ат} = 8,046 \text{ кА}$  $I_{по} = 6,896 \text{ кА}$ $i_y = 18,902 \text{ кА}$ $B_k = 23,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 4000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 50 = 35,25 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 135 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ - -  $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-330 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-330 У1	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 2621,7 \text{ А}$ $I_{пт} = 12,382 \text{ кА}$ $i_{ат} = 13,198 \text{ кА}$  $I_{по} = 13,059 \text{ кА}$ $i_y = 35,334 \text{ кА}$ $B_k = 85,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 50 = 24,68 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ - -  $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор ТВВ-220 Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГУ-20	РВПЗ-1-20/12500У3
$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 9079 \text{ А}$ $I_{пт} = 66,948 \text{ кА}$ $i_{ат} = 41,219 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,т} + i_{а,т} =$ $= 135,8 \text{ кА}$ $I_{по} = 66,948 \text{ кА}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 9500 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 105 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot 105 = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 148,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 105 \text{ кА}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 12500 \text{ А}$ - -  $i_{дин} = 490 \text{ кА}$

$i_y = 183,741 \text{ кА}$ $B_k = 41988 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 44100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 180^2 \cdot 4 = 129600$
---	--	--

Продовження таблиці 2.16

Сторона АТЗ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВМГ-15	РВР-20/6300У3
$U_{уст} = 15 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2287,4 \text{ А}$ $I_{пт} = 53,318 \text{ кА}$ $i_{a\tau} = 33,86 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $\quad = 110,7 \text{ кА}$ $I_{по} = 53,318 \text{ кА}$ $i_y = 146,471 \text{ кА}$ $B_k = 1421,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 10000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 90 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $\quad = 126,9 \text{ кА}$ $I_{дин} = 90 \text{ кА}$ $i_{дин} = 320 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6300 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 260 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 4 = 40000$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
РУВП-6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРЗ	(КРУ типу КУ-10)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 3002 \text{ А}$ $I_{n,\tau} = 23,318 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 12,912 \text{ кА}$ $I_{n,o} = 26,25 \text{ кА}$ $i_y = 61,244 \text{ кА}$ $B_k = 399 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $\quad = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 16,97 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$

В колі генератора ТВВ-1000 встановлюємо вимикач навантаження типу КАГ-24-30/30000У3:  $U_{ном} = 24 \text{ кВ}$ ;  $I_{ном} = 30 \text{ кА}$ ;  $I_{ном.відкл} = 30 \text{ кА}$ ;  $i_{дин} = 500 \text{ кА}$ ;  $I_T / t_T = 190/3 \text{ кА/с}$ .

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-750 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1882 \text{ (А)};$$

$$I_{по} = 6,896 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 18,902 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо чотири проводи марки АС-400/93:  $d = 29,1$  мм;

$$I_{\text{доп}} = 900 \text{ (А)}; D = 10 \text{ (м)}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.42)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см)}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 1882 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 4 \cdot 900 = 3600 \text{ (А)}.$$

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.43)$$

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

$r_0$  – радіус проводу, см.

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.44)$$

де  $U_{\text{max}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$  – максимальна напруга установки;

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

$n$  – кількість проводів у фазі, шт..

При  $n = 4$ :

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 3\sqrt{2} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}, \end{aligned} \right\} \quad (2.45)$$

де  $a = 40(\text{см})$  – відстань між проводами в розщепленій фазі при  $U_{\text{ном}} = 750 (\text{кВ})$ .

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}}\right) = 31 (\text{кВ/см});$$

$$U_{\text{max}} = 1,05 \cdot 750 = 787 (\text{кВ});$$

$$\kappa = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,455}{40} = 1,154;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,455 \cdot 40^3} = 19,04 (\text{см});$$

$$E = 1,154 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{1260}{19,04}} = 30,35 (\text{кВ/см});$$

Умови перевірки:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (2.46)$$

$$1,07E = 1,07 \cdot 30,35 = 32,47 (\text{кВ/см}) > 0,9E_0 = 0,9 \cdot 31 = 27,9 (\text{кВ/см}).$$

Умова не виконується.

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336:  $d = 37,5 \text{ мм}$ ;

$$I_{\text{доп}} = 950 \text{ А}.$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,875}}\right) = 30,27 (\text{кВ/см});$$

$$\kappa = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,875}{40} = 1,198;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,875 \cdot 40^3} = 20,54 (\text{см});$$

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,875 \cdot \lg \frac{1260}{20,54}} = 24,86 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 24,86 = 26,6 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 30,27 = 27,24 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Оскільки  $i_y < 50$  кА перевірку на динамічну стійкість не проводимо.

б) відгалуження до БТ1:

Економічний переріз

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.47)$$

де  $j_{ек}$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>;

$I_{норм}$  – струм нормального режиму, А.

$$I_{норм.БТ1} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 855,2 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = \frac{855,2}{1} = 855,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

в) відгалуження до АТЗ:

$$I_{норм.АТЗ} = \frac{1153,5}{1,5} = 769 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = 769/1 = 769 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

ВРУ-330 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\max} = 2621,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{по}} = 13,059 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 35,334 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо три проводи марки АС 500/27:  $I_{\text{доп}} = 960 \text{ (A)}$ ;

$$d = 29,4 \text{ (мм)}; D = 450 \text{ (см)};$$

$$D_{\text{сп}} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см.}$$

$$I_{\max} = 2621,7 \text{ (A)} < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 960 = 2880 \text{ (A)}.$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,47}}\right) = 30,97 \text{ (кВ/см)};$$

$$a = 40 \text{ (см)};$$

$$U_{\max} = 1,1 \cdot 330 = 363 \text{ (кВ)};$$

При  $n = 3$ :

$$\left. \begin{aligned} k &= 1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}, \end{aligned} \right\} \quad (2.48)$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,47}{40} = 1,127;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,47 \cdot 40^2} = 13,299 \text{ (см)};$$

$$E = 1,127 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{3 \cdot 1,47 \cdot \lg \frac{567}{13,299}} = 20,155 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 20,155 = 21,566 \text{ (кВ/см)} > 0,9 \cdot 30,97 = 27,876 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ2:



$$I_{\text{норм.БТ2}} = \frac{258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 451,9 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{751,9}{1} = 451,9 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 240/39:  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ (А)}$ ;  
 $d = 21,6 \text{ (мм)}$ ;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,995 \text{ (кВ/см)};$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,08}{40} = 1,094;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,08 \cdot 40^2} = 12 \text{ (см)};$$

$$E = 1,094 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{3 \cdot 1,08 \cdot \lg \frac{576}{12}} = 25,902 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 25,902 = 27,715 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

в) відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм.АТЗ}} = \frac{2621,7}{1,5} = 1747,8 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = 1747,8/1 = 1747,8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 600/72:  $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ (А)}$ ;  
 $d = 33,2 \text{ (мм)}$ .

Генератор 1000 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи:

а) в основному колі типу ТЭКН-П-24-30000-560У1:

$$U_{\text{уст}} = 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 28,137 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 30 \text{ кА};$$

$$i_y = 316,839 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-24/3150-750У1:

$$U_{\text{уст}} = 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 1,501 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 3,15 \text{ кА};$$

$$i_y = 557,124 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}.$$

Генератор 220 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/10000-300У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 9,079 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА};$$

$$i_y = 183,939 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-560У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 0,387 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 1,6 \text{ кА};$$

$$i_y = 339,68 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

Сторона НН АТЗ:

$$I_{\text{max}} = 2287,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{n,о}} = 53,318 \text{ кА};$$

$$i_y = 146,471 \text{ кА};$$

$$B_k = 1421,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$v_0 = 30 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$K_2 = 0,94.$$

Встановлюємо алюмінієві шини коробчастого перерізу:

$$q = 2(100 \times 45 \times 4,5) \text{ мм}^2, I_{\text{доп.ном}} = 2820 \text{ А}, q = 2 \times 775 \text{ мм}^2.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad (2.49)$$

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 2820 = 2650,8 \text{ A} > I_{\text{max}} = 2287,4 \text{ A}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}; \quad (2.50)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1421,4 \cdot 10^6}}{90} = 419 \text{ мм}^2 < q = 2 \times 775 \text{ мм}^2,$$

де функція  $C = 90 \left[ \frac{\text{A} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2} \right]$ .

Перевірка шин на механічну міцність:

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (2.51)$$

де  $\sigma_{\text{розр}}$  і  $\sigma_{\text{доп}}$  – розрахункові і допустимі механічні напруги в матеріалі шин;

$\sigma_{\text{ф}}$  – напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа;

$\sigma_{\text{п}}$  – напруга в матеріалі шин від взаємодії полюсів, МПа.

Приймаємо, що швелери жорстко зварені по всій довжині і розташовані по вершинах прямокутного трикутника, тоді  $\sigma_{\text{п}} = 0$ , момент опору пакету шин

$$W_{y0-y0} = 48,6 \text{ см}^3.$$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_{\text{ф}} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2, \quad (2.52)$$

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1,5^2}{0,8 \cdot 48,6} \cdot 146,471^2 = 27,3 \text{ (МПа)},$$

де  $l$  – довжина прогону між ізоляторами, м, приймаємо  $l = 1,5$  м;

$a$  – відстань між фазами, м,  $a = 0,8$  м.

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} = 27,3 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

$$F_{3г} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.53)$$

$$F_{3г} = 1,62 \frac{146,471^2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10^{-1} = 6516,6 \text{ (Н)};$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$K_h = \frac{H_{i3} + c + \frac{h}{2}}{H_{i3}}. \quad (2.54)$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ИОР-20-16,00 УХЛЗ [3]:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$F_p = 16000 \text{ Н};$$

$$H_{i3} = 210 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{210 + 4,5 + \frac{100}{2}}{210} = 1,26.$$

$$F_{\text{розр}} = K_h \cdot F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.55)$$

$$F_{\text{розр}} = 1,26 \cdot 6516,6 = 8211 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ (Н)}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-20/2000-1250УХЛ1 [3]:

$$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А};$$

$$F_p = 12500 \text{ Н};$$

$$l_{i3} = 886 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.56)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 6516,6 = 3258,3 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ (Н)}.$$

РУВП-6 кВ

Встановлюємо струмопровід типу ТЗК-10-3200-125

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$I_{\text{max}} = 3002 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 3200 \text{ (А)};$$

$$i_y = 122,242 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{дин}} = 125 \text{ (кА)}.$$

2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель до двигуна власних потреб типу ДА304-450Х-4У1

[6]:

$$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$P_{\text{НОМ}} = 630 \text{ (кВт)};$$

$$\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,87;$$

$$I_{\text{НОМ}} = 69,8 \text{ (А)}.$$

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:

$$v_0 = 35^\circ \text{C}; T_{\max} = 3600 \text{ (год)};$$

Приймаємо кабель марки ААШВ, 6 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 69,8/1,4 = 49,86(\text{мм}^2).$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{399 \cdot 10^6}}{90} = 222(\text{мм}^2).$$

Приймаємо кабель  $3 \times 240 \text{ (мм}^2\text{)}$ ,  $I_{\text{доп.ном}} = 290 \text{ (А)}$ , поправний коефіцієнт на температуру повітря  $K_2 = 0,87$ , тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 290 = 252,3 \text{ (А)} > I_{\text{ном}} = 69,8 \text{ (А)}.$$

## 2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для в колі генератора ТВВ-220-2ЕУЗ.

Схема ввімкнення приладів показана на рисунку 2.15. Оскільки ділянка від виводів генератора до стіни турбінного відділення виконана комплектним струмопроводом ТЭКНЕ-20/10000-300У1, то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, ТШ-20-10000/5, параметри якого з [2]:

$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$ ;  $I_{1\text{ном}} = 10 \text{ кА}$ ;  $r_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ ;  $I_{\text{тер}} = 160 \text{ кА}$ ;  $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ , клас точності 0,5.

Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму наведено в таблиці 2.17. Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму ви-

значається стійкістю самих шин, тому за цією умовою вони не перевіряються.

Таблиця 2.17 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТШ-20

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 15,75$ (кВ)	$U_{ном} = 20$ (кВ)
$I_{max} = 9079$ (А)	$I_{ном} = 10000$ (А)
$B_k = 41988$ (кА <sup>2</sup> · с)	$I_T^2 \cdot t_T = 160^2 \cdot 3 = 76800$ (кА <sup>2</sup> · с)
$r_2 = 0,97$ (Ом)	$r_{ном}^2 = 1,2$ (Ом)

Примітка: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10Р;

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$l_{розр} = 30$  (м);

г)  $I_{2ном} = 5$  (А).

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням (таблиця 2.18).

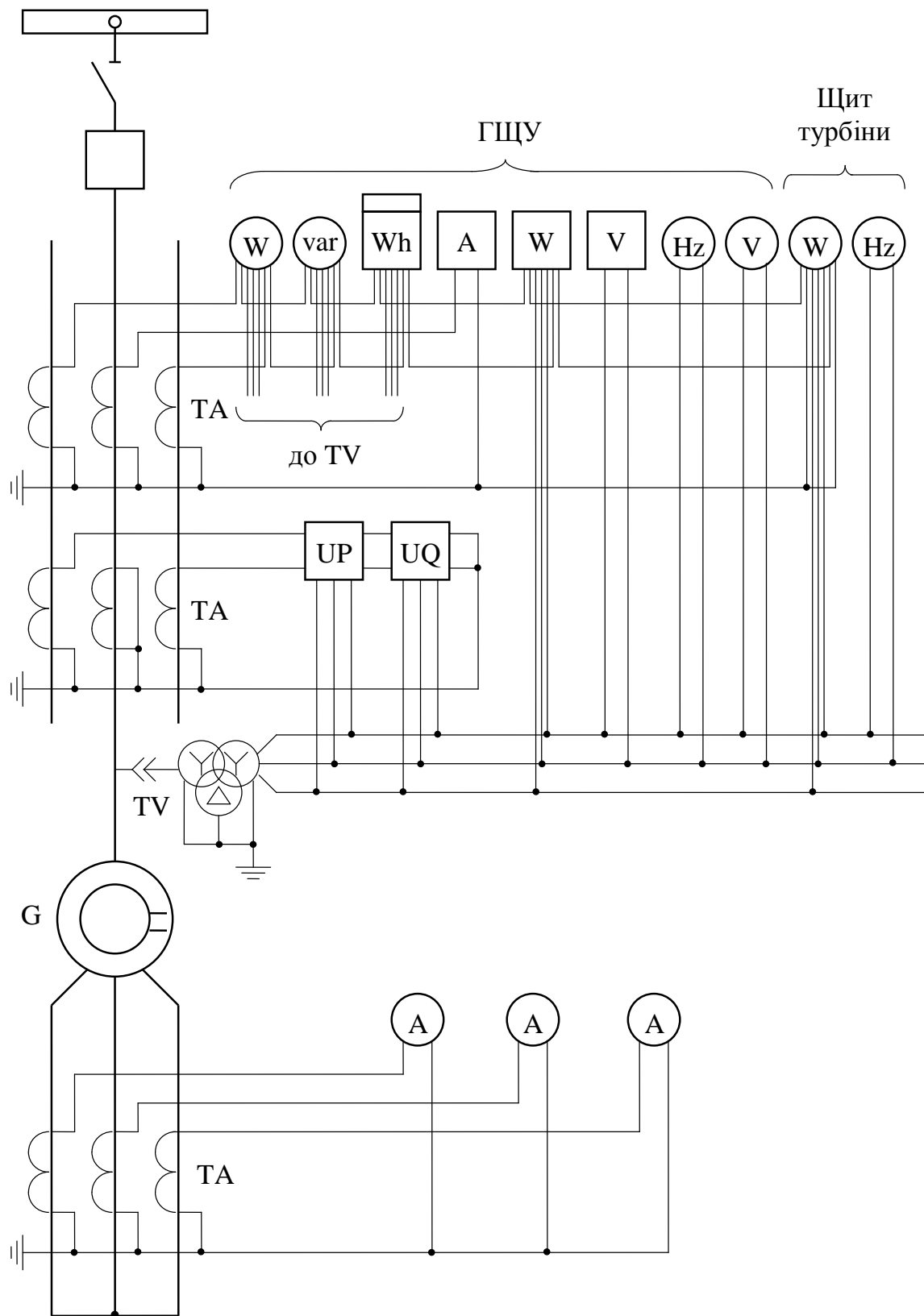


Рисунок 2.15 – Схема включення вимірювальних приладів генератора

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження ТС



№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
2	Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	СА3-И670	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5
7	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
	Сумарне значення		14,5	10,5	14,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (2.57)$$

$$r_{\text{прил}} = 14,5 / 5^2 = 0,58 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.58)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,58 - 0,1 = 0,52 \text{ (Ом)}.$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.59)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 30 / 0,52 = 1,0 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

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

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,52 + 0,1 + (0,0175 \cdot 30) / 1,5 = 0,97 \text{ (Ом)} < 1,2 \text{ (Ом)}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу ЗНОМ-15-63У2:

$$U_{1\text{НОМ}} = 15750 / \sqrt{3} \text{ (кВ)};$$

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

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

$$S_{2\text{НОМ}0,5} = 75 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження ЗНОМ-15-63У2

Прилад	Тип	S <sub>обм</sub> , В·А	n <sub>обм</sub> , шт	Cos φ	Sin φ	n <sub>прил</sub> , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	—
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	1	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	1	4	—
Варметр	Д-304	2	2	1	0	1	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	1	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	1	10	—
Лічильник активної енергії	САЗ-И670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	1	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	1	10	—
Частотомір	Э-362	1	1	1	0	1	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Э-362	1	1	1	0	1	1	—
Разом:							69	7,3

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} ;$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{69^2 + 7,3^2} = 69,4 \text{ (В} \cdot \text{А)} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил  $q = 1,5$  (мм<sup>2</sup>).

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-750 кВ	ТВ-750	НДЕ-750-72У1
ВРУ-500 кВ	ТВ-330	НКФ-330-73У1
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-750-І-3000/1 ТВТ-330-І-3000/1 ТШВ-15-6000/5	– – ЗНОЛ.06-15У3
Блочний трансформатор БТ <sub>1</sub> : сторона ВН: сторона НН	ТВТ-750-І-3000/1 ТШВ-24-24000/1	– –
Блочний трансформатор БТ <sub>2</sub> : сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-330-І-3000/1 ТШВ-20-10000/1	– –
Турбогенератор 1000 МВт	ТШВ-24-30000/5	ЗНОЛ.06-24
Турбогенератор 220 МВт	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-15
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1: сторона ВН: сторона НН:	ТПОЛ-35-1500/5 ТШЛ-10-3000/5	– ЗНОЛ.06-6У3
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2: сторона ВН: сторона НН:	ТШВ-15-6000/5 ТШЛ-10-3000/5	– ЗНОЛ.06-6У3
Робочий трансформатор власних потреб ТВП1: сторона ВН: сторона НН:	ТПОЛ-35-1500/5 ТШЛ-10-3000/5	– ЗНОЛ.06-6У3
Робочий трансформатор власних потреб ТВП2: сторона ВН: сторона НН:	ТШЛО20-1500/5 ТШЛ-10-3000/5	– ЗНОЛ.06-6У3
РУВП 6 кВ	ТШЛ-10-3000/5	ЗНОЛ.06-6У3

## 2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів

Для захисту від перенапруг встановлюємо на станції розрядники та обмежувачі перенапруг:

- |   |            |
|---|------------|
| 1. ЛЕП-750 кВ. сторона ВН АТЗ             | ОПН-750У1; |
| та блочних трансформаторів БТ1:           |            |
| 2. ЛЕП-330 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН | ОПН-       |
| 330У1;                                    |            |
| блочних трансформаторів БТ2:              |            |
| 3. Сторона НН АТЗ                         | РВМ-15У1;  |
| 4. Сторона НН БТ1                         | РВЭ-25М;   |
| 5. Сторона НН БТ2                         | РВМ-15У1;  |
| 6. Сторона НН трансформаторів ВП          | РВРД-6У1.  |

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

- |               |                |
|---------------|----------------|
| а) ЛЕП-750 кВ | ВЗ-2000-0,5У1; |
| б) ЛЕП-330 кВ | ВЗ-1250-0,5У1. |

Для обмеження перенапруг на ЛЕП-750 кВ в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори: РОДЦ-110000/750У1;

## 2.13 Вибір акумуляторної батареї

На атомних електростанціях акумуляторні батареї (АБ) є аварійним джерелом живлення систем безпеки, СУЗ, аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту. Для кожного енергоблоку встановлюється одна загальноблочна акумуляторна батарея, а також по одній АБ на кожну систему безпеки, по одній АБ на кожен дизель-генератор, для споживачів СУЗ передбачається окремі АБ на різні номінальні напруги; для пристроїв керування, автоматики,

сигналізації та релейного захисту елементів підвищеної напруги поза головним корпусом встановлюються АБ в зоні ВРУ.

Вихідні дані для розрахунку [2, 5, 6]:

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

Розрахунок навантаження акумуляторної батареї для генератора ТВВ-220 зведений в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Навантаження акумуляторної батареї генератора ТВВ-220

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{т}},$ А
Постійне навантаження	–	–	–	30	–	30	30
Аварійне освітлення	–	–	–	200	–	200	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслосасу ущільнень генератора	1	25	128	120	320	120	320
Електродвигун аварійного маслосасу змазки турбін	1	14	73,5	73	146	73	146
Разом						453	526

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.60)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{ав}$  – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ A/N}$  [2] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 453 / 25 = 19,02.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46, \quad (2.61)$$

$$N = 526 / 46 = 11,4.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [2]:  $N = 20$  (типу Varta).

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{п} = I_T / N, \quad (2.62)$$

де  $j$  – визначається по кривим [2] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача 85%  $U_{ном}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі 5%  $U_{ном}$ .

$$j = 38 \text{ A/N} > j_{п} = \frac{526}{20} = 26,3 \text{ A/N}.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею з номером  $N = 20$ .

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням

струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним  $0,15 \cdot N$  [2]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.63)$$

де  $I_{\text{пост}}$  – струм постійно включеного навантаження (таблиця 2.21).

$$I_{\text{ПЗП}} = 30 + 0,15 \cdot 20 = 33 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0; \quad (2.64)$$

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

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N, \quad (2.65)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 20 = 1,0 \text{ (A)},$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}}, \quad (2.66)$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{ЗП}} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ (A)},$$

$$U_{\text{ЗП}} = U_3 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

### 3. БЕЗПІТКОВА СИСТЕМА ЗБУДЖЕННЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА ТВВ-1000-2УЗ

#### 3.1 Вимоги до системи збудження

Система збудження забезпечує наступні режими роботи турбогенератора:

1. Початкове збудження і режим холостого ходу (х.х.);
2. Включення в мережу будь-яким методом синхронізації;
3. Роботу в енергосистемі, яка визначається діаграмою потужності;
3. Автоматичне обмеження мінімального збудження;
5. Допустимі по параметрам генератора перевантаження;
6. Форсування збудження, роззбудження при перехідних і аварійних режимах роботи;
7. Автоматичний заборона форсування збудження за певних несправностей обертового випрямляча;
8. Гасіння поля генератора, нормальні та аварійні відключення генератора.

До складу системи збудження входять такі основні елементи:

1. Збудник типу БВД-4000-3000, що складається з двох синхронних генераторів оберненого виконання ВГТ-2100-150 з діодним обертовим випрямлячем на валу.
2. Тиристорний перетворювач ТП збудника типу ТЕ8-320/46Д з системою управління тиристорами СУТ.
3. Випрямляючий трансформатор збудника ТУ типу ОСЗП-133/23.
4. Автоматичний регулятор збудження АВ типу АРВ СДП1.
5. Комплект контролю цілісності ланцюгів блоку обертових діодів Типу КБКІ-1200.
6. Щит збудження - шафи ШСВ.
7. Панель реле збудження ПРВ.
16. Комплект опорів R3 ÷ R11 в ланцюзі обмотки ротора ТГ.



17. Датчики струму ротора генератора ДТИ - 6 шт.

Тип системи збудження - СБД-430-7800-2УЗ:

- СБД - система збудження безщіткова діодна,
- перше число (430) - випрямлена напруга в В,
- друге число (7800) - випрямлений струм в А,
- 2 - кратність форсування збудження по струму і напрузі,
- УЗ- кліматичне виконання.

### 3.2 Збудник

В таблиці 3.1 представлені номінальні технічні параметри збудника типу БВД-4000-3000

Таблиця 3.1 Технічні дані БВД-4000-3000.

	Найменування параметрів	Значення
1.	Номінальна потужність, (кВт)	4000
2.	Номінальний випрямлений струм (А)	7800
3.	Номінальна випрямлена напруга (В)	430
4.	Номінальний струм збудження збудника (А)	260
5.	Випрямлений струм при форсуванні, (А)	15600
6.	Кількість діодів Д-105-630, (шт.)	144
7.	Кількість запобіжників типу ПП-71, (шт.)	72

У систему збудження генератора ТВВ-1000-2УЗ входить збудник двухмашинного виконання БВД-4000-3000 (БВД - тип збудника, 4000 - потужність в кВт (кВА), 3000 - швидкість обертання в об/хв, ВГТ - тип генератора збудника, 2100 - потужність генератора в кВт, 150 - частота генератора в Гц), з двома синхронними генераторами GE1, GE2 змінного струму частоти 150 Гц оберненого виконання типу ВГТ-2100-150 і відповідно з двома обертовими діодними випрямлячами на валу VS1, VS2.

У обернених синхронних генераторах обмотка збудження розташована на статорі (індукторі), а якірні трифазні обмотки на роторі.

Генератори збудника мають одну якірну обмотку, яка складається з шести трифазних обмоток. Для зменшення габаритів генераторів GE1 і GE2 збудника і поліпшення форми випрямленого струму в обмотці ротора ТГ частота струму якірних трифазних обмоток прийнята рівною 150 Гц. Оскільки генератори GE1 і GE2 збудника безпосередньо жорстко з'єднані з турбоагрегатом, то необхідна частота 150 Гц при фіксованій швидкості обертання турбіни досягається застосуванням відповідного числа пар полюсів. Частота обертання турбіни дорівнює 3000 об/хв, таким чином, для генератора збудника кількість пар полюсів приймають трьом.

Обмотка збудження збудника виконана у вигляді з'єднаних послідовно однорідних полюсних котушок з шинної міді, гнутих на ребро.

У центральному отворі вала розташовані стрижні струмопроводу, які проходять через чотири радіальних отвори.

У башмаках полюсів покладена демпферна обмотка, виконана у вигляді круглих стрижнів, замкнених на кінцях шинами, утворюючи короткозамкнені кільця. В міжполюсному вікні магнітної системи закладена котушка для захисту якоря і обертового випрямляча при внутрішніх к.з. Обмотки збудження двох генераторів з'єднані послідовно.

Сердечник якоря (ротора) генератора набраний із сегментів електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм. У пази якоря кожного з генераторів покладена трифазна двошарова петлева обмотка, з'єднана в зірку. Кожна фаза обмотки має шість паралельних ланцюгів. Виводи паралельних ланцюгів фаз замкнуті між собою за допомогою короткозамикаючого вузла. З'єднання випрямляючих елементів зі шпильками короткозамикаючого вузла виконано шипами, укладеними в пази кільця, жорстко з'єданого з валом.

### 3.3 Обертовий випрямляч

Обертовий випрямляч безщіткового збудника представляє трифазну систему, що складається з обертового випрямляча і якірної обмотки оберненого генератора.

В якості вентилів застосовуються роторні діоди типу Д105-630-24, розраховані на струм 630А. Обертовий випрямляч зібраний за мостовою схемою Ларіонова і містить 72 вентиля і 36 запобіжників. Всі елементи обертових випрямлячів розміщені на двох вентиляльних кільцях, ізольованих один від одного і вала збудника.

На рис. 3.1 показана схема одного модуля вентиляльного кільця генератора збудника.

У вентиляльному кільці шість таких модулів, підключених паралельно. В одному ланцюзі блоку - два паралельних діоди і послідовно підключений запобіжник. Плече вентиляльного кільця має шість ланцюгів

На кожному вентиляльному кільці розміщені кільцеві радіатори, призначені для відводу тепла, що виділяється 72-ма вентилями, а також захисні блоки опорів і конденсаторів R-C ланцюга, включені в кожен гілку блоку обертових діодів.

Для селективного захисту збудника від коротких замикань, які можуть виникнути в результаті пробоя частини діодів, послідовно з кожною парою паралельно з'єднаних вентилів включені запобіжники типу ПП-71. Вентилі прямий і зворотній полярності, запобіжники кріпляться за допомогою ізолюючих колодок на кільцевих виступах вентиляльних кілець. На стороні випрямленої напруги мости включені паралельно..

### 3.4 Випрямляючий трансформатор ТУ

Силове живлення тиристорних перетворювачів U1, U2 трифазним змінним струмом здійснюється від випрямляючого трансформатора ТУ типу ОСЗП-133/24-УЗ, що представляє собою групу однофазних трансформаторів.

В таблиці 3.2 показані номінальні технічні дані трансформатора ОСЗП-133.

Таблиця 3.2. Технічні дані трансформатора ОСЗП-133.

п/п	Назва параметру	Значення
1.	Номінальна напруга мережевої обмотки, кВ	13,8 ( $24/\sqrt{3}$ )
2.	Номінальна напруга вентиляної обмотки, В	220
3.	Номінальна потужність, кВА	113
4.	Номінальний струм вентиляної обмотки, А	515
5.	Частота мережі живлення, Гц	50
6.	Схема (група) з'єднань	Y/ $\Delta_0$ (11)
7.	Охолодження повітряне природне	

Крім тиристорних перетворювачів U1, U2 трансформатор також здійснює живлення трифазним змінним струмом 380 В ланцюгів автоматичного регулятора збудження АВ типу АРВ СДП1 і системи управління тиристорами АВ1, АВ2.

### 3.5 Тиристорний перетворювач

Тиристорний перетворювач ТП типу ТЕ8-320/460Н (М)-1 забезпечує всі режими роботи системи збудження і складається з двох ідентичних керованих трифазних випрямляючих мостів. Один з тиристорних мостів знаходиться в роботі, інший в резерві (з його тиристорів зняті імпульси управління). Перехід

на резервний міст здійснюється автоматично при виникненні несправності на працюючому мосту, а також вручну ключем зі щита системи збудження.

Принцип дії перетворювача полягає в регулюванні струму збудження збудника шляхом зміни кута відкриття тиристорів залежно від значень сигналів, що надходять на його вхід від основного АВ або резервного ПДУ регуляторів. Технічні дані випрямляча тиристорного перетворювача наведено в таблиці 3.3

Таблиця 3.3 Технічні дані випрямляча тиристорного перетворювача.

п/п	Наименование параметров	Значение
	Тривала гранично допустима лінійна напруга мережі живлення змінним струмом частотою 50Гц, (В)	420
	Номінальний постійний струм, (А)	320
	Номінальна постійна напруга, (В)	460
	Постійний струм в режимі перевантаження тривалістю не більш 50 сек., зі стану попереднього навантаження номінальним струмом (А)	630
	Охолодження природне, повітряне	

Управління мостами ТП здійснюється за допомогою двох систем управління, на входи яких впливає автоматичний регулятор збудження АРВ СДП або ПДУ. Системи управління виконані на базі системи СУТ-В4.

У кожному плечі тиристорного моста включені паралельно по два тиристора ( рис. 3.2), про справність яких сигналізують неонові лампи, встановлені в шафі моста тиристорного перетворювача поруч з кожним тиристором.

Захист тиристорів від внутрішніх к.з. здійснюється швидкодіючими плавкими запобіжниками. Перегоріли запобіжник сигналізується індивідуальними візуальним покажчиком і згаслою неонові лампою на лицьовій стороні блоку сигналізації.

Система управління мостами ТП має шість каналів управління (кожен з яких відповідає певному плечу трифазного тиристорного мостового перетворювача). Імпульс управління на тиристор подається через блок пристрою вихі-

дного БУВ, кількість котрих відповідає кількості тиристорів. Ці блоки забезпечують необхідні для тиристорів параметри імпульсів і розподіл вихідних ланцюгів системи управління та анодних ланцюгів.

### 3.6 Автоматичний регулятор збудження сильної дії

Сигнали, що надходять на вхід керуючих електродів тиристорного перетворювача, формуються і видаються від автоматичного регулятора АВ типу АРВ СДП, який призначений для підтримки заданого рівня напруги з заданим статизмом, демпфування коливань в перехідних режимах, підвищення статичної та динамічної стійкості ТГ, а також для обмеження його перевантаження у всіх режимах роботи.

В даний час існують і експлуатуються регулятори пропорційної АРВ ПД і сильної дії АРВ СД.

АРВ пропорційної дії здійснюють регулювання збудження за відхиленнями напруги  $\Delta U$ . Закон регулювання регуляторів пропорційного дії виглядає наступним чином:

$$\Delta I_f = k \cdot \Delta U,$$

де:  $\Delta I_f$  - зміна струму збудження генератора;

$k$  - коефіцієнт пропорційності.

Регулятори сильної дії мають більш гнучку і швидку динаміку регулювання і крім вищезазначених параметрів реагують ще й на швидкості відхилення таких параметрів як струм  $I_p'$ , напруга  $U'$ , частота  $f'$ . Закон регулювання регуляторів сильної дії виглядає наступним чином:

$$\Delta I_f = k_1 \cdot \Delta U + k_2 \cdot \Delta f + k_3 \cdot U' + k_4 \cdot f' + k_5 I_p',$$

де:  $\Delta U$  - різниця напруги задатчика і напруги статора;

$U'$  - швидкість зміни (похідна за часом) напруги статора;

$\Delta I_f$  - зміна струму збудження, викликане різницею напруг  $\Delta U$ ;

$\Delta f$  - відхилення частоти напруги статора;

$f'$  - швидкість зміни (похідна за часом) частоти напруги статора;

$I_p$  - швидкість зміни (похідна за часом) струму ротора;

$k_i$  - коефіцієнти пропорційності.

Перевагою регулятора сильної дії є його швидкодія, здатність демпфування коливань в перехідних режимах, здатність забезпечувати високу статичну і динамічну стійкість генератора

Недоліком такого регулятора є його складність.

У складі системи збудження типу СБД-430-7800 використовується комбінований автоматичний регулятор АРВ СДП в якості окремого блоку

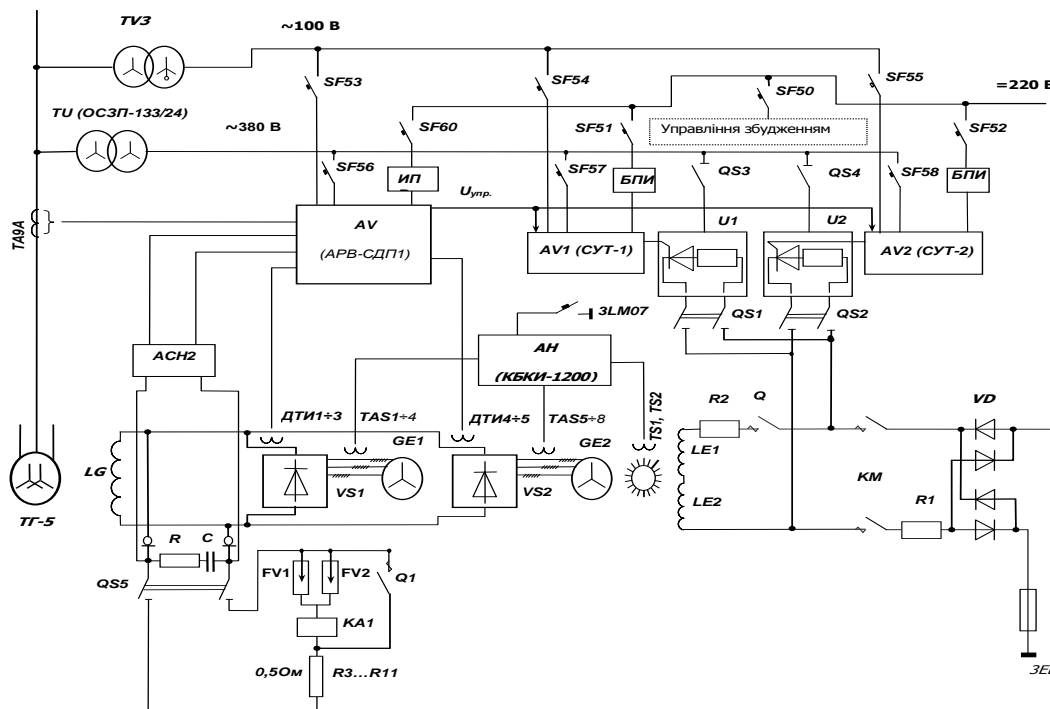


Рис. 3.1 Схема безщіткової системи збудження генератора ТВВ-1000-2УЗ типу СБД-430-7800

### 3.7 Комплект безконтактного контролю і вимірювань КБКВ-1200

КБКВ-1200 призначений для автоматичного контролю цілісності діодних вентилів обертового випрямляча і безконтактного вимірювання струму ротора безщіткового збудника БВД-4000-3000.

Комплект складається з електронних пристроїв УБКІ-І, УБКІ-ІІ і спільного блоку з комплектом індукційних датчиків струму ТАС, датчика синхроімпульсів ДСВ, датчика початкових імпульсів ДПВ (TS1 і TS2).

Індукційні датчики струму ТАС розташовані на статорі генератора збудника на ділянці між генератором збудника і обертовим випрямлячем. Струм гілки обмотки якоря генерує в ньому імпульс струму в момент проходження струмопроводу повз датчик.

ДПВ розташована на корпусі підшипника в місці розташування 18-зубчастого колеса, яке має один виступ, відповідаючий початку відліку.

ДСВ розташована на корпусі підшипника в місці розташування 18-зубчастого колеса по числу контрольованих струмопроводів. Причому осі зубців збігаються з осями контрольованих струмопроводів.

Комплект КБКВ-1200 здійснює індивідуальний контроль цілісності кожної з 72-х пар вентилів VS. Пристрій, також, виявляє небезпечні для роботи збудника пошкодження однієї, двох і більше ланцюгів в кожному плечі випрямних мостів. Сигнали про пошкодження надходять на передні панелі УБКІ-I, УБКІ-II і спільного блоку, на БЩУ і в ланцюзі автоматики системи збудження.

Принцип роботи пристрою полягає в тому, що пробій вентиля обертового випрямляча, викликає перегорання запобіжника в його ланцюзі, що викликає порушення провідності ланцюга струмопроводу випрямляча. Порушення провідності фіксується пристроєм по відсутності струму в струмопроводі у відповідний момент часу.

За один оберт ротора ТГ від ДСВ надходить 18 імпульсів за кількістю зубців зубчастого колеса, яке відповідає кількості ланцюгів якорної обмотки. Одночасно за один оберт ротора ТГ від ТАС надходять імпульси, синхронні з імпульсами ДСВ.

Якщо в момент імпульсу ДСВ відсутній імпульс від індукційного датчика ТАС, значить, відсутня струм в ланцюзі випрямляча засвідчуючи про його несправність. Номер пошкодженого ланцюга визначається пристроєм виходячи з номера індукційного датчика і номера імпульсу від імпульсу початку відліку, формованого ДНВ.

### 3.8 Робота схеми безщіткової системи збудження СБД-430-7800.



Розглянемо роботу системи збудження на схемі 3.1

У момент початкового збудження генератора напруга постійного струму 220 В на обмотки збудження збудника LE1, LE2 подається зі ЩПТ ЗЕЕ05 замиканням контактора початкового збудження КМ і автомата Q, при цьому автомат АГП обмотки ротора ТГ Q1 - відключається.

Постійний струм, протікаючи по обмотках збудження збудника наводить постійне магнітне поле обмотки статора (індуктора) збудника. Магнітне поле шестиполусної системи індуктора збудника наводить в його якірних обмотках, що обертаються зі швидкістю 3000 об/хв, е.р.с. частотою 150 Гц. Наведена е.р.с. зумовлює появу в якірних обмотках змінного струму тієї ж частоти. Змінний струм 150 Гц перетвориться в постійний за допомогою обертових випрямлячів закріплених на валу ТГ. 1. Обмотки збудження збудників LE1, LE2 генераторів GE1 і GE2 отримують живлення від статора ТГ через випрямляючий трансформатор TU і тиристорний перетворювач U1 (U2). Тиристорний перетворювач складається з двох мостів, зібраних по мостовій схемі Ларіонова. Один з мостів знаходиться в роботі, інший в резерві.

2. Тиристорні мости U1 і U2 на змінний струм вентильної обмотки TU підключаються через рубильники QS3, QS4. На стороні постійного струму тиристорні мости паралельно з'єднуються з обмотками LE1, LE2 через рубильники QS1, QS2. Далі процес збудження генератора проходить по тим же ланцюгах, що й у випадку початкового збудження.

Регулювання збудження ТГ здійснюється зміною напруги збудження збудника. Величина струму збудження збудника регулюється за допомогою тиристорного перетворювача U, впливом на систему управління тиристорів AV1, AV2 від автоматичного регулятора AV або від пристрою резервного дистанційного керування ПДУ, що входить до складу СУТ.

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої АЕС

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

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

Визначаємо сумарні капіталовкладення в промислове будівництво АЕС і складаємо КВФР у табличній формі (табл.4.1)

Таблиця 4.1 – Розрахунок капіталовкладень

Розділи зведеного кошторисно фінансового розрахунку	В % від другого розділу	В тому числі в % по виду робіт						
		Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші витрати		Загальна вартість
1	2	4	5	6	7	8	9	10
	%	%	грн	%	грн	%	грн	грн
1. Підготовка території будівництва	1,8	50	10152000,00	2,0	406080,00	48	9745920,00	20304000,00
2. Об'єкти основного виробничого призначення	600	70	789600000,00	29,5	332760000,00	0,5	5640000,00	1128000000,00
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,0	80	9024000,00	20	2256000,00	-	-	11280000,00
4. Об'єкти енергетичного господарства	1,2	88	11911680,00	12	1624320,00	-	-	13536000,00
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0	93	31471200,00	7,0	2368800,00	-	-	33840000,00
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8	90	28425600,00	10	3158400,00	-	-	31584000,00
7. Благоустрій території	0,3	100	3384000,00	-	-	-	-	3384000,00
8. Тимчасові будівлі та споруди	4,0	80	36096000,00	10	4512000,00	10	4512000,00	45120000,00
9. Інші роботи та витрати	4,0	-	-	-	-	100	45120000,00	45120000,00
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	0,15	-	-	-	-	100	1692000,00	1692000,00
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5	-	-	-	-	100	5640000,00	5640000,00
12. Проектні та пошукові роботи	6,5	-	-	-	-	100	73320000,00	73320000,00
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	1,0	-	-	-	-	100	11280000,00	11280000,00
14. Всього:			920064480,00		347085600,00		156949920,00	1424100000,00

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{всм} \quad (4.1)$$

$$k_{num} = 1424100000,00 / 1880000 = 757,5 \text{ (у.о./кВт)}$$

#### 4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії ви-

значають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами:

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

#### Амортизація основних фондів

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

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 4.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи *ОФ1*, *ОФ2*, *ОФ3*.

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

До другої групи (*ОФ2*) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для

автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

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

Розрахуємо вказані показники:

$$ОФ1 = 60\% \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) \quad (4.2)$$

$$ОФ2 = K_5$$

$$ОФ3 = 40\% \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) + K_{обл} - K_{обл5} + K_{ини} \quad (4.3)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма Амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
Ф1	533155968,00	7%	37320917,76
Ф2	33840000,00	28%	9475200
Ф3	857104032,00	20%	171420806,4
Разом:			218216924,2

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (5.4)$$

де  $I_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$\begin{aligned} I_a &= 37320917,76 \cdot 7\% + 9475200 \cdot 28\% + 171420806,4 \cdot 20\% = \\ &= 218216924,2 \text{ у.о.} \end{aligned}$$

Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (4.5)$$

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

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

$k_{ум}$  для блоків АЕС типу ВВЕР-440 дорівнює 0,68

$k_{ум}$  для блоків АЕС типу ВВЕР-1000 дорівнює 0,62

$P = 2 \cdot 440 \cdot 0,68 + 1 \cdot 1000 \cdot 0,62 = 1218$  чоловік.

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Категорія працівників	Чисельність персоналу, %	Чисельність персоналу, чол.
Робітники	80	974
ІТР	16	195
Службовці	3,5	43
МОП	0,5	6
Всього:	100,00	1218

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

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

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

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

Виконаємо розрахунок та зведемо результати у таблицю 3:

Таблиця 4.3 – Розрахунок фонду зарплати

Категорія працівників	Кількість, чол.	Зарплата, грн./місяць	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	974	4200	4090800
ІТР	195	4560	889200
Службовці	43	7200	309600
МОП	6	2160	12960
Всього:	1218		5302560

Фонд заробітної плати підприємства:

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (\Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \Sigma(S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\Sigma(S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \Sigma(S_{сер\ ІТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot K_k \cdot K_b, \quad (4.7)$$

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

$n_i$  – чисельність персоналу по категоріях;

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

$k_b$  – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (4090800 + 12960) + 1,8 \cdot (889200 + 309600)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 8278215,3304 \text{ у.о.}$$

Розрахунок затрат на паливо

Затрати на паливо визначаються за формулою:

$$C_{св} = C_{поч} + C_{зб} + C_{виг} + C_{мсв} + C_{вум}, \quad (4.8)$$

де  $C_{поч}$  – початкова ціна ядерного палива;

$C_{зб}$  – ціна збагаченого палива по  $U^{235}$ ;

$C_{виг}$  – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$C_{mcs}$  – ціна транспортування свіжого палива;

$C_{вит}$  – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

$$C_{св} = 20880 \text{ у.о./кг.}$$

Річні витрати на паливо для АЕС визначимо по слідуєчій формулі:

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot C_{св} \cdot E_{вир}}{24 \cdot B_{яг} \cdot \eta_{АЕС}^H} \quad (4.9)$$

$$I_{\Pi 1000} = \frac{100 \cdot 20880 \cdot 1000 \cdot 0,53 \cdot 13029219,63}{24 \cdot 18100 \cdot 33} = 520153521,33 \text{ грн}$$

$$I_{\Pi 440} = \frac{100 \cdot 20880 \cdot 440 \cdot 0,47 \cdot 13029219,63}{24 \cdot 35000 \cdot 32} = 202958015,4 \text{ грн}$$

$$I_{\Pi \Sigma} = 520153521,33 + 202958015,4 = 723111536,73 \text{ грн}$$

### 1.1 Розрахунок інших витрат

При визначенні затрат на інші витрати використовуємо метод розрахунку по укрупнених показниках, тому вони визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$I_{iH} = \frac{(I_a + I_{зп}) \times I_H}{100}, \quad (4.10)$$

де  $I_H$  - процент інших витрат, що визначається по графіку.

З графіка [Л.1] вибираємо для АЕС з встановленою потужністю 3000 МВт  $I_H \approx 7\%$ .

Розраховуємо затрати інші витрати:

$$I_{iH} = \frac{(218216924,2 + 8278215,33) \cdot 8}{100} = 38504173,71 \text{ грн.}$$



#### 4.2 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$C = \frac{I}{E_{\text{відп}}}. \quad (4.11)$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{\text{зп}} + I_{\text{п}} + I_{\text{ін}}, \quad (4.12)$$

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати :

$$\begin{aligned} I &= 218216924,2 + 8278215,33 + 38504173,71 + 723111536 = \\ &= 988110849 \text{ у.о.} \end{aligned}$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{988110849 \cdot 100}{12247465,86 \cdot 1000} = 8,067880005 \text{ коп / кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних Витрат, у.о.	Собівартість енергії	
		%	у.о.*10 <sup>-2</sup> /кВт·год
Амортизація	218216924,2	22,084	1,78171
Зарплата	8278215,33	0,838	0,0676088
Паливо	723111536	73,181	5,90416
Інші	38504173,71	3,897	0,31441
Разом	988110849,2	100	8,06788

### 4.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.5.

Коефіцієнт обслуговування розраховується по формулі:

$$K_{\text{обс}} = \frac{N_{\text{вст}}}{\text{Ч}} \quad (4.13)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{1880}{1218} = 1,544 \text{ МВт / чол}$$

Таблиця 4.5 – Основні техніко-економічні показники АЕС

Потужність станції	1880	МВт
Річний виробіток електроенергії	13029219	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6	%
Коефіцієнт обслуговування	1,543513957	МВт/ чол.
Кошторисна вартість промислового будівництва	1424100000,00	у.о..
Питомі капітальні вкладення	757,5	у.о./кВт
Питомі витрати умовного палива	0,00617233	г/кВт.год
Собівартість відпущеної електроенергії	8,07	у.о.*10 <sup>-2</sup> /кВт·год

Після виконання розрахунків і проаналізувавши отримані результати можна зазначити, що питомі витрати умовного палива та собівартість електричної енергії є достатньо низькими порівняно з реальними станціями, наприклад собівартість електроенергії виробленої на АЕС України в кінці 2014 року становила 28.26 коп/кВт·год. Це може бути викликано не достатньою наближеністю початкових умов до реальних даних стосовно технічних показників для даного типу станцій.

## 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі проектується електрична частина АЕС потужністю 1880 (2 ВВЕР 440, 1 ВВЕР 1000) МВт. На оперативний персонал центрального щита управління за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- а) фізичні:
- підвищена температура повітря робочої зони;
  - підвищена та знижена вологість повітря;
  - підвищена та знижена рухомість повітря;
  - підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
  - недостатність природного освітлення;
  - недостатня освітленість робочої зони;
  - пряма та відбита блискість;
  - підвищений рівень шуму на робочому місці;
  - небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
  - підвищений рівень вібрації,
- в) психофізіологічні:
- фізичні перевантаження (статичні)
  - нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів, розумові перенапруги).

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

Незалежно від рівня автоматизації людина залишається головною ланкою в системі людина - машина (СЛМ). Саме вона ставить мету перед системою, планує, направляє і контролює увесь процес. Тому діяльність оператора є вихідним пунктом інженерно-психологічного аналізу і вивчення

СЛМ. Діяльність оператора має ряд особливостей, які визначаються різноманітними тенденціями розвитку сучасного виробництва.

З розвитком техніки збільшується число об'єктів, якими необхідно керувати. Це ускладнює і підвищує роль операцій планування і організації праці, контролю та управління виробничими процесами.

### 5.1 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ

Для ВРУ-750 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 5.1.

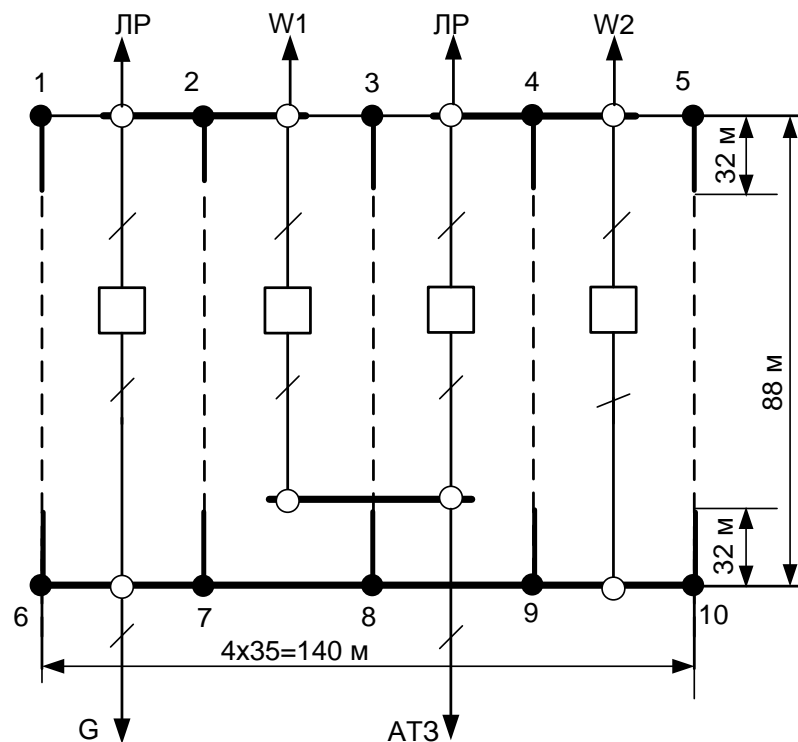


Рисунок 5.1 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку [4]:

а) висота блискавковідводу:  $h = 60$  (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:  $h_x = 35$  (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 60 = 40(\text{м}) > h_x = 35 (\text{м}).$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ v_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (5.2)$$

де  $L$  – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 5.1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

Пари блискавковідводів	$L$ , м	$h_0$ , м	$v_x$ , м	$r_x$ , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	35	59,2	46,4	24,4
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	88	54,7	32,9	24,4
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	94,7	54,0	30,8	24,4

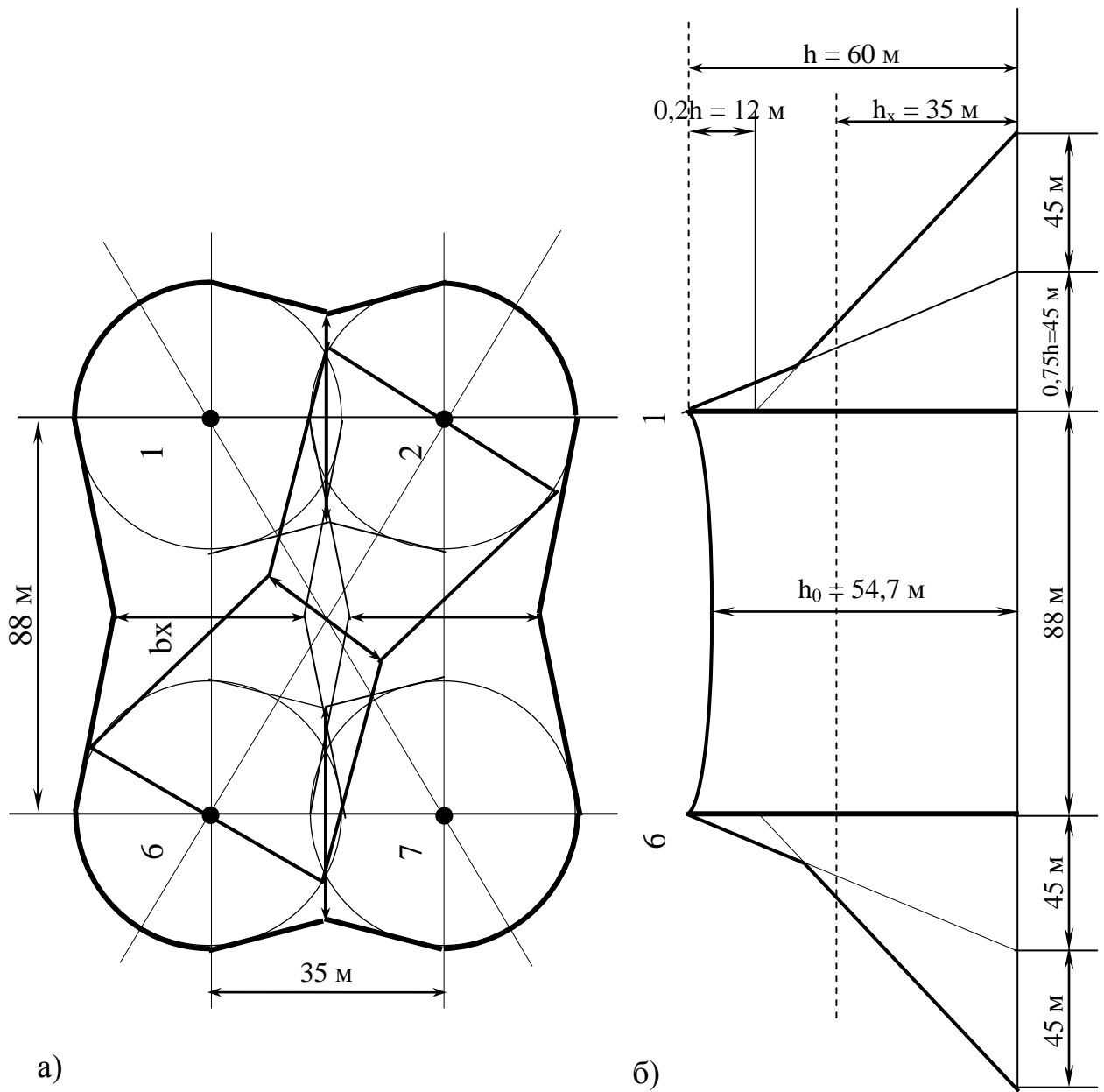


Рисунок 5.2 – Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

## 5.2 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (142 \times 100) = 14200 \text{ м}^2$ ;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

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

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

- число вертикальних заземлювачів:  $n_B = 36$  шт;
- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_B = 4$  м.

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

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (142 + 100) / 36 = 13,44 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 400 = 2;$$

$$a / l_B = 13,44 / 4 = 3,36;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{14200} = 119,2 \text{ (м);}$$

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

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (5.3)$$

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

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

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

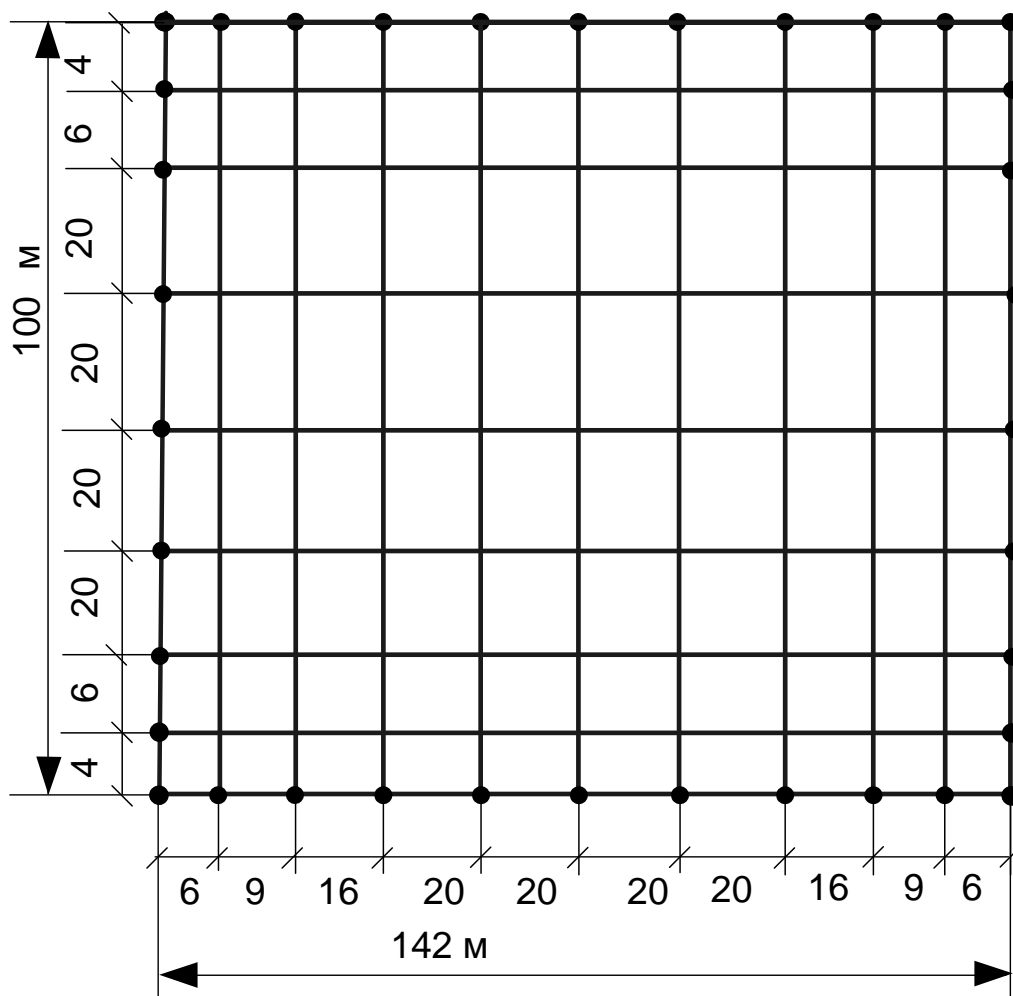


Рисунок 5.3 – План заземляющего устройства ВРУ-750 кВ

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.4)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.5)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{119,2} = 0,038 < 0,1;$$

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

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

$$L_r + L_B = (142 \cdot 9 + 100 \cdot 11) + 4 \cdot 36 = 2522 \text{ м.}$$



З таблиці 7.6 [4] визначаємо, що  $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,15$ .

$$\rho_{\text{екв}} = 1,15 \cdot 400 = 460 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,412 \cdot 460 / 119,2 + 460 / 2522 = 1,77 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

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

– системи «трос-опори»  $R_{\text{п1}} = 1,3 \text{ Ом}$ ;

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

Тоді опір заземлювача:

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

$$R'_3 = \frac{1,77 \cdot 1,2 \cdot 1,1}{1,77 \cdot 1,2 + 1,77 \cdot 1,1 + 1,2 \cdot 1,1} = 0,433 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано електричну частину АЕС потужністю 1880 МВт з генераторами типу ТВВ-1000-2УЗ та ТВВ-220-2ЕУЗ.

Також було розраховано графіки добових та річних навантажень станції, видача потужності здійснюється на двох класах напруг, з ВРП-750 – в систему, з ВРП-330 – в місцевий район. Перетоки потужності між РП здійснюються через автотрансформатор зв'язку.

Для вибору схеми РП-330 кВ і РП-750 було розглянуто два варіанти. На основі розрахунку надійності і зведених витрат на будівництво і експлуатацію варіантів РП оптимальним було визнано варіант для РП-750 схема «чотирикутника», а для РП-330 схема «4/3».

Після проведення розрахунку струмів КЗ та їх складових було проведено вибір основного обладнання, комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

В системі живлення ВП ЕС в якості основних джерел обрані трансформатори власних потреб, які підключаються в ділянку між генератором і блочним трансформатором БТ. Для резервування ВП ЕС передбачено підключення до НН автотрансформатора зв'язку АТЗ.

В економічній частині роботи проведено розрахунки основних техніко-економічних показників електричної станції.

В розділі деталь проекту було розглянуто без щіткову систему збудження турбогенератора ТВВ-1000-2УЗ.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Стогній Б.С. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк, В.О. Негодуйко, П.Л. Пертко, І.В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011 – 275 с.
2. Никиторович О. В. Мала гідроенергетика в Україні. Перспективи і проблеми розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – С. 40-41.
3. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка, 2010, № 6. – С. 44-50.
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. 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.
1. 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.
8. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
9. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.
10. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с.

11. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.
12. Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник / Львів: 2-е видання. Вид-во нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2013. 608 с.
13. Лежнюк П.Д. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: Монографія / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.Б. Бурикін. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.– 123с.
14. Кобилянський О.В. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу «Охорона праці в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей» / О.В. Кобилянський, О.М. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2003. – 46 с.
15. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ: МОЗ України, 1999. – 21 с. – (Постанова, Норми, МОЗ України).
16. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.: ГКД 34.20.507. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2003. – VI, 48 с. – (Галузевий керівний документ Міністерства палива та енергетики України).
17. Попов О.Я. Визначення основних техніко-економічних показників роботи електричної станції / О.Я. Попов, Л.О. Попова. – Вінниця: ВДТУ, 2001. – 186 с.
18. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

**ДОДАТОК А**  
**ПРОТОКОЛ**  
**ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ**  
**ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Електрична частина атомної електростанції потужністю 1880 МВт з дослідженням безщіткової системи збудження турбогенератора

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки  
(кафедра, факультет)

**2 Показники звіту подібності Unicheck**

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 Unicheck щодо роботи.

Автор роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Четвертинівський М. П.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Адлер О. О.  
(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б

### Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**«Електрична частина атомної електростанції потужністю 1880 МВт  
з дослідженням безщіткової системи збудження турбогенератора»**

08-21.МКР.016.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Адлер О. О.

Магістр групи ЕС-22м

\_\_\_\_\_ Четвертинівський М. П.

Вінниця 2023 р.

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

а) актуальність досліджень полягає, 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 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проектування та спорудження проектування та розрахунок електричної частини АЕС загальною потужністю 1880 МВт (1хВВЕР-1000 та 2хВВЕР-440);

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс].

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

3 Передбачається спорудження АЕС у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування атомної електростанції потужністю 1880 МВт з 1хВВЕР-1000, 2хВВЕР-440.

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

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

– показники технологічності: проектування АЕС, 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 АЕС виконати проектування резервного живлення.

### 5. Економічні показники

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

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування АЕС	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Дослідження безщиткової системи збудження турбогенератора	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада червня		Доповідь та відповіді на запитання



## **7. Очікувані результати**

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини АЕС потужністю 1880 МВт, а також одержання результатів аналізу перспектив розвитку малих модульних реакторів, які можуть використовуватись на станціях з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

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

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

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

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

## **10. Вимоги до оформлення МКР**

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

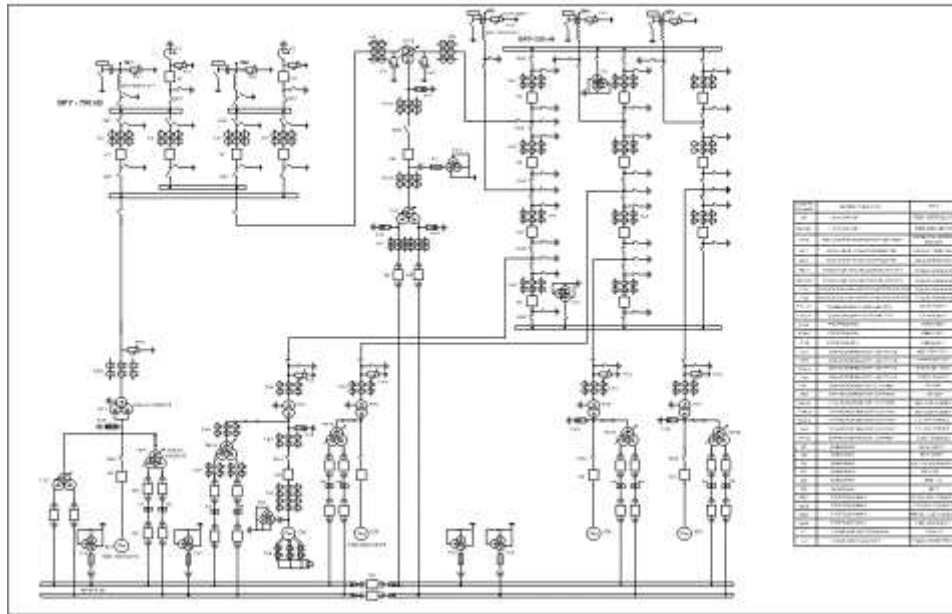
## **11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

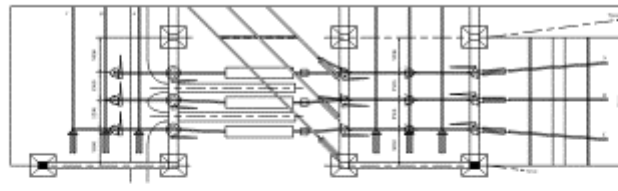
## **ДОДАТОК В**

### **ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

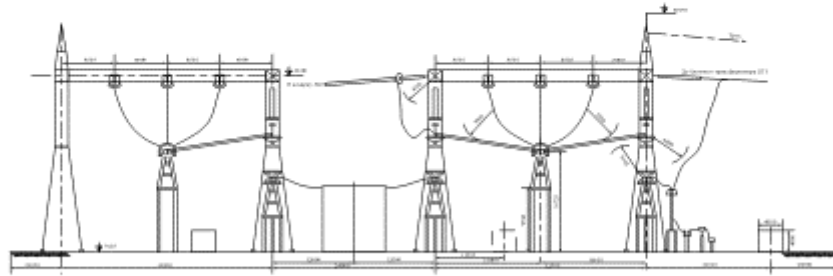
# Головна схема електричних з'єднань станції



## План та поперечний розріз ВРП 750 кВ



План коширки №1



Розріз коширки №1

## Безщіткова система збудження СБД-430-7800

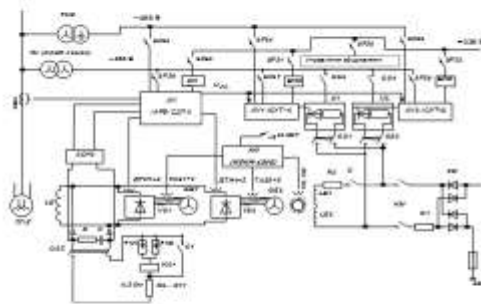


Рис. 4-1 Система безщіткового збудження синхронного генератора СБД-430-7800

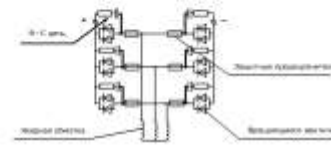


Рис. 4-2 Конструктивний розподіл агрегату безщіткового збудження

## Техніко-економічні показники АЕС

Потужність станції	1880	МВт
Річний виробіток електроенергії	13029219	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6	%
Коефіцієнт обслуговування	1,543513957	МВт/чол.
Кошторисна вартість промислового будівництва	1424100000,00	у.о.
Питомі капітальні вкладення	757,5	у.о./кВт
Питомі витрати умовного палива	0,00617233	г/кВт·год
Собівартість відпущеної електроенергії	8,07	у.о.*10 <sup>-2</sup> /кВт·год

### Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано електричну частину АЕС потужністю 1880 МВт з генераторами типу ТВВ-1000-2У3 та ТВВ-220-2ЕУ3.

Також було розраховано графіки добових та річних навантажень станції, видача потужності здійснюється на двох класах напруг, з ВРП-750 – в систему, з ВРП-330 – в місцевий район. Перетоки потужності між РП здійснюються через автотрансформатор зв'язку.

Для вибору схеми РП-330 кВ і РП-750 було розглянуто два варіанти. На основі розрахунку надійності і зведених витрат на будівництво і експлуатацію варіантів РП оптимальним було визнано варіант для РП-750 схема «чотирикутника», а для РП-330 схема «4/3».

Після проведення розрахунку струмів КЗ та їх складових було проведено вибір основного обладнання, комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

В системі живлення ВП ЕС в якості основних джерел обрані трансформатори власних потреб, які підключаються в ділянку між генератором і блочним трансформатором БТ. Для резервування ВП ЕС передбачено підключення до НН автотрансформатора зв'язку АТЗ.

В економічній частині роботи проведено розрахунки основних техніко-економічних показників електричної станції.

В розділі деталь проекту було розглянуто без щіткову систему збудження турбогенератора ТВВ-1000-2У3.