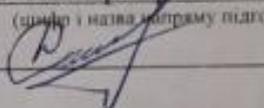


Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

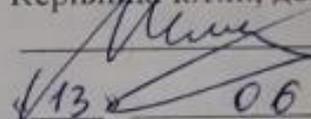
**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Електрична частина атомної електростанції потужністю 3000 МВт з  
аналізом обслуговування та ремонту блочних трансформаторів»**

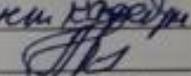
Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-23мз  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»

(ім'я і назва напрямку підготовки, спеціальності)

  
Бабич Д. О.  
(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доцент каф. ЕСС

  
Матвієнко С. В.  
(прізвище та ініціали)  
« 13 » 06 2025 р.

Опонент: *к.т.н., доц, доцент кафедри*  
*ЕССЕМ Байко О.В.*  
  
(прізвище та ініціали)

« 16 » 06 2025 р.

Допущено до захисту

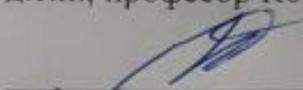
Завідувач кафедри ЕСС

  
д.т.н., проф. Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

« 16 » 06 2025р.

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.

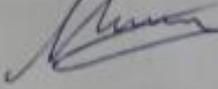
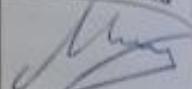
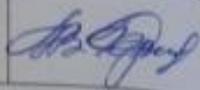
  
20.03 2025 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Бабичу Дмитру Олександровичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина атомної електростанції потужністю 3000 МВт з аналізом обслуговування та ремонту блочних трансформаторів»  
керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Матвієнко С. В.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 96
2. Строк подання студентом роботи 10 червня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 1200 км; вид промисловості району – верстатобудування; максимальна потужність, що віддається в систему 1800 МВт; номінальна потужність системи 16800 МВА; номінальний опір системи 0,27 в.о.; номінальна напруга системи 750 кВ; максимальне навантаження місцевого району 650 МВт; номінальна напруга мережі району 330 кВ
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проєктування атомної електростанції. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист і автоматика електростанції. 4. Економічна частина. 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем АЕС. 2. Компонування споруд АЕС на виробничому майданчику. 3. Головна схема електричних з'єднань АЕС. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-750 кВ. 5. Схема електричних з'єднань власних потреб блока. 6. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-750 кВ. 7. Обслуговування трансформаторів. 8. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

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

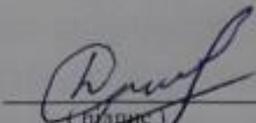
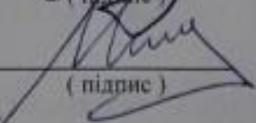
7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.25	23.03.25	
2	Обґрунтування проектування АЕС	24.03.25	28.03.25	
3	Електротехнічна частина	29.03.25	15.04.25	
4	Обслуговування та ремонт блочних трансформаторів станцій	16.04.25	25.04.25	
5	Економічна частина	26.04.25	05.05.25	
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.05.25	12.05.25	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.25	22.05.25	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	23.05.25	01.06.25	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	02.06.25	04.06.25	
10	Рецензування МКР	05.06.25	10.06.25	
	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи

  
(підпис)  
  
(підпис)

Д. О. Бабич

С. В. Матвієнко

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Бабич Дмитро Олександрович «Електрична частина атомної електростанції потужністю 3000 МВт з аналізом обслуговування та ремонту блочних трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2025. 94 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 30 назв; рис.: 23; табл. 27.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина атомної електростанції потужністю 3000 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок 750 кВ та 330 кВ, а також схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Розраховано параметри блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ. Розглянуто питання обслуговування та ремонту блочних трансформаторів на АЕС. Розроблено заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок АЕС.

Ключові слова: атомна електрична станція, релейний захист та автоматика, відкрита розподільна установка, заземлювальний пристрій, блискавкозахист

## **ABSTRACT**

Dmytro Oleksandrovykh Babych "Electrical part of a 3000 MW nuclear power plant with analysis of maintenance and repair of block transformers". Master's qualification work on specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2025. 94 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 30 titles; Fig.: 23; table 27.

In his master's thesis, he designed the electrical part of a 7200 MW nuclear power plant. In the electrical part, the graphs of electrical loads of the plant were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the plant, the schemes of open switchgear 750 kV and 330 kV and the 6 kV auxiliary circuit were designed. Short-circuit currents were calculated and switchgear, current-carrying parts, measuring transformers, overvoltage limiting devices, and a battery were selected. The parameters of lightning protection and grounding device of the 750 kV switchgear were calculated. The issue of maintenance and repair of block transformers at nuclear power plants is considered. The analysis of hazardous and harmful production factors is carried out and technical solutions for the organization of workplaces at the power plant are proposed.

Keywords: nuclear power plant, relay protection and automation, open switchgear, grounding device device, lightning protection

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....</b>	<b>4</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>5</b>
<b>1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТА-</b>	
<b>НЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 3000 МВТ .....</b>	<b>8</b>
<b>2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>12</b>
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції.....	12
2.2 Вибір основного обладнання .....	17
2.3 Вибір структурної схеми станції .....	18
2.4 Вибір схем електричних з'єднань відкритих розподільних установок	24
2.5 Вибір схеми власних потреб .....	30
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	33
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати-	
чного струму .....	40
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	43
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	44
2.10 Вибір кабелів для живлення електродвигунів власних потреб.....	48
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	48
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджу-	
вачів та шунтових реакторів .....	51
2.13 Вибір акумуляторної батареї .....	52
2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ .....	55
<b>3 ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТ БЛОЧНИХ ТРАНСФОРМАТО-</b>	
<b>РІВ .....</b>	<b>58</b>
3.1 Транспортування та зберігання трансформаторів .....	58
3.2 Монтаж блочних трансформаторів .....	60
3.3 Вмикання блочних трансформаторів .....	62
3.4 Експлуатація блочних трансформаторів .....	63
3.4.1 Огляд трансформаторів .....	63
3.4.2 Перевантаження трансформаторів .....	64

3.5 Ремонт трансформаторів .....	67
<b>4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....</b>	<b>71</b>
4.1 Визначення кошторисної вартості спорудження електричної станції	71
4.2 Визначення собівартості вироблення електроенергії.....	73
4.2.1 Визначення величини амортизаційних витрат .....	73
4.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати .....	75
4.2.3 Розрахунок витрат на паливо .....	77
4.2.4 Розрахунок інших витрат .....	78
4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії .....	78
4.3 Аналіз отриманих результатів.....	79
<b>5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....</b>	<b>80</b>
5.1 Організаційні рішення з безпечної організації робочих місць під час експлуатації трансформаторів. ....	81
5.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	83
5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ.....	86
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>90</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>91</b>
Додаток А (обов'язковий). Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи .....	95
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР .....	96
Додаток В (довідковий) Спрощення схем під час розрахунку струмів КЗ. ....	100
Додаток Г (обов'язковий). Ілюстративна частина.....	108

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

- АБ – акумуляторна батарея;  
АЕС – атомна електрична станція;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВЗ – високочастотний загороджувач;  
ВРУ – відкрита розподільна установка;  
ВН – висока напруга;  
ВП – власні потреби;  
ЕЕС – електроенергетична система;  
ЕМІ – електромагнітний імпульс;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗП – заземлювальний пристрій;  
КЗ – коротке замикання;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
НН – низька напруга;  
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;  
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;  
РУ – розподільна установка  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТГ – турбогенератор;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** На сьогодні енергетична галузь України зазнала суттєвих пошкоджень внаслідок вторгнення зі сторони росії. Тому вкрай важливим залишається відновлення старих та будівництво нових об'єктів критичної інфраструктури, до яких відносять і електричні станції, підстанції та електричні мережі.

Атомна енергетична галузь посідає одне з провідних місць в Україні. Адже до війни більше 50% сумарного генерування припадало саме на АЕС [1, 2].

Атомна енергетика відіграє важливу роль у сучасному енергетичному балансі світу. Вона має низку суттєвих переваг, які роблять її привабливою альтернативою традиційним видам палива. В першу чергу це висока ефективність виробництва електроенергії. Атомні електростанції (АЕС) здатні виробляти велику кількість енергії з відносно невеликої кількості палива. Один грам урану може дати значно більше енергії, ніж кілька тонн вугілля або нафти. По-друге, низький рівень викидів парникових газів. АЕС не виробляють вуглекислий газ під час роботи, тому атомна енергетика є більш екологічно чистою порівняно з викопними джерелами енергії. Це робить її важливим інструментом у боротьбі зі зміною клімату. АЕС можна віднести до об'єктів зеленої генерації.

Крім того для АЕС притамана стабільність енергопостачання. На відміну від відновлюваних джерел, таких як сонце чи вітер, атомні станції можуть працювати безперервно, незалежно від погодних умов. Це забезпечує стабільне постачання електроенергії у будь-який час доби.

АЕС дозволяють зменшити залежності від імпорту енергоносіїв. Використання власних ядерних ресурсів дозволяє країнам зменшити залежність від імпорту нафти, газу чи вугілля, що підвищує енергетичну безпеку [3].

Також атомна енергетика сприяє розвитку науки і технологій. Вона стимулює наукові дослідження, розвиток новітніх технологій та створення високооплачуваних робочих місць у галузі інженерії, фізики, енергетики.

На атомних електричних станціях (АЕС) як джерела енергії використовуються ядерні реактори, основними з яких в Україні є реактори корпусного типу водо-водяні (ВВЕР) з водою під тиском в металевому корпусі.

Як паливо в них використовуються тепловиділяючі збірки (ТВЗ) з природного або слабо збагаченого урану, а в якості та теплоносія – звичайна вода. В реакторах застосовують двоконтурні схеми, в яких нагріта вода (або пара) з активної зони потрапляє в парогенератор, де вона віддає тепло воді другого контуру. Пара другого контуру поступає в турбіну, а конденсат повертається в парогенератор [5].

Основним обмежувальним фактором при виборі району розташування станції є можливість забезпечення технічного водопостачання АЕС, оскільки через більш низькі початкові параметри пари потрібна значно більша кількість циркуляційної води для охолодження турбін у АЕС, ніж у сучасних КЕС аналогічної потужності [7]. Слід зазначити, що питома вартість будівництва АЕС вища, ніж питома вартість спорудження сучасних потужних КЕС на твердому органічному паливі, тоді як собівартість виробництва енергії на АЕС суттєво нижча, ніж на конденсаційних теплових електростанціях.

З точки зору забезпечення атомної енергетики ядерним паливом перспективним є використання реакторів-розмножувачів (бридерів) на швидких нейтронах.

У зв'язку з дефіцитом органічного палива та зростаючого зменшення ресурсу обладнання конденсаційних ЕС та теплоелектроцентралей спорудження сучасної атомної електростанції потужністю 3000 МВт є економічно ефективним кроком в процесі розвитку електроенергетики в Україні.

**Мета і задачі дослідження.** Мета магістерської кваліфікаційної роботи – підвищення рівня теоретичних знань та практичних навичок з проектування електричної частини атомних електростанцій; підвищення ефективності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи України шляхом проектування електричної частини АЕС потужністю 3000 МВт, а також аналіз питань обслуговування та ремонту блочних трансформаторів спроектованої станції.

Відповідно до мети МКР в роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- обґрунтування проєктування електричної частини атомної електростанції потужністю 3000 МВт;
- аналіз математичних методів, які застосовують під час проєктування електричної частини електричних станцій;
- проєктування схеми електричних з'єднань АЕС потужністю 3000 МВт;
- вибір комутаційного обладнання, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, установки постійного струму, розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ;
- аналіз питань обслуговування та ремонту блочних трансформаторів АЕС потужністю 3000 МВт;
- розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електрообладнання АЕС;
- розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС потужністю 3000 МВт.

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

**Предметом дослідження** є методи і засоби проєктування електростанцій.

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

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

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

## 1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 3000 МВт

Енергетичні потреби людства постійно зростають. І потреби в електричній енергії так само збільшуються. Вимоги щодо електроенергії будуть зростати й викопне паливо, яке на сьогодні використовують для потреб електроенергетики, не зможе задовольнити весь попит, не наносячи при цьому подальшого збитку навколишньому середовищу. Альтернативою можуть бути ВДЕ. Але відновлювані джерела енергії, такі як сонячні, вітрові установки, якщо їх використовувати окремо не зможуть повністю задовольнити реальний попит на електроенергію [3, 6, 7].

Ядерна енергетика залишається перевіреним та безпечним і відносно чистим джерелом електроенергії. Це одне з найнадійніших джерел низьковуглецевої енергії, яке практично не виробляє парникових газів під час роботи. Це робить її критично важливою у боротьбі зі зміною клімату, особливо у поєднанні з відновлюваними джерелами. На відміну від сонця та вітру, АЕС працюють 24/7 незалежно від погодних умов. Вони забезпечують базове навантаження в енергосистемі, що гарантує стабільне постачання електроенергії навіть у кризових ситуаціях [8, 9].

Проаналізувавши стан атомної енергетики в світі, можна зробити висновок, що атомно-енергетичний сектор готовий до переломного 2025 року, коли відбудуться ключові події, які змінять світовий енергетичний ландшафт [8-10]. За даними Міжнародного енергетичного агентства, очікується, що світове виробництво атомної енергії зростатиме майже на 3% щорічно до 2026 року, досягнувши нового історичного максимуму до 2025 року. Цей сплеск буде зумовлений збільшенням виробництва у Франції, перезапуском кількох електростанцій у Японії та активацією нових реакторів на таких ринках, як Китай, Індія, Південна Корея та Європа. Протягом наступних кількох років очікується, що у світі буде введено в експлуатацію додаткові 29 ГВт ядерних потужностей .

У 2025 році ринок малих модульних реакторів (ММР) демонструє понад 80 різноманітних конструкцій, серед яких VOYGR від NuScale лідирує з модулями потужністю 77 МВт, сертифікованими Комітетом з ядерного регулювання США (NRC). Іншими значними претендентами є BWRX-300 від GE Hitachi, Rolls-Royce та AP300 від Westinghouse, кожен з яких зосереджений на забезпеченні економічно ефективних рішень. Ринок ще більше диверсифікується завдяки інноваціям від таких компаній, як Holtec, китайська HTR-PM, рідкометалеві реактори Oklo, реактори на розплавлених солях Seaborg та російська серія RITM. Хоча розробка триває, залишаються проблеми з ліцензуванням та розгортанням [9].

Швидке розширення центрів обробки даних та штучного інтелекту спонукає до переоцінки ядерної енергетики як життєздатного рішення для задоволення зростаючого попиту на електроенергію. Малі модульні реактори (ММР) стали ідеальним кандидатом завдяки своїй масштабованості, функціям безпеки та здатності забезпечити надійне, вуглецево-нейтральне джерело енергії. Такі компанії, як NuScale, Oklo та Rolls-Royce, працюють над індивідуальними рішеннями для цього зростаючого ринку [9].

Технологія ядерних реакторів швидко розвивається, а ключові інновації можуть суттєво вплинути на майбутнє виробництва енергії. Серед помітних розробок – реактори на розплавлених солях (MSR) від таких компаній, як Kairos Power та Terrestrial Energy, які зосереджені на підвищенні безпеки та ефективності, а комерційне застосування очікується до середини 2030-х років. Високотемпературні газові реактори (HTGR), китайський HTR-PM вже в експлуатації, пропонують вражаючу ефективність, тоді як американська X-energy розвиває аналогічні технології. Швидкі реактори, такі як Sodium від TerraPower, досліджують потенціал сталої ядерної енергетики. Ці конструкції оснащені пасивними системами безпеки та модульною конструкцією, що підвищує як безпеку, так і економічну ефективність. Ці передові реактори не тільки добре підходять для виробництва електроенергії, але й забезпечують промислове тепло, сприяючи зусиллям з декарбонізації та безперешкодно

інтегруючись з відновлюваними джерелами енергії для стабільного виробництва електроенергії [9, 10].

Малі реактори Bharat (BSR) мають на меті революціонізувати розгортання ядерної енергетики в Індії, зосереджуючись на децентралізації виробництва енергії для енергоємних галузей промисловості, таких як сталь і цемент, одночасно підтримуючи ширші цілі країни щодо декарбонізації. Ця ініціатива, виділена в союзному бюджеті на 2024-25 роки, знаменує собою стратегічне партнерство між урядом Індії та приватним сектором для розробки BSR з метою збільшення ядерної потужності з 8180 МВт до 22 480 МВт до 2031-32 років та 100 ГВт до 2047 року. Ці BSR базуються на індійській технології PHWR потужністю 220 МВт, адаптованій для виробництва менших, гнучкіших блоків. Атомний дослідницький центр Bhabha очолює дослідження цієї перспективної нової технології [9].

Отже переваги атомних електростанцій як джерел електроенергії очевидні. АЕС можуть бути споруджені в будь-якому географічному районі, за наявності джерела водопостачання. Кількість палива, яке споживається незначна, і це об'єднує вимоги до транспортних зв'язків. Атомні ЕС складаються з агрегатів блочного типу, які видають енергію в мережі підвищеної напруги. Агрегати станції маломаневрові, тому за умови роботи та регулювання, а також за техніко-економічними міркуваннями для них найкращим є режим з відносно рівномірним навантаженням. АЕС висувають підвищені вимоги до надійності роботи обладнання. Коефіцієнт корисної дії становить в межах 35-38 %. Практично АЕС не забруднюють атмосферу, викид радіоактивних газів незначний, що дозволяє споруджувати АЕС поблизу міст та центрів навантаження. Важливою проблемою є захоронення або відновлення відпрацьованих паливних елементів [7].

На АЕС України використовуються реактори типу ВВЕР одиничною потужністю 440 та 1000 МВт. АЕС працюють головним чином в базовій частині графіка навантаження енергосистеми з тривалістю використання встановленої потужності 6500-7000 год./рік.

Розвиток ядерно-промислового комплексу обумовлений наступними факторами:

- надійність та стабільність функціонування;
- виробництво близько 50 % електроенергії в країні;
- дотримання реалізації Кіотського протоколу через скорочення викидів «парникових» газів в атмосферу [7].

Для розв'язання проблем, які виникли сьогодні перед енергетиками, важливо провести модернізацію й адаптацію теплових електростанцій до нових умов функціонування та продовжувати розвиток атомного енергетичного сектору, звертаючи увагу на сталий розвиток та декарбонізацію енергетики [1, 3].

Атомна енергетика посідає перше місце в енергетичній галузі України. На сьогодні вона стикається з викликами, оскільки багато АЕС зведені близько півстоліття тому і потребують модернізації.

Таким чином, у зв'язку з дефіцитом органічного палива та постійно зростаючого зменшення ресурсу обладнання теплових станцій (КЕС та ТЕЦ), спорудження АЕС з реакторами AP-1000 потужністю 3000 МВт є своєчасним та допоможе підвищити ефективність роботи електроенергетичної галузі України.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Режим роботи АЕС задається графіками електричних навантажень району та систем. Потужність ЕС повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з врахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворення, а також витрати на власні потреби станції.

Під час розрахунків графіків навантажень приймаємо відносну величину постійних та змінних втрат потужності згідно [11]:

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

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

Постійні втрати в районі та системах:

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

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

Змінні втрати в будь-який період доби залежать від навантаження:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{P_{\max}}} ; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c_{\max}}} ; \quad (2.4)$$

Потужність, яка видається до шин розподільних установок різних напруг:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} ;$$

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} ;$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{вид.}t} = P_{\text{р.вид.}t} + P_{\text{с.вид.}t}; \quad (2.5)$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП.}t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.}max}}{100}; \quad (2.6)$$

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

$P'_{\text{ВП}}$  – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції, %;

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

Потужність, яка видається генераторами станції.

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вид.}t} + P_{\text{ВП.}t}. \quad (2.7)$$

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 та річний графік за тривалістю навантаження (рис. 2.1, 2.2). Визначаємо техніко-економічні показники станції (таблиця 2.2).

$$P_{\text{pt}} = \frac{50 \cdot 650}{100} = 325 \text{ (МВт)};$$

$$P_{\text{ст}} = \frac{80 \cdot 1800}{100} = 1440 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{\text{1р}} = 0,01 \cdot 650 = 6,5 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{\text{1с}} = 0,02 \cdot 1800 = 36 \text{ (МВт)}.$$

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень		Години доби							
		0-6	6-8	8-11	11-13	13-14	14-16	16-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	50	80	90	100	80	100	75	65
	Літо	45	75	85	95	75	95	70	60
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	325	520	585	650	520	650	487,5	422,5
	Літо	292,5	487,5	552,5	617,5	487,5	617,5	455	390
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
	Літо	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	9,75	24,96	31,59	39,00	24,96	39,00	21,94	16,48
	Літо	7,90	21,94	28,18	35,20	21,94	35,20	19,11	14,04
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	341,25	551,46	623,09	695,50	551,46	695,50	515,94	445,48
	Літо	306,90	515,94	587,18	659,20	515,94	659,20	480,61	410,54
Навантаження системи, %	Зима	80	90	95	100	80	95	90	85
	Літо	75	85	90	95	75	90	85	80
Навантаження системи, МВт	Зима	1440	1620	1710	1800	1440	1710	1620	1530
	Літо	1350	1530	1620	1710	1350	1620	1530	1440
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	36	36	36	36	36	36	36	36
	Літо	36	36	36	36	36	36	36	36
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	161,28	204,12	227,43	252,00	161,28	227,43	204,12	182,07
	Літо	141,75	182,07	204,12	227,43	141,75	204,12	182,07	161,28
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	1637,28	1860,12	1973,43	2088,00	1637,28	1973,43	1860,12	1748,07
	Літо	1527,75	1748,07	1860,12	1973,43	1527,75	1860,12	1748,07	1637,28
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	1978,53	2411,58	2596,52	2783,50	2188,74	2668,93	2376,06	2193,55
	Літо	1834,65	2264,01	2447,30	2632,63	2043,69	2519,32	2228,68	2047,82
Витрати на власні потреби станції, МВт	Зима	110,74	122,80	127,94	133,15	116,59	129,96	121,81	116,73
	Літо	100,95	112,26	117,08	121,96	106,46	118,98	111,33	106,56
Потужність, що виробляється генераторами станції, МВт	Зима	2089,27	2534,38	2724,46	2916,65	2305,33	2798,89	2497,87	2310,27
	Літо	1935,60	2376,26	2564,38	2754,59	2150,14	2638,29	2340,01	2154,38

Примітки:

а) тривалість зими та літа:  $t_3 = 183$  доби,  $t_л = 182$  доби;

б) максимальне навантаження власних потреб  $P'_{ВП} = 5\%$  ;

в) коефіцієнт попиту  $K_{п} = 0,8$ .

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot \frac{325^2}{650} = 9,75 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot \frac{1440^2}{1800} = 161,28 \text{ (МВт)};$$

$$P_{р.вид.t} = 325 + 6,5 + 9,75 = 341,25 \text{ (МВт)};$$

$$P_{с.вид.t} = 1440 + 36 + 161,28 = 1637,28 \text{ (МВт)};$$

$$P_{вид.t} = 341,25 + 1637,28 = 1978,53 \text{ (МВт)};$$

$$P_{ВП.t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{1978,53}{3000} \right) \cdot \frac{5 \cdot 2783,5}{100} = 110,74 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{вир.t} = 1978,53 + 110,74 = 2089,27 \text{ (МВт)}.$$

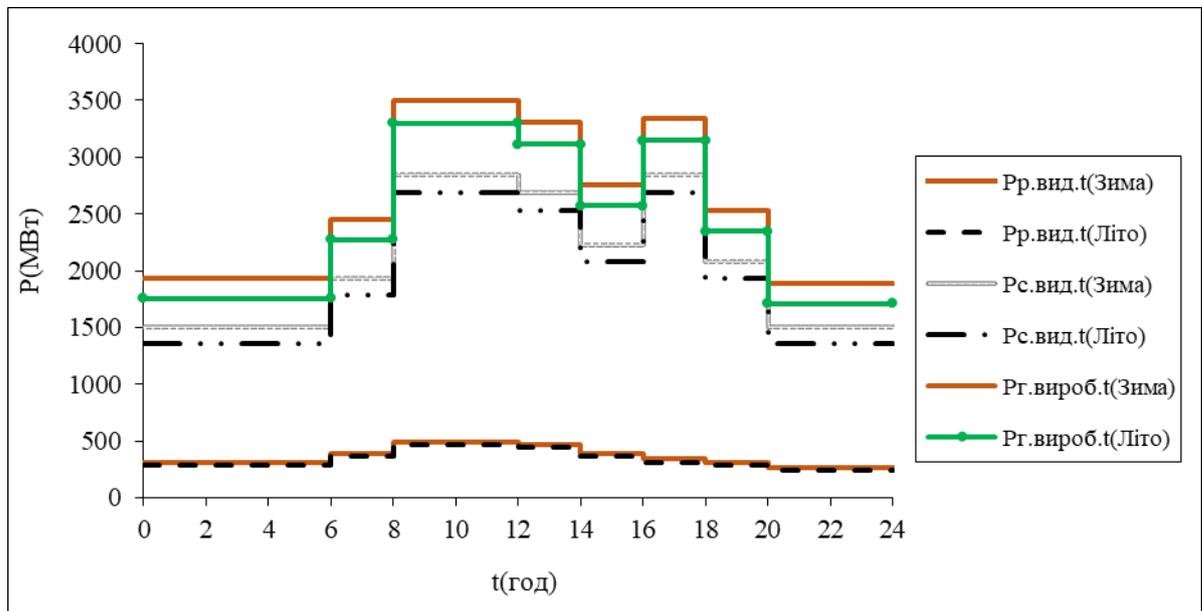


Рисунок 2.1 – Добові графіки електричних навантажень АЕС

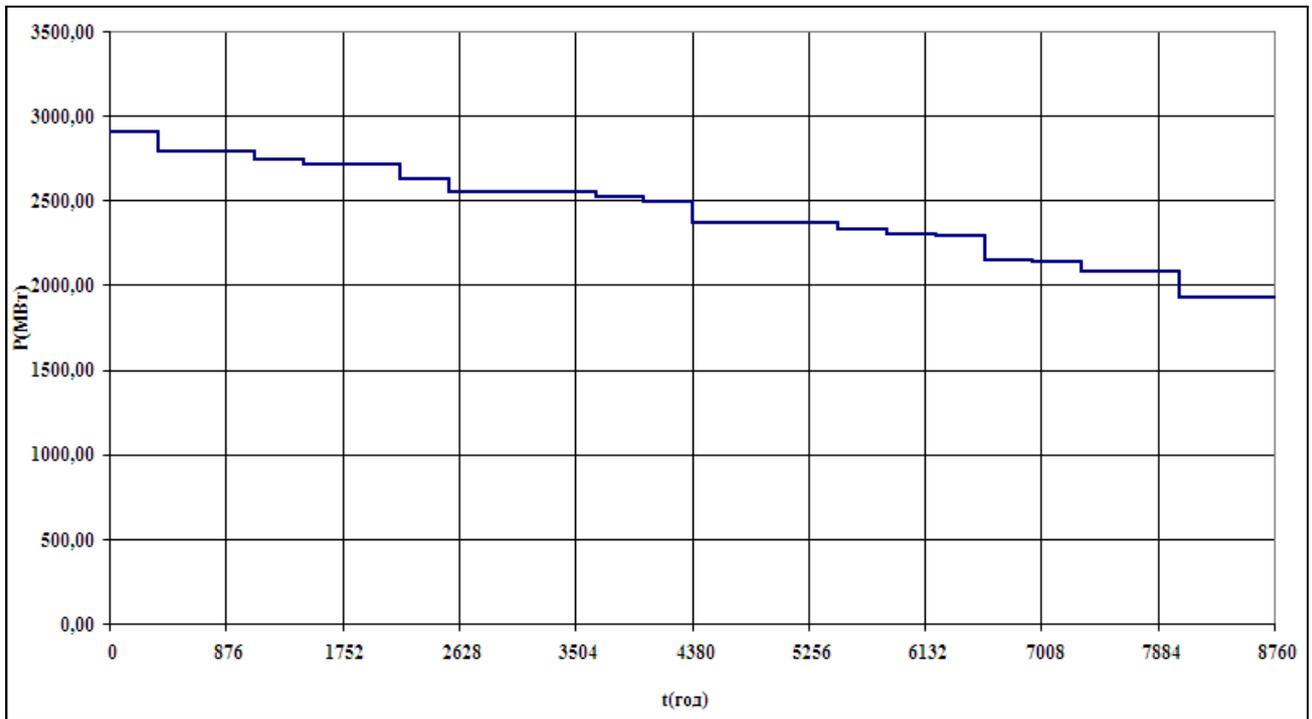


Рисунок 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	2916,65
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	20687578,34
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	3000
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	2361,6
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,81
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,79
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7092,9
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6895,9

## Продовження таблиці 2.2

Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,03
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i$	1007951,5
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	19679626,85
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	6082,7

**2.2 Вибір основного обладнання**

Обираємо основне обладнання на станції: реактор і генератор (табл. 2.3, 2.4). В комплекті з реактором встановлюємо турбіну типу К-1200-130.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики турбогенераторів [11]

Параметр	ТВВ-1000-4У3
$S_{НОМ}$ , МВА	1111
$P_{НОМ}$ , МВт	1000
$U_{НОМ}$ , кВ	24
$\cos\varphi_{НОМ}$	0,9
$I_{НОМ}$ , кА	26,73
Схема з'єднань обмотки статора	УУ
Система збудження:	БЦ
- $U_{fНОМ}$ , В	470
- $I_{fx}$ , А	2250
- $I_{fНОМ}$ , А	7020
ВКЗ	0,63
Опори, в.о.: $x''_d$	0,324
$x'_d$	0,458
$x_d$	2,41
$x_2$	0,395
$x_0$	0,149
Опір обмотки ротора при 15°C	0,0496

Таблиця 2.4 – Номінальні параметри реактора [2]

Параметр	АР-1000
$P_{\text{ном}}$ , МВт	1117
Потужність реактора теплова, МВт	3400
Кількість паливних збірок	157
ККД, %	32,7
Температура теплоносія в гарячій нитці петлі, t, °C	321

### 2.3 Вибір структурної схеми станції

З урахуванням рекомендацій і відповідно до завдання приймаємо відстань до енергосистеми 1200 км. Порахуємо кількість ліній електропередачі, які живлять споживачів:

$$n = \frac{P_{\text{max}'}}{P_{\text{гр}}} + 1, \quad (2.8)$$

де  $P_{\text{max}'}$  – максимальна потужність, яка видається в район або в системі з врахуванням втрат потужності, МВт;

$P_{\text{гр}}$  – гранична потужність ЛЕП, МВт [11].

$$n_c = \frac{2088}{2000} + 1 = 2,044, \text{ приймаємо } n_c = 3;$$

$$n_{\text{мр}} = \frac{695,5}{300} + 1 = 3,318, \text{ приймаємо } n_{\text{мр}} = 4.$$

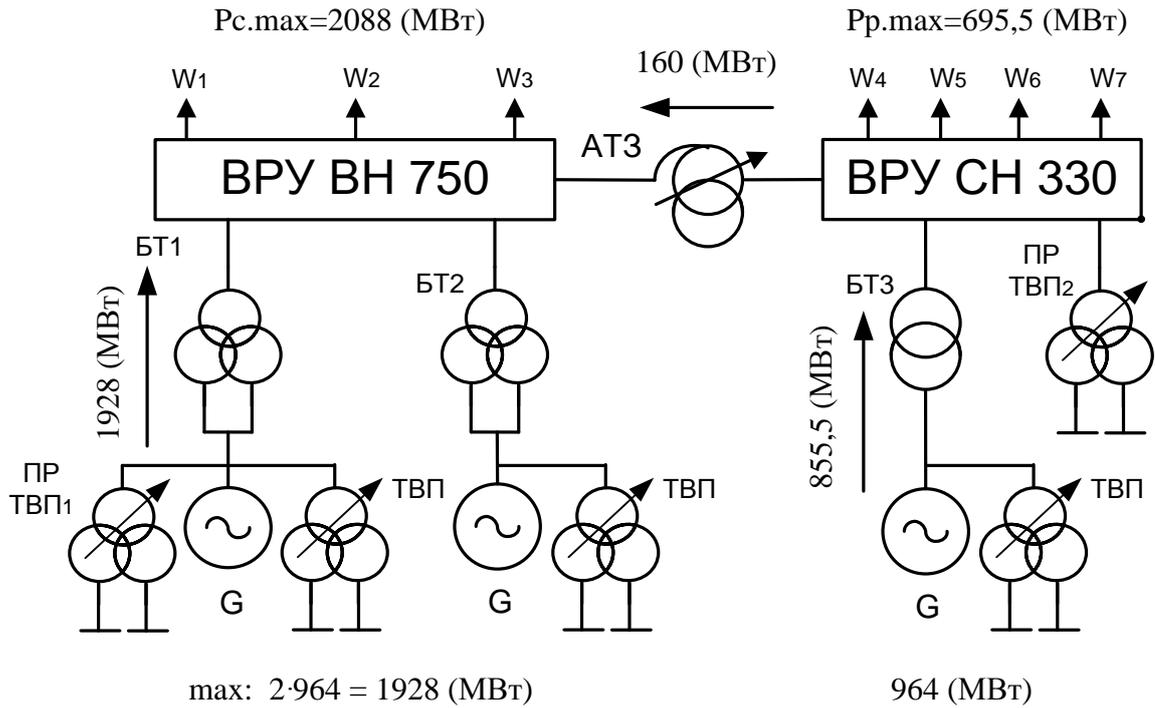
Трансформатори власних потреб (ТВП).

Номінальна потужність робочих ТВП вибирається за формулою:

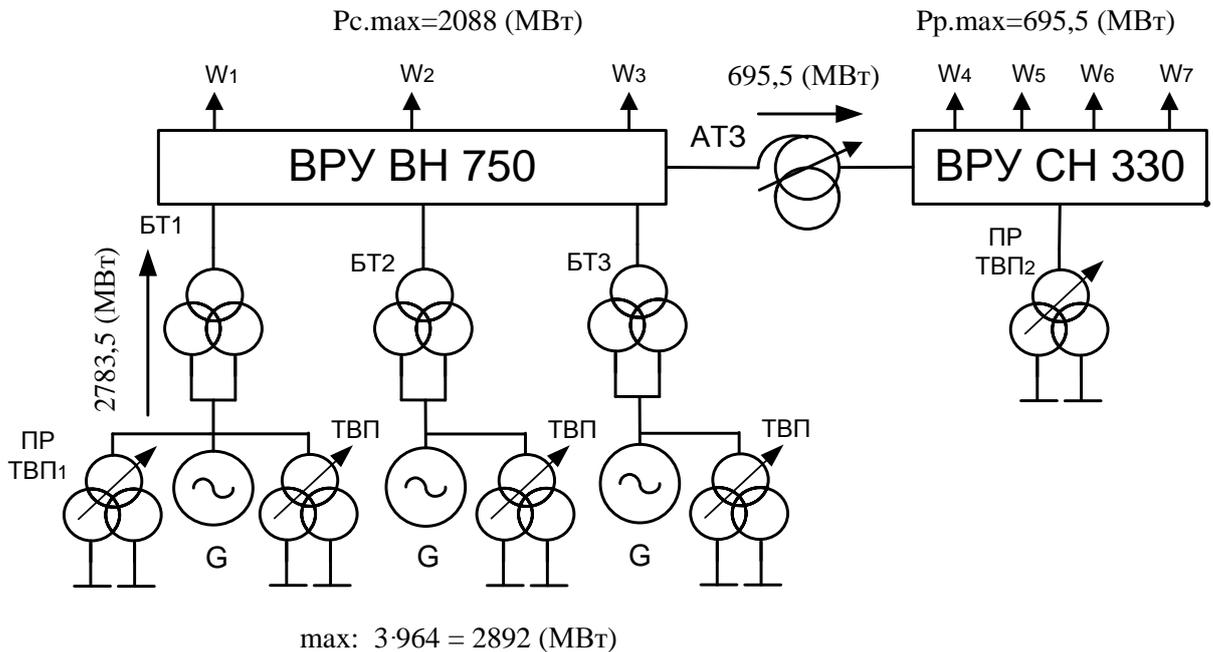
$$S_{\text{ТВП}} = K_{\text{П}} \cdot \frac{P_{\text{ВП}}\%}{100} \cdot P_{\text{Г.ном}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\text{ТВП}} = 0,8 \cdot \frac{5}{100} \cdot 1000 = 40 (\text{МВА});$$

Варіанти структурних схем станції наведено на рис. 2.3.



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.3 – Варіанти структурних схем АЕС

Потужність ПРТВП визначається за формулою:

$$S_{TR} = 1,3 \cdot S_{ТВП}, \quad (2.10)$$

$$S_{TR} = 1,3 \cdot 40 = 52 \text{ (МВА)}.$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{БТ.розр} = S_{Г.ном} - S_{ВПmax};$$

$$S_{БТ} = 1111 - 40 = 1071 \text{ МВА}.$$

Розрахуємо перетоки потужності через автотрансформатори зв'язку АТЗ1 [11]:

а) максимальний режим:

$$S_{max} = S_{Г.вст} - S_{ВПmax} - S_{p.max}; \quad (2.11)$$

$$S_{max1} = 1 \cdot (1111 - 40) - \frac{695,5}{0,9} = 298,3 \text{ (МВА)};$$

$$S_{max2} = 0 \cdot (1111 - 40) - \frac{695,5}{0,9} = -772,8 \text{ (МВА)}.$$

б) мінімальний режим:

$$S_{min} = S_{Г.вст} - S_{ВП.max} - S_{p.min}; \quad (2.12)$$

$$S_{min1} = 1 \cdot (1111 - 40) - \frac{306,9}{0,9} = 730 \text{ МВА};$$

$$S_{min2} = 0 \cdot (1111 - 40) - \frac{306,9}{0,9} = -341 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{ав} = S_{Г.вст-1} - S_{ВП.max} - S_{p.max}, \quad (2.13)$$

$$S_{ав1} = (1 - 1) \cdot (1111 - 40) - \frac{695,5}{0,9} = -772,8 \text{ МВА};$$

$$S_{max2} = 0 - \frac{695,5}{0,9} = -772,8 \text{ МВА}.$$

Приймаємо для встановлення групи з однофазних АТЗ типу АОДЦТН-333000/750/330, плюс один в резервній фазі.

Технічні характеристики трансформаторів (для двох варіантів схем наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5–Технічні характеристики трансформаторів (для двох варіантів схем

Ва Р	Позн. на схемі	Тип трансформа тора	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ			$U_k$ , %				$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_k$ кВт
				ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	НН <sub>1</sub> - НН <sub>2</sub>		
I II	ТВП <sub>1-3</sub>	ТРДНС- 40000/35	40	24		6,3- 6,3		12,7		40	36	170
I II	ПРТВ П <sub>1</sub>	ТРДНС- 63000/35	63	24	-	6,3- 6,3	-	12,7		40	50	250
I II	ПРТВ П <sub>2</sub>	ТРДЦН- 63000/330	63	330	-	6,3- 6,3	-	11	-	28	100	230
I II	БТ <sub>1,2</sub>	ОРЦ- 417000/750	417	787/ $\sqrt{3}$	-	24- 24	-	14	-	45	320	800
I	БТ <sub>3</sub>	ТНЦ- 1250000/330	1250	347		24		14,5		-	715	220 0
II	БТ <sub>3</sub>	ОРЦ- 417000/750	417	787/ $\sqrt{3}$	-	24- 24	-	14	-	45	320	800
I II	АТЗ	АОДЦТН- 333000/750/3 30	333	750/ $\sqrt{3}$	330 / $\sqrt{3}$	15,7 5	10	28	17	-	217	580

Техніко-економічне порівняння варіантів.

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_H \cdot K + U + M(3), \quad (2.14)$$

де  $p_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $p_H = 0,12$ );

$K$  – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.;

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

Капіталовкладення  $K$  при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо по показниках вартості неоднакових елементів варіантів схеми, в даному випадку трансформаторів. Оскільки ТВП і ПРТВП в обох варіантах однакові, то для спрощення розрахунків ми їх не враховуємо.

Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Капіталовкладення в електроустановки

Обладнання	Вартість одиниці, тис. грн.	Варіанти			
		I		II	
		кіль- кість	загальна вартість	кіль- кість	загальна вартість
3×ОРЦ-417000/750	64800	2	129600	3	194400
ТНЦ-1250000/330	72000	1	72000	–	0
3×АОДЦТН-333000/750/330	81600	1	81600	1	81600
LTV 800E4	80000	9	720000	11	880000
LTV 420E2	72000	11	792000	9	648000
Всього, тис. грн.			1795200		1836100

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$U = \frac{\alpha}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (2.15)$$

де  $\alpha$  – відрахування на амортизацію та обслуговування,  $\alpha = 8,4\%$ ;

$\beta$  – вартість втраченого 1 кВт·год електроенергії, з врахуванням цінового коефіцієнту  $\beta = 38$  коп/(кВт·год);

$\Delta W_{\Sigma}$  – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати в трансформаторі визначаються за формулою:

$$\Delta W_T = n \cdot P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де  $P_x, P_k$  – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$S_{\max}$  – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно;

$\tau$  – тривалість максимальних втрат (6082,74 год).

Варіант I:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{БТ1-2.I}} &= 3 \cdot 2 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 800 \cdot \left( \frac{2142.222}{417} \right)^2 \cdot 6082,74 = \\ &= 209455,19 \text{ (МВт}\cdot\text{год)};\end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{БТ3.I}} = 1 \cdot 715 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 2200 \cdot \left( \frac{950,556}{1250} \right)^2 \cdot 6082,74 = 14001,902 \text{ (МВт}\cdot\text{год)};$$

$$\Delta W_{\text{АТ3.I}} = 3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left( \frac{177,778}{333} \right)^2 \cdot 6082,74 = 8719,341 \text{ (МВт}\cdot\text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma.I} = \Delta W_{\text{БТ1-5.I}} + \Delta W_{\text{БТ6.I}} + \Delta W_{\text{АТ3.I}},$$

$$\Delta W_{\Sigma.I} = 209455,19 + 14001,902 + 8719,341 = 232176,433 \text{ (МВт}\cdot\text{год)};$$

$$U_I = \frac{8,4}{100} \cdot 1795200 + 38 \cdot 232176,433 \cdot 10^{-5} = 150885,03 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_I = 0,12 \cdot 1795200 + 150885,03 = 366309,03 \text{ (тис. грн.)}.$$

Варіант II:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{БТ1-3.II}} &= 3 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{3} \cdot 800 \cdot \left( \frac{3092,778}{417} \right)^2 \cdot 6082,74 = \\ &= 426747,542 \text{ (МВт}\cdot\text{год)};\end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{АТ3.II}} = 3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left( \frac{772,778}{333} \right)^2 \cdot 6082,74 = 62702,028 \text{ (МВт}\cdot\text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma.II} = 426747,542 + 62702,028 = 489449,578 \text{ (МВт}\cdot\text{год)};$$

$$U_{II} = \frac{8,4}{100} \cdot 1836100 + 38 \cdot 489449,578 \cdot 10^{-5} = 154418,39 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 1836100 + 154418,39 = 374750,39 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$\Delta Z_{I-II} = 2,3\%$$

Оскільки приведені затрати обох варіантів відрізняються менше ніж на 5%, вони вважаються рівно економічними. Тому потрібно порівнювати схеми ще за іншими критеріями. Наприклад, надійність, зручність в експлуатації тощо.

Для проектованої АЕС обираємо схему станції по I варіанту як зручнішу в експлуатації.

## 2.4 Вибір схем електричних з'єднань відкритих розподільних установок

Обираємо схеми відкритих розподільних установок (рисунки 2.4, 2.5).

Для ВРУ-330 кВ приймаємо типову схему «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання» (полуторну) [11].

Для ВРУ-750 кВ намічаємо два варіанти схем:

а) схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання» (3/2);

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

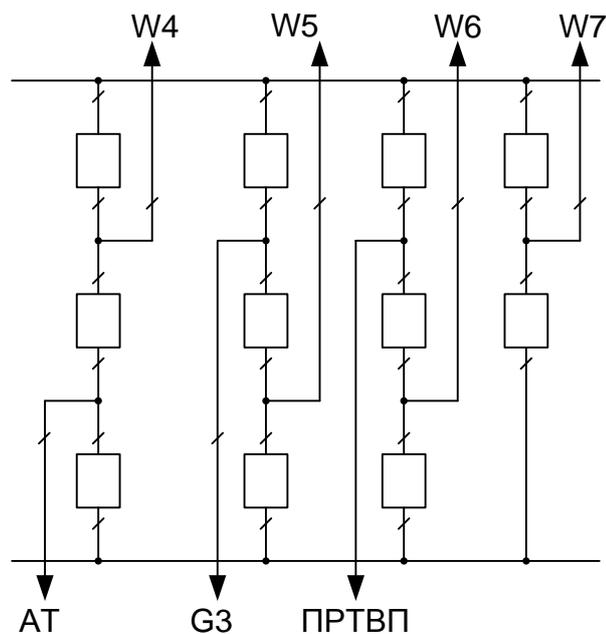
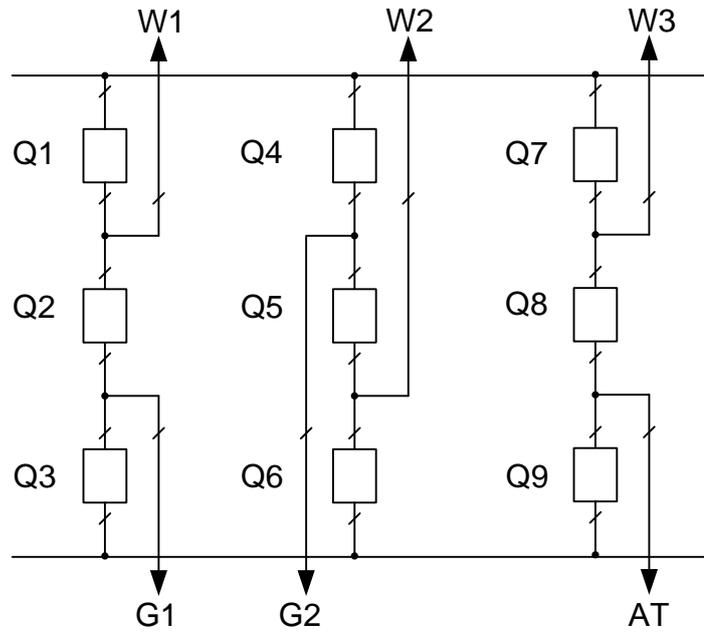
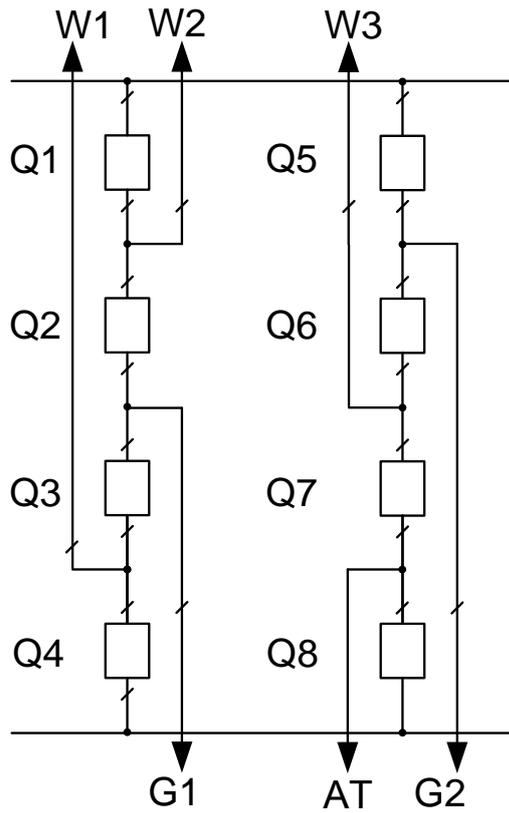


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-330 кВ



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.5 – Схеми ВРУ-750 кВ

Схему ВРУ-750 кВ обираємо за мінімальними приведеними витратами

[11]:

$$З = p_H K + U + M(З); \quad (2.17)$$

$$K = n \cdot C_K;$$

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

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

де  $p_H = 0,15$  – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн. [15];

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

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

$a$  – норма амортизаційних відрахувань, %; для напруги 220 кВ і вище  $a = 8,4$  %;

$n$  – число комірок з вимикачами;

$C_K$  – вартість комірки, тис. грн.,

$y_0 = 24$  грн/кВт·год – питомий збиток;

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

$\Delta P_i$  – потужність, яка витрачається внаслідок відмови вимикачів, МВт;

$\Delta T_i$  – час простою елемента, год.

Виконуємо розрахунок надійності схеми, результати розрахунку наведені у таблицях 2.7 – 2.10.

Таблиця 2.7 – Показники надійності елегазових вимикачів 750 кВ

Складові параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_B$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{pl}$ , год.
$\omega_1$	$\omega_2$			
0,025	0,005	250	0,2	550

Таблиця 2.8 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-750 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	$n_k$	9	8
Вартість комірки, тис. грн.	$C_k$	80000	80000
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0150	0,0150
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,0510	0,0510
Коефіцієнти ремонтного $K_p$ та нормального режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,0125571	0,0125571
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,8869863	0,8995434
Час простою елемента, год.	$T_0$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / 2 \cdot T_{\Pi}$	193,2	193,2
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0133048	0,0134932
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0452363	0,0458767
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0001884	0,0001884
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0006404	0,0006404

Таблиця 2.9 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-750 кВ для схеми 3/2

3/2	Елемент, що відключається	Втрачена потужність, МВт	Час простою, $T_0 / T_{ВН}$ , год	$K_0$		$K_p$	
				$\omega_{Г.В.}$	$\omega_{Л.В.}$	$\omega_{Г.В.}$	$\omega_{Л.В.}$
1	W	0	1	-	3	-	9
			193,182	-	-	-	6
2	G	964	1	2	-	-	5
			193,182	-	-	2	2
3	АТЗ	160	1	1	-	4	-
			193,182	-	-	1	1
4	W, G	964	1	-	2	6	21
5	W, АТЗ	160	1	-	1	2	10
6	2W	88	1	-	-	-	2
7	W, D(W, G)	0	1	-	-	-	4

8	W, D(W, AT3)	0	1	-	-	-	2
9	D(W, G)	0	193,182	-	-	2	2
10	G, D(W,G)	964	1	-	-	2	-
11	G, D(W, AT3)	964	1	-	-	2	-
12	G,AT3	1124	1	-	-	1	-
13	AT3, D(W, G)	160	1	-	-	2	-
14	D(W, AT3)	0	193,182	-	-	1	1

Таблиця 2.10 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-750 кВ для схеми 4/3

4/3	Елемент, що відключається	Втрачена потужність, МВт	Час простою, Т0 /ТВН, год	К0		КР	
				ΩГ.В.	ΩЛ.В.	ΩГ.В.	ΩЛ.В.
1	W	0	1	-	2	-	4
			193,182	-	-	2	8
2	G	964	1	1	-	-	2
			193,182	-	-	1	4
3	AT3	160	1	1	-	2	-
			193,182	-	-	2	3
4	W, G	964	1	-	3	2	12
5	W, AT3	160	1	-	1	2	5
6	2W, G	964	1	-	8	-	5
7	W, 2G	1928	1	-	1	-	1
8	W, G, AT3	1124	1	-	-	-	3
9	W, D(W, G)	0	1	-	-	-	5
10	W, G, D(W, G)	964	1	-	-	-	3
11	W, D(W, AT3)	0	1	-	-	-	1
12	W, G, D(2W, G)	1124	1	-	-	-	1
13	W, AT3, D(W, G)	160	1	-	-	-	1
14	W, AT3, D(W, 2G)	160	1	-	-	-	1
15	G, D(W, G)	964	1	-	-	1	-
16	G, D(2W, G)	964	1	-	-	1	-
17	G, D(W, AT3)	964	1	-	-	1	-
18	AT3, D(W, G)	160	1	-	-	2	-
19	AT3, D(2W, G)	160	1	-	-	1	-
20	D(W, G)	0	193,182	-	-	2	11
21	D(2W, G)	0	193,182	-	-	4	6
22	D(W, 2G)	0	193,182	-	-	-	2
23	D(W, AT3)	0	193,182	-	-	1	5

Розрахуємо витрати для варіанту 1.

Капітальні витрати:

$$K_I = 9 \cdot 80000 = 720000 \text{ тис.грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$U_I = \frac{8,4}{100} \cdot 720000 = 60480 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо очікуваний збиток через відмови вимикачів [11].

$$M(3)_I = 24 \cdot \left[ \begin{array}{l} 0,883 \cdot (0,015 \cdot (2 \cdot 964 + 1 \cdot 160) \cdot 1 + 0,051 \cdot (2 \cdot 964 + \\ + 1 \cdot 160) \cdot 1) + 0,013 \cdot (0,015 \cdot (1 \cdot (4 \cdot 160 + 6 \cdot 964 + \\ + 2 \cdot 160 + 4 \cdot 964 + 1124 + 2 \cdot 160) + 193,182 \cdot (2 \cdot 964 + \\ + 1 \cdot 160)) + 0,051 \cdot (1 \cdot (5 \cdot 964 + 21 \cdot 964 + 10 \cdot 160 + 2 \cdot 88) + \\ + 193,182 \cdot (2 \cdot 964 + 1 \cdot 602))) \end{array} \right]$$

$$= 11698,23 \text{ тис.грн.}$$

Приведені затрати для I схеми:

$$Z_I = 0,12 \cdot 720000 + 60480 + 11698,23 = 180178,23 \text{ (тис. грн.)}$$

Варіант №2 побудований по схемі 4/3 (рис. 2.5, б). Розрахунок виконуємо по алгоритму аналогічно I варіанту.

$$K_{II} = 8 \cdot 80000 = 640000 \text{ (тис. грн.)};$$

$$U_{II} = \frac{8,4}{100} \cdot 640000 = 53760 \text{ (тис. грн.)}$$

Результати станів для II-го варіанту зводимо до таблиці 2.11.

$$M(3)_{II} = 24 \cdot \left[ \begin{array}{l} 0,896 \cdot (0,015 \cdot (1 \cdot 964 + 1 \cdot 160) \cdot 1 + 0,051 \cdot (3 \cdot 964 + 1 \cdot 602 + \\ + 8 \cdot 964 + 1928) \cdot 1) + 0,013 \cdot (0,015 \cdot (1 \cdot (5 \cdot 964 + 5 \cdot 160) + \\ + 193,182 \cdot (1 \cdot 964 + 2 \cdot 1604)) + 0,051 \cdot (1 \cdot (14 \cdot 964 + 5 \cdot 160 + \\ + 5 \cdot 964 + 1928 + 4 \cdot 1124 + 3 \cdot 964 + 2 \cdot 160) + 193,182 \times \\ \times (4 \cdot 964 + 3 \cdot 160))) \end{array} \right]$$

$$= 29227,31 \text{ тис.грн.}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 160000 + 13440 + 8776,969 = 41416,969 \text{ (тис. грн.)}$$

Таблиця 2.11 – Приведені витрати схем ВРУ-750 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	720000,000	640000,000
Щорічні експл. витрати	60480,000	53760,000
Очікуваний збиток	11698,227	29227,310
Приведені затрати	180178,227	178987,310

$\Delta Z = 0,7\% < 5\%$ , варіанти рівно економічні. Приймаємо I варіант схеми ВРУ-750 кВ – схему полуторну – як типову для даного класу напруги.

## 2.5 Вибір схеми власних потреб

Структура схеми електропостачання ВП залежить від кількості турбогенераторів на блок, типу та кількості ГЦН, необхідності використання енергії вибігу турбогенератора, а також потужності, яка споживається навантаженнями I та II груп при аварійному від'єднанні [11, 14].

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 передбачено такі основні мережі:

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

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

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

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

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

В системі ВП використовують одну 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.

Обираємо схему електропостачання ВП блока АЕС з реактором АР-1000 (рисунок 2.6).

Для блочних споживачів беремо трансформатор потужністю 63 МВА, а для живлення загальностанційних споживачів – 25 МВА.

Кількість секцій ВП 6 кВ при нормальній експлуатації беремо рівній кількості ГЦН, тобто чотирьом. Оскільки блок має генераторний вимикач, то потужність резервного ТВП береться рівною потужності блочного. Резервування живлення загальностанційних ВП здійснюється від резервного ТВП.

Силове навантаження СУЗ реакторів отримує живлення від двох окремих трансформаторів 6/0,4 кВ з взаєморезервуванням. Крім того, живлення приводів СУЗ резервується від спеціальної АБ.

Наявність на блоці ВВЕР-1000 споживачів I та II групи приводить до створення спеціальних мереж та джерел надійного живлення.

В нормальному режимі споживачі I та II груп одержують живлення від робочих та резервних ТВП, які зв'язані з енергосистемою. При аварійному від'єднанні в мережу надійного живлення II групи вмикаються спеціальні аварійні механізми.

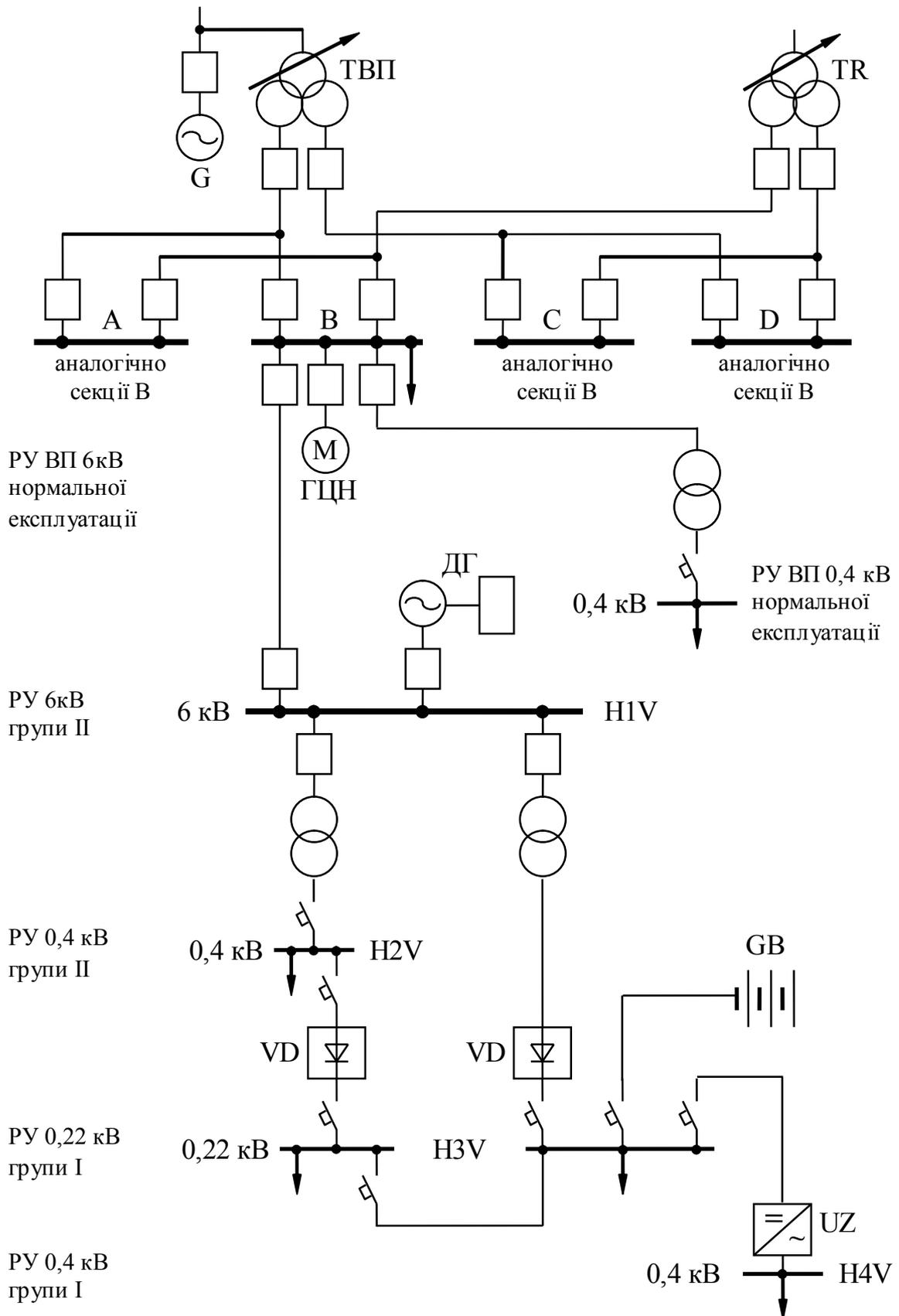


Рисунок 2.6 – Фрагмент схеми живлення ВП блока з реактором типу

AP-1000

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.7) та визначаємо параметри її елементів [11, 16]. Задаємося базовими величинами:  $S_{\text{б}}=10000 \text{ МВТ}$ ,  $U_{\text{б}}=U_{\text{сер.ном.}}$ ,  $U_{\text{б1}}=770 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{б2}}=340 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{б3}}=24 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{б4}}=6,3 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{б5}}=6,3 \text{ кВ}$ .

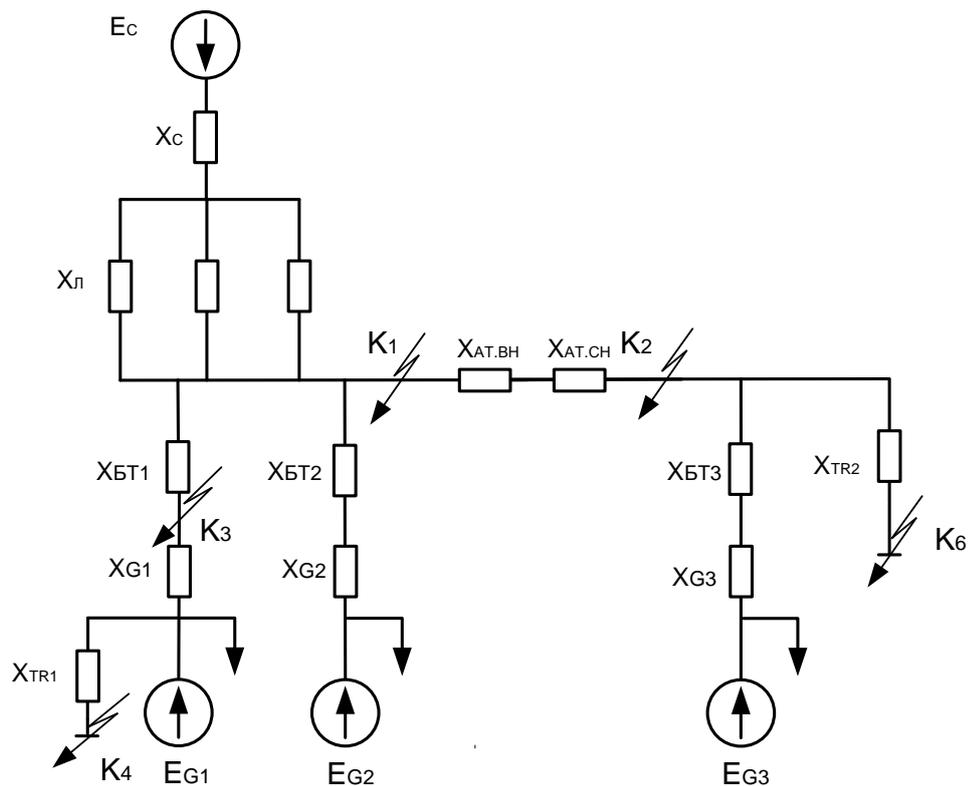


Рисунок 2.7 – Заступна схема електроустановки

Визначаємо параметри елементів заступної схеми:

– генератор:

$$x_G = x_d'' \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.19)$$

$$x_G = 0,324 \cdot \frac{10000}{1111} = 2,916;$$

– блочний трансформатор:

$$x_{\text{бГ}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.20)$$

$$X_{BT1*} = X_{BT2*} = \frac{14}{100} \cdot \frac{10000}{3 \cdot 417} = 2,098;$$

$$X_{BT3*} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{10000}{1250} = 2,175;$$

– ЛЕП:

$$X_w = X_{пит} \cdot 1 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}; \quad (2.21)$$

$$X_w = 0,28 \cdot 1200 \cdot \frac{10000}{770^2} = 5,667;$$

– система:

$$X_c = X_{*c.ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{*ном}}; \quad (2.22)$$

$$X_c = 0,27 \cdot \frac{10000}{16800} = 0,161;$$

– пускорезервный трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$X_{TR} = \frac{1,875 U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}; \quad (2.23)$$

$$X_{TR1} = 1,875 \frac{12,7}{100} \cdot \frac{10000}{63} = 37,798;$$

$$X_{TR2} = 1,875 \frac{11}{100} \cdot \frac{10000}{63} = 32,738;$$

– автотрансформатори зв'язку:

$$X_{B\%} = 0,5(U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H});$$

$$X_{C\%} = 0,5(U_{K-B-C} + U_{KC-H} - U_{K-B-H});$$

$$X_{H\%} = 0,5(U_{K-B-H} + U_{KC-H} - U_{K-B-C});$$

$$X_B = \frac{X_{B\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT.ном}};$$

$$X_C = \frac{X_{C\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT.ном}};$$

$$X_H = \frac{X_{H\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT.ном}};$$

$$X_{B\%} = \frac{1}{2}(28 + 10 - 17) = 10,5\%;$$

$$x_{C\%} = \frac{1}{2}(28 + 10 + 17) = -0,5\%;$$

$$x_{H\%} = \frac{1}{2}(28 + 10 + 17) = 17,5\%;$$

$$X_{AT*BH} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10000}{3 \cdot 333} = 1,051;$$

$$X_{AT*CH} = \frac{-0,5}{100} \cdot \frac{10000}{3 \cdot 333} = 0;$$

$$X_{AT*HH} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{10000}{3 \cdot 333} = 1,752.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ будемо визначати за виразом:

$$I_{по} = \frac{E_*''}{x_{*рез.}} \cdot I_{бi}; \quad (2.24)$$

де  $E_*''$  – для генераторів: 1,13;

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

$x_{*рез.}$  – результуючий опір кола КЗ, в.о.

Базовий струм [11, 16, 17]:

$$I_{бi} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot S_{сер.ном}}; \quad (2.25)$$

$$I_{б1} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 770} = 7,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{б2} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 17 \text{ (кА)};$$

$$I_{б3} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 240,8 \text{ (кА)};$$

$$I_{б4} = I_{б5} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 917,5 \text{ (кА)}.$$

Визначимо складові струми КЗ [11, 16]:

$$\text{– періодичну:} \quad I_{нт} = \gamma_{нт} \cdot I_{по}; \quad (2.26)$$

$$\text{– аперіодичну:} \quad i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.27)$$

$$\text{– ударний струм:} \quad i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y, \quad (2.28)$$

де  $\gamma_{нт}$  – розрахунковий коефіцієнт;

$$\tau = t_{ВВ} + 0,01;$$

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

$T_a$  – постійна часу кола КЗ, с;

$K_y$  – ударний коефіцієнт.

Для визначення складових струмів КЗ попередньо приймаємо до встановлення такі вимикачі [11]:

а) ВРУ-750 кВ	LTV 800E4	$t_{ВВ}=0,02$ с;
б) ВРУ-330 кВ	LTV 420E2	$t_{ВВ}=0,02$ с;
г) НН АТЗ	ВМГ-15	$t_{ВВ}=0,15$ с;
е) РУ ВП-6 кВ	ВРЗ-10УЗ	$t_{ВВ}=0,05$ с.
Генератор	КАГ-24	–

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ. Покажемо результати розрахунку для точок К1 (рис. 2.10). Решта розрахунків проводимо аналогічно. Результати розрахунків наведено в додатку В та в табл. 2.12, 2.13.

$$X_{\Sigma w} = \frac{X_w}{3};$$

$$X_{\Sigma w} = \frac{5,667}{3} = 1,889;$$

$$X_1 = X_{БТ1} + X_{ТГ1};$$

$$X_1 = 2,098 + 2,916 = 5,014;$$

$$X_1 = X_2 = 5,014;$$

$$X_3 = X_{БТ3} + X_{ТГ3};$$

$$X_3 = 2,175 + 2,916 = 5,091;$$

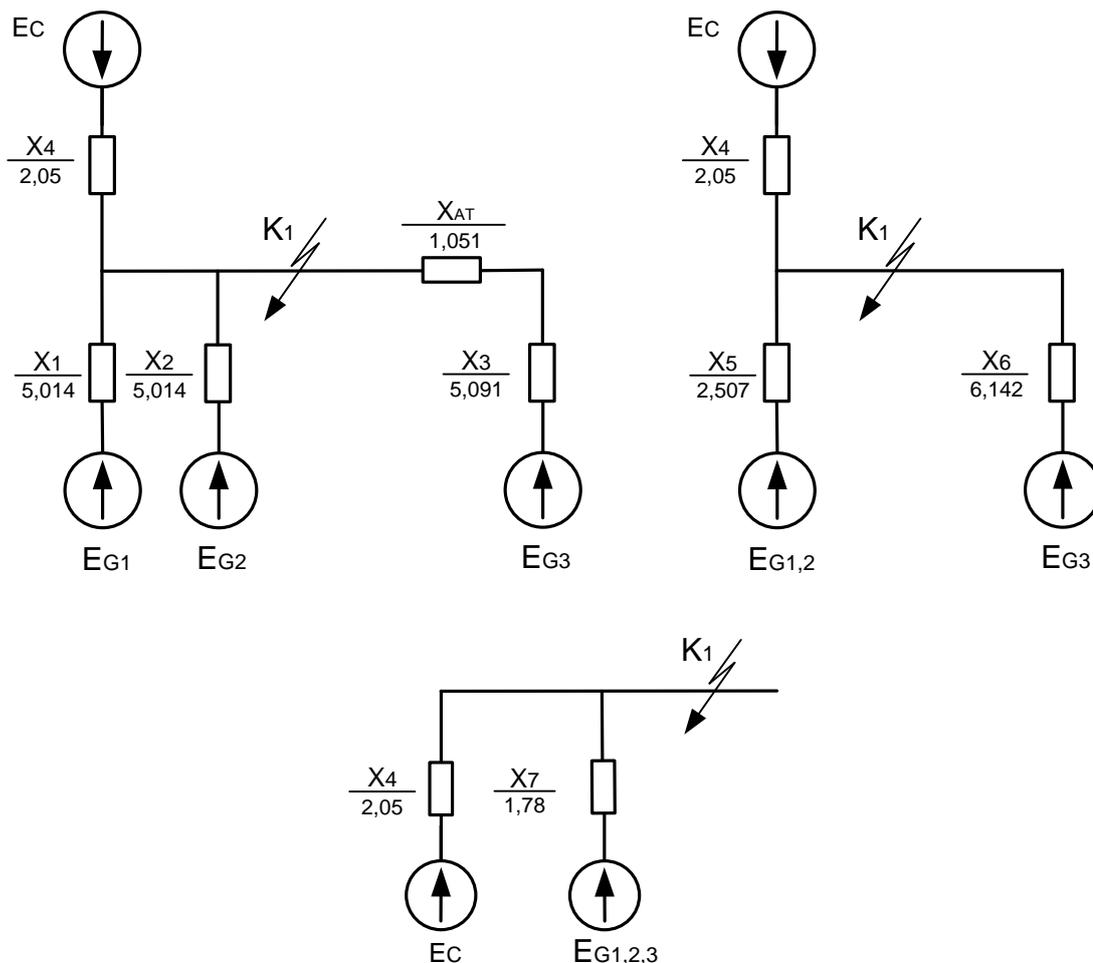


Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$X_4 = X_C + X_{\Sigma w};$$

$$X_4 = 1,889 + 0,161 = 2,05;$$

$$X_5 = \frac{X_1}{2};$$

$$X_5 = \frac{5,014}{2} = 2,507;$$

$$X_6 = X_{AT*_{BH}} + X_3;$$

$$X_6 = 1,051 + 5,091 = 6,142;$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6};$$

$$X_7 = \frac{2,507 \cdot 6,142}{2,507 + 6,142} = 1,78.$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{2,05} \cdot 7,5 = 3,658 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG1-3}} = \frac{1,13}{1,78} \cdot 7,5 = 4,759 \text{ (кА)}.$$

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

Відносно точки К1:

Значення ударного струму:

$$i_{\text{у.ТГП.2.3}} = \sqrt{2} \cdot 1,98 \cdot 4,759 = 13,326 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{у.С}} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 3,658 = 9,569 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат.ТГП.2.3}} = \sqrt{2} \cdot 4,759 \cdot e^{0,03/0,54} = 6,367 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат.С}} = \sqrt{2} \cdot 3,658 \cdot e^{0,03/0,08} = 3,555 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу  $t = \tau$ :

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$I_{\text{пт.С}} = I_{\text{п0.С}} = 3,658 \text{ (кА)};$$

Визначаємо коефіцієнти  $\gamma_{\text{пт}}$  для генераторних віток [11]. Для цього користуємось методом типових кривих.

$$I'_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}. \quad (2.29)$$

$$I'_{\text{ном.ТГП.2.3}} = \frac{3 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 770} = 2,499 \text{ (кА)};$$

За типовими кривими для визначення значень періодичної складової струму КЗ знаходимо  $\gamma_{пт}$ .

$$\frac{I_{ПО.ТГ1.2.3}}{I'_{НОМ.ТГ1.2.3}} = \frac{4,759}{2,499} = 1,904;$$

$$\gamma_{пт.ТГ1.2.3} = \frac{I_{пт.ТГ1.2.3}}{I_{ПО.ТГ1.2.3}} = 0,97;$$

$$I_{пт.ТГ1.2.3} = 0,97 \cdot 4,759 = 4,616 \text{ (кА)}.$$

Аналогічно розраховуємо коефіцієнти для точок К-2, К-3, К-4, К-5, К-6 (див. табл.. 2.13).

Таблиця 2.12 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$K_y$	$T_a, c$	$\tau, c$	$\gamma_{п,\tau}$
К1 ВРУ-750 кВ	ТГ1-3	1,98	0,54	0,03	0,97
	Система	1,85	0,08	0,03	-
К2 ВРУ-330 кВ	ТГ1-3	1,98	0,54	0,045	0,975
	Система	1,85	0,08	0,045	-
К3 ТГ1	ТГ1	1,978	0,44	0,03	0,94
	ТГ2,3	1,98	0,54	0,03	1
	Система	1,85	0,08	0,03	-
К4 РУВП 6кВ	Г+С	1,853	0,064	0,05	-
	Двигуни	1,65	0,04	0,05	-
К5 РУВП 6 кВ	Г+С	1,853	0,064	0,05	-
	Двигуни	1,65	0,04	0,05	-

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [11, 14, 16]:

$$\left. \begin{aligned} I_{пт.Д} &= I_{но.Д} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{ат.Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.Д} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{у.Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.Д} \cdot K_{у.Д}. \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$I_{пт.Д} = 21,667 \cdot e^{-0,05/0,07} = 10,607 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат.Д} = \sqrt{2} \cdot 21,667 \cdot e^{-0,05/0,04} = 8,779 \text{ (кА)};$$

$$i_{y.д} = \sqrt{2} \cdot 21,667 \cdot 1,65 = 50,558 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 2.13 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$I_{пт}$ , кА
К1 ВРУ-750 кВ	ТГ1-3	4,759	13,326	6,367	2,499
	Система	3,658	9,569	3,555	3,658
	Сума	8,417	22,895	9,922	6,157
К2 ВРУ-330 кВ	ТГ1-3	7,731	21,648	10,059	7,538
	Система	4,288	11,218	3,455	4,288
	Сума	12,019	32,865	13,514	11,825
К3 ТГ1	ТГ1	93,222	260,772	123,147	87,629
	ТГ2,3	35,379	99,065	47,329	35,379
	Система	42,159	110,301	40,978	42,159
	Сума без ТГ1	77,538	209,367	88,307	77,538
	Загальна сума	170,76	470,138	211,454	165,167
К4 РУВП 6кВ	ГС	20,883	54,595	13,489	20,883
	Двигуни	21,667	50,558	8,779	10,607
	Сума	42,5	105,153	22,268	31,44
К5 РУВП 6кВ	ГС	25,878	67,815	16,755	25,878
	Двигуни	21,667	50,558	8,779	10,607
	Сума	47,545	118,373	25,534	36,485

## 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Визначаємо робочі максимальні струми для різних приєднань [11, 16]:

– Генераторів:

$$I_{\max.G} = \frac{I_{G.ном}}{0,95}. \quad (2.31)$$

– Блочних трансформаторів:

$$I_{\max.БТ} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.32)$$

– ЛЕП:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{Гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.33)$$

– Автотрансформаторів зв'язку:

$$I_{\max.ATЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (2.34)$$

– Трансформаторів власних потреб:

$$I_{\max.ТВП} = \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.35)$$

Імпульс квадратичного струму для віддаленого КЗ [11]:

$$W_k = I_{но}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.36)$$

де  $t_{вим}$  – час вимикання КЗ, с.

При КЗ на виводах генератора:

$$W_k = W_{кп} + W_{ка} = (I_C^2 + W_{*ПГ} \cdot I_{ПОГ}^2 + 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{ПОГ}) \cdot t_{вим} + \\ + (I_C^2 \cdot T_{ас} + I_{ПОГ}^2 \cdot T_{аГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{ПОГ}}{\frac{1}{T_{ас}} + \frac{1}{T_{аГ}}}), \quad (2.37)$$

де  $I_{ПОГ}$  – струм КЗ від генератора, на шинах якого відбулося коротке замикання;

$I_C$  – струм КЗ від системи та інших генераторів;

$W_{*ПГ}$ ,  $T_*$  – відносні тепловий та струмовий імпульси періодичної складової струму генератора за кривими [11].

Імпульс квадратичного струму в системі власних потреб станції:

$$W_k = I_{пос}^2 (t_{вим} + T_{асх}) + I_{под}^2 (0,5T'_Д + T_{асх}) + 2I_{пос} \cdot I_{под} (T'_Д + T_{асх}); \quad (2.38)$$

$$T_{асх} = \frac{T_{ас} I_{пос} + T_{аД} I_{под}}{I_{пос} + I_{под}},$$

де –  $T'_Д = 0,07$  с;  $T_{аД} = 0,04$  с.

ВРУ-750 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{2000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1711 \text{ (A)};$$

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

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1154 \text{ (A)};$$

$$B_K = 8,417^2 (0,2 + 0,54) = 52,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-330 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,9} = 642 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.БТ2} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 2046 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2622 \text{ (A)};$$

$$B_K = 12,019^2 (0,2 + 0,54) = 106,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Генератор G<sub>1</sub>.

$$I_{\max.G} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,95} = 28133 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.ТВП} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1517,3 \text{ (A)};$$

$$B_{K.A} = 77,538^2 \cdot 0,32 + 93,222^2 \cdot 0,58 + \frac{4 \cdot 77,538 \cdot 93,222}{\frac{1}{0,54} + \frac{1}{0,44}} = 14080,267 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{K.П} = (77,538^2 + 0,32 \cdot 93,222^2 + 2 \cdot 77,538 \cdot 93,222 \cdot 0,58) \cdot 4 = 68711,435 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_K = 14080,267 + 68711,435 = 82791,702 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max.ТВП} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 3031 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.ТR} = 3031 \text{ (A)};$$

$$T_{a.cx} = \frac{25,878 \cdot 0,064 + 21,667 \cdot 0,04}{25,878 + 21,667} = 0,053 \text{ с.}$$

$$B_K = 25,878^2 \cdot (0,3 + 0,053) + 21,667^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,053) + 2 \cdot 21,878 \cdot 25,247 \cdot (0,07 + 0,053) = 415,78 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

## 2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційних апаратів наведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір комутаційної апаратури

Розрахункові дані ВРУ-750 кВ	Каталожні дані	
	ЛТВ 800E4	РП-750-1/3200У1
1	2	3
$U_{уст} = 750 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1711 \text{ А}$ $I_{пт} = 6,157 \text{ кА}$ $i_{ат} = 9,922 \text{ кА}$  $I_{по} = 8,417 \text{ кА}$ $i_y = 22,985 \text{ кА}$ $B_K = 52,423 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 4000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,51 \cdot 50 = 36 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ - -  $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-330 кВ	ЛТВ 420E2	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2622 \text{ А}$ $I_{пт} = 11,825 \text{ кА}$ $i_{ат} = 13,514 \text{ кА}$  $I_{по} = 12,019 \text{ кА}$ $i_y = 32,865 \text{ кА}$ $B_K = 106,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 50 = 24,7 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ - -  $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУ ВП-6 кВ	ВР3-10У3	КУ10С
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 3031 \text{ А}$ $I_{пт} = 25,878 \text{ кА}$ $i_{ат} = 16,755 \text{ кА}$ $I_{по} = 25,878 \text{ кА}$ $i_y = 67,815 \text{ кА}$ $B_K = 415,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 31,5 = 10,2 \text{ кА}$ $I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 80 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ - -

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

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

*ВРУ-750 кВ:*

а) збірні шини:

$I_{\text{max}} = 1711 \text{ А}$ ;  $I_{\text{п.0}} = 8,417 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$ ;  $i_{\text{y}} = 22,895 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$ .

Вибираємо чотири проводи марки АС 650/79 [13]:

$d = 34,7 \text{ мм}$ ;  $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}$ ;  $D = 10 \text{ м}$ ,  $m_1 = 2,372 \text{ кг/м}$ ;  $a_{\text{доп}} = 3 \text{ м}$ ;

$a = 40 \text{ (см)}$ .

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.39)$$

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 1711 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 4 \cdot 1050 = 4200 \text{ (А)}.$$

Перевірка проводу на корону. Умова відсутності коронування:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (2.40)$$

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

$E$  – напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.41)$$

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

$r_0$  – радіус проводу, см.

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.42)$$

де  $U_{\max}$  – максимальна напруга установки;

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

$n$  – кількість проводів у фазі, шт.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,735}} \right) = 30,486 \text{ (кВ/см)}.$$

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

При  $n = 4$ :

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}, \end{aligned} \right\} \quad (2.43)$$

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

$$\kappa = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,735}{40} = 1,15;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,735 \cdot 40^3} = 19,907 \text{ (см)};$$

$$E = 1,15 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,735 \cdot \lg \frac{1260}{19,907}} = 25,642 \text{ (кВ/см)}.$$

$$1,07 \cdot 25,642 = 27,436 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 30,486 = 27,437 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Оскільки  $I_{\text{по}} < 20$ кА, не перевіряємо провід на електродинамічну стійкість.

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

б) відгалуження до БТ1:

Економічний переріз

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.44)$$

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

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

$$q_{\text{ек}} = \frac{900 \cdot 0,95}{1} = 855 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо проводи марки 4×АС 500/64.

$$d = 30,6 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 4 \cdot 945 = 3780 \text{ А}; m = 1,852 \text{ (кг/м)}.$$

Здійснюємо перевірку на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,53}}\right) = 30,852 \text{ кВ/см.}$$

Напруженість електричного поля навколо поверхні розщеплених проводів:

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,53}{40} = 1,133;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,53 \cdot 40^3} = 19,291 \text{ см};$$

$$E = \frac{1,133 \cdot 0,354 \cdot 1,05 \cdot 750}{3 \cdot 1,53 \cdot \lg\left(\frac{567}{19,291}\right)} = 28,435 \text{ кВ/см.}$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 30,852 = 27,77 \text{ кВ/см} > 1,07 \cdot 28,435 = 30,425 \text{ кВ/см.}$$

Умова не виконується. Отже, остаточно приймаємо провідник марки 4×АС 650/79.

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{\text{ек}} = \frac{1154}{1,5 \cdot 1} = 769,333 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За умовою коронування приймаємо чотири проводи марки АС 650/79.

Для ВРУ-330 кВ проводимо вибір струмоведучих частин аналогічно.

Результати розрахунків зведено в табл. 2.15.

*Генератор 1000 МВт.*

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід в основному колі типу ТЕКНП-24/30000-560У1:

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

$$I_{\text{max}} = 28133 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А};$$

$$i_y = 470,138 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

*РУ ВП 6 кВ:*

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-3200-125У3:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 3031 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А};$$

$$i_y = 118,373 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}.$$

Таблиця 2.15 – Струмоведучі частини АЕС

Місце установки	Тип струмопроводу або марка проводу	Примітки
ВРУ-750 кВ: – збірні шини – відгалуження до БТ <sub>1</sub> – відгалуження до АТЗ <sub>1</sub>	4×АС 650/79	Гнучкі шини
ВРУ-330 кВ: – збірні шини – відгалуження до БТ <sub>2</sub> – відгалуження до АТЗ	3×АС 500/64 3×АС 650/79 2×АС 650/79	Гнучкі шини
Турбогенератор 1000 МВт – основне коло – відгалуження до ТВП	ТЕКНП-24/30000-560У1; ТЕКНЕ-24/3150-750У1	Комплектний струмопровід
РУВП-6 кВ	ТЗК-10-3200-125У3	Комплектний струмопровід

## 2.10 Вибір кабелів для живлення електродвигунів власних потреб

Вибираємо кабель до електродвигуна власних потреб типу 2А3М-500/6000УХЛ1 [14]:  $U_{\text{ном}} = 6$  (кВ);  $P_{\text{ном}} = 500$  (кВт);  $I_{\text{ном}} = 52,4$  (А);  $\text{Cos}\varphi_{\text{ном}} = 0,92$ ;  $B_{\text{к}} = 415,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ . Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:  $v_0 = 35^\circ \text{С}$ ;  $T_{\text{max}} = 5000$  (год);  $K_2 = 0,87$  – поправочний коефіцієнт на температуру шин.

Приймаємо кабель марки ААГ, 6 кВ, трижильний,  $3 \times 50 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп.ном}} = 110$  А.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 52,4 / 1,2 = 45,167 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C};$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{415,78 \cdot 10^6}}{90} = 226,56 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Приймаємо кабель  $3 \times 240 \text{ (мм}^2\text{)}$ ,  $I_{\text{доп.ном}} = 290$  (А).

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 290 = 252,3 \text{ (А)} > I_{\text{ном}} = 52,4 \text{ (А)}.$$

## 2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-750 кВ. Розрахункові та каталожні дані ТС в таблиці 2.16. Розраховуємо вторинне навантаження ТС в табл. 2.17.

Таблиця 2.16 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора ТВ-750

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 750$ (кВ)	$U_{ном} = 750$ (кВ)
$I_{max} = 1711$ (А)	$I_{ном} = 4000$ (А)
$i_y = 22,895$ (кА)	$i_{дин} = 100$ (кА)
$B_k = 52,423$ (кА <sup>2</sup> · с)	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500$ (кА <sup>2</sup> · с)
$r_2 = 8,08$ (Ом)	$r_{ном}^2 = 20$ (Ом)

Примітка: а) варіант виконання вторинних обмоток: 0,2/10Р

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$$l_{розр} = 175 \text{ (м)};$$

г)  $I_{2ном} = 1$ (А).

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-377	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-345	0,5	–	0,5
Варметр	Д-345	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	СА3-І-680	2,5	–	2,5
Разом:		6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів:

$$r_{прил} = S_{прил} / I^2; \quad (2.45)$$

$$r_{прил} = 6,0 / 1^2 = 6 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k; \quad (2.46)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6 - 0,1 = 13,9 (\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.47)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 175 / 13,9 = 0,36 (\text{мм}^2).$$

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

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6 + 0,1 + (0,0283 \cdot 175) / 2,5 = 8,08 (\text{Ом}) < 20 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НДЕ-750:

$$U_{1\text{ном}} = 750000 / \sqrt{3} (\text{кВ}); \quad U_{3\text{дод}} = 100 (\text{В});$$

$$U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3} (\text{В}); \quad S_{2\text{ном}0,5} = 300 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження НДЕ-750

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт	Cos $\phi$	Sin $\phi$	$n_{\text{прил}},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-345	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-345	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	І-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							37	14,5

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{37^2 + 14,5^2} = 39,7 (\text{В} \cdot \text{А}) < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 300 = 900 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил  $q = 2,5$  (мм<sup>2</sup>). Вибір вимірювальних трансформаторів на інших приєднаннях станції подано в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Вимірювальні трансформатори АЕС

Місце установки	Трансформатори	
	Струму	Напруги
1	2	3
Турбогенератор 1000 МВт	ТШВ-24-30000/5	ЗНОЛ.06-24У3
Блочний трансформатор БТ <sub>1</sub> - сторона ВН: - сторона НН	ТВТ750-I-3000/1 ТШВ-24	— —
Блочний трансформатор БТ <sub>2</sub> - сторона ВН: - сторона НН	ТВТ330-I-4000/1 ТШВ-24	— —
Автотрансформатор зв'язку АТЗ - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ750-I-2000/1 ТВТ330-I-4000/1 ТШВ-15	— — ЗНОЛ.06-15У3
Робочий ТВП: - сторона ВН: - сторона НН:	ТШВ-24 ТШЛ-10	— —
Резервний ТВП TR1: - сторона ВН: - сторона НН:	ТШВ-15 ТШЛ-10	— —
Резервний ТВП TR2: - сторона ВН: - сторона НН:	ТВТ-330-I-600/5 ТШЛ-10	— —
ВРУ-750 кВ	ТВ-750	НДЕ-750-72У1
ВРУ-330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-73У1
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

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

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо на станції обмежувачі перенапруг [13]:

1. ЛЕП-750 кВ, сторона ВН АТ31 та БТ1 ОПН-750У1;
2. ЛЕП-330 кВ, сторона ВН АТ32, БТ2, ОПН-330У1;  
та сторона СН АТ31

3. Сторона НН БТ1 та БТ2	ОПН-25М;
4. Сторона НН АТЗ	ОПН -15У1;
5. Сторона НН ТВП та TR	ОПН -6У1.

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

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

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 АЕС акумуляторні батареї (АБ) є аварійними джерелами живлення систем безпеки, систем керування і захисту (СКЗ), аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв управління, автоматики, сигналізації і релейного захисту. Кількість і типи батарей визначаються у відповідності з вимогами норм технологічного проектування атомних електричних станцій [11].

Вихідні дані для розрахунку:

- номінальна напруга:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- напруга на шинах:	$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї:	$n_0 = 108$
- 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 на загально блочну акумуляторну батарею зведений в таблиці 2.19. Виходячи з тривалості аварійного навантаження, визначимо типовий номер батареї

$$N = 1,05 \cdot I_{ав} / j, \quad (2.48)$$

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

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

$j = 25 \text{ А/Н}$  [11] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електродоліту.

Таблиця 2.20 – Навантаження загальностанційної АБ АЕС (для блока 1000 МВт)

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_{пошт},$ А
Постійне навантаження	–	–	–	70	–	70	70
Аварійне освітлення	–	–	–	250	–	250	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигун аварійного маслососу ущільнень генератора	1	-	25	120	300	120	300
Електродвигун аварійного маслососу змазки турбін	1	42	42	140	130	140	130
Разом						610	600

$$N = 1,05 \cdot 610 / 25 = 25,62.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження за струмом поштовху:

$$N \geq I_{пошт} / 46, \quad (2.49)$$

$$N = 600 / 46 = 13,04.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [11]:  $N = 28$ .

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{п} = I_{пошт} / N, \quad (2.50)$$

де  $j$  – визначається по кривим [2] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача  $87\% U_{\text{ном}}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі  $5\% U_{\text{ном}}$ .

$$j = 38 \text{ A/N} > j_{\text{п}} = \frac{600}{28} = 21,43 \text{ A/N}.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторні батареї з типовим номером  $N = 28$ .

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним  $0,15 \cdot N$  [11, 16]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї

$$I_{\text{пзп}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \quad (2.51)$$

$$I_{\text{пзп}} = 70 + 0,15 \cdot 28 = 74,2 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою

$$U_{\text{пзп}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (2.52)$$

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

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

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (2.53)$$

$$I_{\text{пзп дод1}} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ (A)};$$

$$U_{\text{пзп дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (2.54)$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{зп} = I_{пост} + 5 \cdot N;$$

$$I_{зп} = 70 + 5 \cdot 28 = 210 \text{ (A)};$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

Остаточню встановлюємо АБ типу Varta.

## 2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ

Для ВРУ-750 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 2.9.

Вихідні дані для розрахунку [16]:

а) висота блискавко відбору:  $h = 60 \text{ (м)}$ ;

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

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

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ v_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (2.55)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (2.56)$$

де  $L$  – відстань між сусідніми блискавко відборами, м.

Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ наведені в табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h <sub>0</sub> , м	B <sub>x</sub> , м	r <sub>x</sub> , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 11-12, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20	35	59,2	46,4	24,4
1-11, 2-12, 3-13, 4-14, 5-15, 6-16, 7-17, 8-18, 9-19, 10-20	88	54,7	32,9	24,4
1-12, 2-11, 2-13, 3-12, 3-14, 4-13, 4-15, 5-14, 5-16, 6-15, 6-16, 7-16, 7-18, 8-17, 8-19, 9-18, 9-20, 10-19	94,7	53,9	30,5	24,4

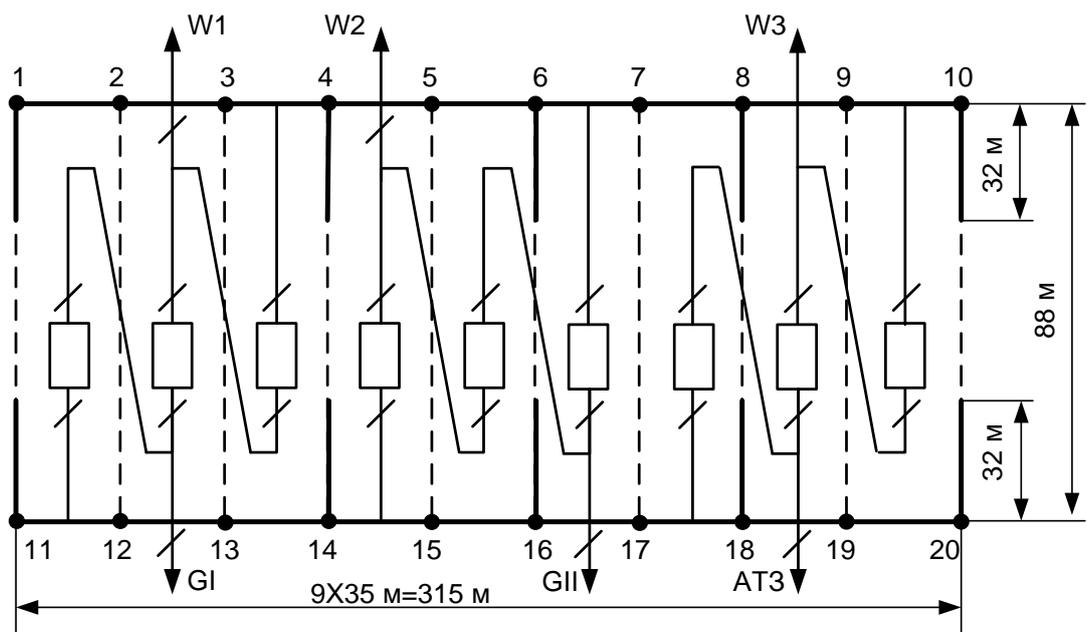


Рисунок 2.9 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-750 кВ

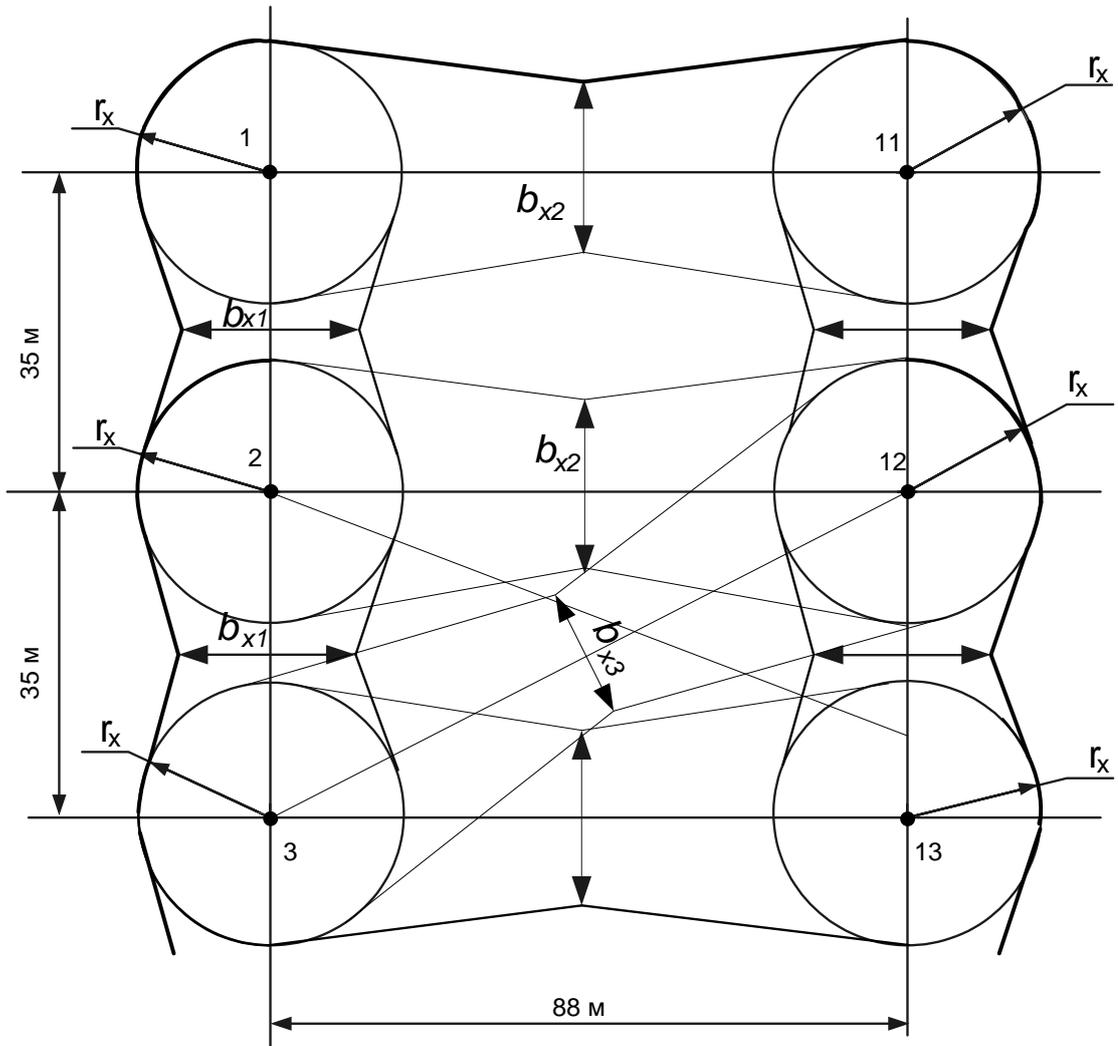


Рисунок 2.10 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 750кВ зверху  
(фрагмент)

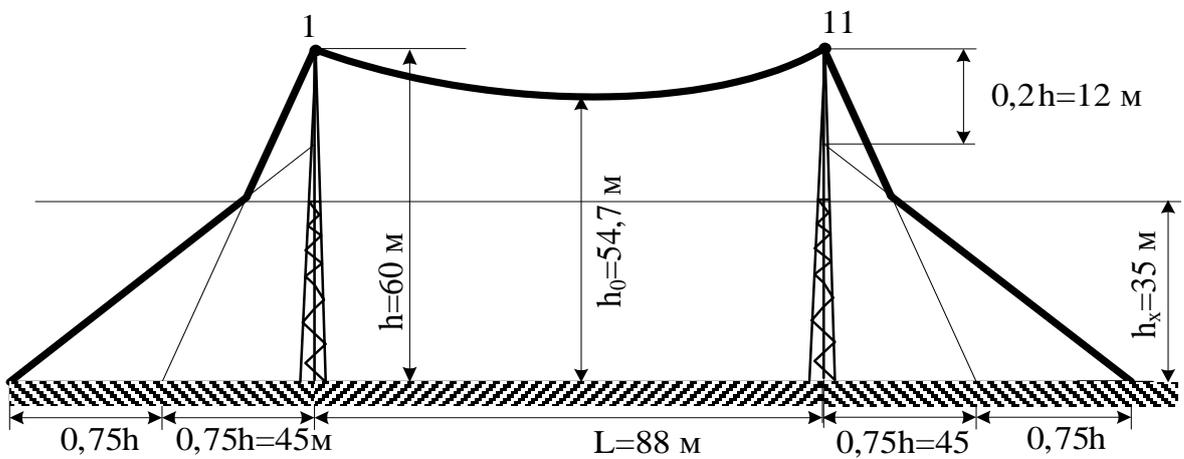


Рисунок 2.11 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 750кВ збоку

### **3 ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТ БЛОЧНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

Трансформатори всіх типів виготовляють відповідно до шкали номінальних потужностей, встановленої стандартами. Цією шкалою охоплюються трансформатори потужністю від 10 кВА до 1000000 і 1250000 кВА.

Основними вимогами, що висуваються до трансформаторів, є надійність роботи й економічність [11, 13].

Стан електроустаткування, що виконує функцію електропостачання, в тому числі і трансформаторів, багато в чому визначає ефективність основного виробництва. Вихід з ладу обладнання системи електропостачання може спричинити за собою небезпеку для життя людей, розлад складного технологічного процесу, масовий недовідпуск продукції та іншої матеріальної шкоди. Тому однією з головних цілей монтажу та подальшої експлуатації електрообладнання є забезпечення необхідного рівня його надійності протягом усього терміну служби [18].

Технічна експлуатація трансформаторів, електричних машин, а також іншого устаткування включає в себе такі етапи [18]:

- транспортування;
- зберігання;
- монтаж;
- введення в експлуатацію;
- технічне обслуговування під час експлуатації;
- ремонт та утилізацію при настанні граничного стану.

#### **3.1 Транспортування та зберігання трансформаторів**

Масляні трансформатори відправляються заводом-виробником повністю складеними і залитими маслом. Крупні високовольтні трансформатори відправляються частково демонтованими (без розширювача та високовольт-

них вводів), залитими маслом нижче кришки. Надмасляний простір усередині бака заповнюється інертним газом або сухим повітрям.

Масляні трансформатори, а також демонтовані на час транспортування великі вузли і деталі (розширювач, вихлопна труба, маслоочищуючі і термосифонні фільтри тощо) транспортуються без упаковки на відкритих залізничних платформах. Вони повинні бути надійно захищені від попадання вологи на усіх етапах перевезення до монтажу на місці встановлення. Вводи напругою до 35 кВ, комплектуюча апаратура та прилади, система охолодження, вироби кріплення та запасні частини відправляються упакованими разом з трансформатором. Маслонаповнені вводи класу напруги 66-750 кВ транспортуються на місце встановлення трансформатора в упаковці заводу-виробника вводів [18].

Сухі трансформатори транспортуються у власній упаковці, яка гарантує їх збереження від механічних пошкоджень та безпосередньої дії вологи при транспортуванні і зберіганні.

Після доставки масляного трансформатора до місця зберігання (але не більше, ніж через 10 днів) перевіряють стан ізоляції трансформатора та проводять його підготовку до монтажу або тривалого зберігання. При тривалому знаходженні активної частини трансформатора без масла стан ізоляції погіршується, а відновлення її характеристик потребує значного часу та матеріальних витрат.

Рівень масла в розширювачах трансформаторів, які транспортуються з повністю залитим маслом, повинен знаходитись в межах рівня, який контролюється за маслопоказником. Пробивна напруга масла марки ТК у баку трансформатора повинна бути не нижче 50 кВ/мм,  $\text{tg}\delta$  – не більше 0,02 при 70 °С. Пробивна напруга масла в баку контактора пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) повинна бути не менше 45 кВ/мм, вологоутримання – не більше 0,0025%. При задовільних результатах перевірки властивостей масла трансформатор дозволяється зберігати до початку монтажу без обмеження терміну.

У трансформаторів, які не повністю залиті маслом, перевіряється герметичність надмасляного простору, пробивна напруга,  $\text{tg}\delta$  та наявність вологи в маслі, а також параметри масла в баку контактора пристрою РПН. Характеристики масла повинні відповідати вказаним раніше вимогам. При відсутності надлишкового тиску або вакууму бак перевіряють на герметичність та при необхідності герметичність відновлюється.

Якщо при перевірках виявляються відхилення від норм, приймають заходи щодо усунення причин, які привели до погіршення стану ізоляції, і прискорення монтажу трансформатора [18, 20].

Силові трансформатори, а також трансформатори струму повинні зберігатися під навісом (група ОЖ4) у власних кожухах, які герметично закриті і залиті маслом. Комплектуюча апаратура, кріплення, спеціальний інструмент, сухі вводи напругою 6–35 кВ зберігають у заводській упаковці в закритому сухому приміщенні (група ЖЗ). Маслонаповнені вводи зберігають у вертикальному положенні та слідкують за відсутністю течі і нормальним рівнем масла по маслопоказчику.

Обладнання маслоохолоджувачів зазвичай розташовують під навісом на відкритому повітрі (група ОЖ4), при цьому охолоджувачі і термосифонні фільтри повинні мати заглушки на фланцях. Вентилятори та електричні двигуни з відповідною консервацією зберігаються в ящиках.

Всі операції з транспортування, розвантаження та зберігання трансформатора до його монтажу повинні оформлятися відповідними актами.

### **3.2 Монтаж блочних трансформаторів**

Монтаж трансформаторів і трансформаторних підстанцій виконується відповідно до вимог будівельних норм і правил (БНіП), Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС) та монтажних інструкцій заводів-виробників [18, 19]. Перед монтажем потрібно переконатися у відповідності виконання обладнання умовам його експлуатації. Необхідно детально ознайомитись з проектом обладнання,

технічними даними машин і апаратів (за каталогом або з натури), з кресленнями та нормами заводу-виробника і з вимогами замовника.

Організація електромонтажних робіт включає інженерну підготовку, в ході якої розробляють [18]:

- технічний проект на базі вивчення проектно-кошторисної документації електричної частини відповідного енергетичного об'єкта;
- економічне обґрунтування;
- проект організації робіт;
- проект виконання робіт;
- необхідні креслення, монтажні схеми і технологічні карти на проведення робіт;
- мережеві графіки на проведення монтажних та пусконаладжувальних робіт.

При прийманні фундаментів під трансформатори повинні бути перевірені наявність і правильність установки анкерів для кріплення тягових пристроїв при перекочуванні трансформаторів і наявність фундаментів під домкрати для розвороту ковзанок [20].

В ході підготовчих робіт повинні бути підготовлені в необхідній кількості трансформаторне масло, ємності для його зберігання, індикаторний силікагель для термосифонних фільтрів і повітряосушувач.

Трансформатор встановлюється на фундамент таким чином, щоб його кришка мала підйом у напрямку до розширювача не менше 1%. Це необхідно для забезпечення безперешкодного проходження газів з бака до газового реле, що встановлюється в мастилопроводі між баком і розширювачем.

Нормативні документи (БНіП, ДСТУ та інші) передбачають монтаж трансформатора без ревізії його активної частини, якщо не порушувалися умови транспортування, розвантаження та зберігання трансформатора. Крім того, при необґрунтованій ревізії завод-виробник має право зняти гарантію, встановлену на трансформатор.

Ревізія активної частини допускається лише в тому випадку, коли зовнішні ознаки або результати вимірювань вказують на можливі внутрішні

пошкодження. При виникненні необхідності в ревізії активної частини трансформатора вживаються заходи для захисту ізоляції обмоток від попадання в неї вологи з навколишнього повітря.

Після проведення всіх робіт по ревізії активної частини її промивають сухим трансформаторним маслом, встановлюють в бак, після чого ущільнюють всі місця з'єднань кришки з баком (герметизують трансформатор).

Трансформатори з природним масляним охолодженням М (ONAN) потужністю до 1600 кВА транспортуються разом з радіаторами охолодження, трансформатори потужністю 2500 кВА і більш – з демонтованими радіаторами.

У трансформаторів з примусовою циркуляцією повітря Д (ONAF) і примусовою циркуляцією повітря і масла ДЦ (OFAF) системи охолодження на час транспортування демонтуються і встановлюються на місці монтажу трансформатора.

### **3.3 Вмикання блочних трансформаторів**

Перед вмиканням трансформатора проводяться його випробування, вимірювання та перевірки в обсязі, передбаченому нормами [20]:

- вимірювання опору ізоляції обмоток;
- вимірювання тангенса кута діелектричних втрат;
- випробування ізоляції обмоток підвищеною напругою промислової частоти;
- вимірювання опору обмоток постійному струму;
- перевірка коефіцієнта трансформації;
- перевірка групи з'єднань обмоток;
- вимірювання втрат холостого ходу;
- випробування трансформаторного масла;
- випробування бака на герметичність;
- перевірка перемикаючого пристрою (РПН), пристроїв охолодження і засобів захисту масла.

Результати вимірювань, випробувань і перевірок оформляються відповідними актами і протоколами.

Перше вмикання трансформатора під напругу допускається проводити не раніше ніж через 12 годин після останнього доливання масла. На час першого пробного включення трансформатора максимальний захист встановлюється з нульовою витримкою часу, сигнальні контакти газового захисту перез'єднують на відключення.

При задовільних результатах першого включення з трансформатора знімається напруга, змінюється уставка максимального захисту, сигнальні контакти газового захисту перез'єднуються на сигнал. Потім кілька разів включають і відключають трансформатор на номінальну напругу для відбудови диференційного захисту від кидків струму намагнічування. При задовільних результатах пробних включень трансформатор включається під навантаження і здається в експлуатацію.

### **3.4 Експлуатація блочних трансформаторів**

#### **3.4.1 Огляд трансформаторів**

Огляди трансформаторів є засобом візуального контролю їх стану при експлуатації. Огляди проводяться без відключення трансформаторів з такою періодичністю [18, 20]:

- головних понижуючих трансформаторів підстанцій з постійним чергуванням персоналу – 1 раз на добу;
- інших трансформаторів електроустановок з постійним і без постійного чергування персоналу – не рідше 1 разу на місяць.

Позачергові огляди трансформаторів проводяться:

- після несприятливих кліматичних впливів, наприклад, після різкої зміни температури навколишнього повітря;
- після спрацьовування газового захисту на сигнал;
- після відключення трансформатора газової або диференціальним захистом.

Під час оглядів трансформаторів перевіряються:

- показання всіх вимірювальних приладів (термометрів,
- термосигналізатор, мановакуумметрів та інших);
- стан зовнішньої ізоляції трансформатора (відсутність тріщин і відколів порцеляни, ступінь забруднення поверхні);
- стан ошиновки, кабельних введів і доступних для спостереження контактних з'єднань;
- стан фланцевих з'єднань маслопроводів і відсутність течі масла;
- наявність і рівень масла в розширювачі і маслонаповнених вводах;
- стан контуру заземлення;
- стан маслоприймальних пристроїв (гравійної засипки);
- при закритій установці трансформаторів перевіряється стан приміщення, справність вентиляції, наявність засобів пожежогасіння.

Одним з показників стану трансформатора служить характер шуму або гудіння, що видає трансформатор (прослуховування ведеться при відключених вентиляторів). Не повинно бути потріскувань і клацань, пов'язаних з розрядами в баку трансформатора; гудіння має бути рівномірним без періодичних змін рівня або тону.

### **3.4.2 Перевантаження трансформаторів**

Розрізняють допустимі систематичні та аварійні перевантаження. У зв'язку з можливістю систематичних перевантажень вводиться поняття навантажувальної здатності трансформатора.

В процесі експлуатації неминує виникає питання про допустимість тих або інших відхилень від номінального режиму. Ці відхилення наводяться у відповідних стандартах, технічних умовах або інструкціях. Так, усі силові трансформатори відповідно до ГОСТ 11677-85 повинні допускати тривале навантаження зі струмом, який дорівнює 1,05 від номінального, якщо напруга ні на одній з обмоток не перевищує номінальну [18].

Крім того, трансформатори класів напруги до 35 кВ включно (потужністю понад 630 кВ·А) та усі трансформатори класів напруги 110 – 1150 кВ допускають тривалу роботу при струмах не вище номінальних, якщо напруга на

будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки не перевищує 110% від її номінального значення. При цьому напруга на будь-якій з обмоток не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу  $U_m$ , яка залежить від класу напруги  $U_{кл}$ .

Тривале допустиме навантаження (перевантаження) трансформаторів є систематичним. Величини навантаження ( $\beta = I/I_{ном}$ ) нормуються згідно ГОСТ 14209-85 «Трансформатори силові масляні загального призначення».

Навантаження трансформатора понад номінальне значення допускається тільки при справній та повністю увімкненій системі охолодження. Тривало допустимі систематичні навантаження (перевантаження) не викликають зниження розрахункового терміну служби трансформатора, тому що за період графіка навантаження забезпечується нормальне або знижене зношування ізоляції.

Допустиме аварійне перевантаження трансформаторів більше тривало допустимого навантаження. При роботі в цьому режимі виникає підвищене у порівнянні з нормальним зношування ізоляції, що може призвести до скорочення терміну служби трансформатора, якщо при подальшій роботі це зношування не буде скомпенсоване зниженими зношуваннями при малих навантаженнях. Максимальна величина перевантаження складає 100% ( $\beta = 2$ ).

Зниження аварійного перевантаження залежить від його тривалості, навантаження в попередньому режимі та температури охолоджувального середовища і визначається максимально допустимою температурою найбільш нагрітої точки обмотки (160 °С для масляних трансформаторів класів напруги 110 кВ та нижче і 140 °С для трансформаторів класу напруги понад 110 кВ) та максимально допустимою температурою масла у верхніх шарах (115 °С) [18].

В аварійних режимах допускається короткочасне перевантаження трансформаторів з будь-якою системою охолодження, незалежно від тривалості та значення попереднього навантаження, температури навколишнього сере-

довища і категорії розташування. Величина та тривалість аварійних навантажень відповідно до правил експлуатації електростанцій наведені нижче:

#### Масляні трансформатори

Навантаження, $\beta$	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0
Тривалість, хв.	120	80	45	20	10

#### Сухі трансформатори

Навантаження, $\beta$	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Тривалість, хв.	60	45	32	18	5

Перевантаження бувають систематичні та аварійні.

Систематичні перевантаження характерні для змінного графіка навантаження (годинного, добового, місячного), аварійні перевантаження виникають у випадках необхідності забезпечити електропостачання споживачів, незважаючи на перевантаження трансформатора і можливе зменшення його терміну служби [18].

Значення допустимих та систематичних перевантажень масляних трансформаторів потужністю до 100 МВА встановлено ГОСТ 14209-85, а для інших трансформаторів – технічними умовами, інструкціями або стандартами.

Величина систематичних перевантажень обмежується середнім зносом ізоляції  $F_{cp}$ , який не повинен бути більше 1:

$$F_{cp} = \sum F_i \cdot t_i / T \leq 1, \quad (3.1)$$

де  $F_i, t_i$  – відносний знос ізоляції при  $i$ -му навантаженні тривалістю  $t_i$ ;

$T = \sum t_i$  – тривалість графіка навантаження, який розглядається, (звичай 24 год.).

При розрахунку зносу ізоляції впроваджують додаткові обмеження. Для систематичних перевантажень – максимальне навантаження  $\beta_M \leq 1,5$ , температура обмотки в найбільш нагрітій точці  $\theta_{o.n.h.T} \leq 140^\circ\text{C}$ , температура

масла у верхніх шарах  $\theta_M \leq 95^\circ\text{C}$ ; для аварійних перевантажень – максимальне навантаження  $\beta_M \leq 2,0$ , температура обмотки в найбільш нагрітій точці  $\theta_{\text{о.н.н.т}} \leq 160^\circ\text{C}$  (для класів напруги до 110 кВ) та  $\theta_{\text{о.н.н.т}} \leq 140^\circ\text{C}$  (для класів напруги понад 110 кВ), температура масла у верхніх шарах  $\theta_M \leq 115^\circ\text{C}$ . Обмеження за потужністю визначаються характеристиками вводів та пристроїв регулювання напруги.

### 3.5 Ремонт трансформаторів

За об'ємом ремонтних робі розрізняють: поточний (експлуатаційний) ремонт, капітальний ремонт без заміни обмоток, капітальний ремонт з заміною обмоток, але без ремонту магнітної системи, капітальний ремонт з заміною обмоток і частковим або повним ремонтом магнітної системи.

Ремонт за типовою номенклатурою називають *ревізією*. При ревізії активну частину трансформатора виймають з бака (або піднімають знімну частину бака) і без розбирання активної частини (розшихтування магнітопровода та знімання обмоток) виконують її огляд (ревізію). Крім того, виконують цілу низку інших обов'язкових робіт, в які входять: обробка масла, заміна сорбентів, ущільнень, а в деяких випадках – сушіння активної частини і контрольні випробування [19, 20].

За призначенням ремонт може бути планово-попереджувальним (профілактичним) та післяаварійним, як і при ремонті електричних машин. Періодичність їх проведення залежить від результатів профілактичних випробувань та наявності дефектів, які виявлено в процесі експлуатації та при зовнішньому огляді трансформатора. Крім того, у зазначені терміни передбачається розкриття головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, через які передається основна частина електроенергії, і трансформаторів власних потреб підстанції. Розкриття здійснюють через вісім років після введення трансформаторів в експлуатацію. Трансформатори розкривають та оглядають також після тривалого транспортування до місця установа. Планово-

попереджувальний капітальний ремонт виконують за порівняно не тривалий час.

Терміни виконання післяаварійного ремонту визначаються такими обставинами: можливістю заміни трансформатора, наявністю резерву, категорією споживачів, яким трансформатор постачає електроенергією тощо. Капітальний ремонт із заміною обмоток і ізоляції, переізолюванням електротехнічної сталі потребує значних матеріальних, трудових затрат і часу [19].

За характером робіт, які виконуються, виділяють: відновлювальний ремонт, реконструкцію і модернізацію трансформаторів. При відновлювальному ремонті параметри трансформатора і конструкція вузлів та деталей не змінюється. При реконструкції параметри трансформатора зберігаються, а конструкція ряду вузлів змінюється. В процесі модернізації змінюють параметри трансформатора і, як правило, окремі частини конструкції.

Поточний ремонт призначений для перевірки стану обмеженої кількості вузлів і деталей, що швидко зношуються, і відносно нескладних в ремонті, з усуненням виявлених дефектів, щоб забезпечити безвідмовну роботу трансформатора до наступного планового (поточного або капітального) ремонту. При поточному ремонті виконується огляд та чищення вузлів і деталей (як правило, відносно легкодоступних), в тому числі забрудненої зовнішньої ізоляції, ліквідація невеликих дефектів, заміна неосновних вузлів і деталей, а також вимірювання, випробування та огляди з метою виявлення та уточнення робіт, які потрібно виконати в ході капітального ремонту.

Поточний ремонт також включає комплекс робіт з нагляду за трансформаторним маслом: спускання бруду і конденсату з розширювача, перевірка маслопоказжчика та доливання при необхідності масла в розширювач, перевірку і заміну сорбенту в термосифонному (адсорбційному) фільтрі та осушувачі повітря. Аналогічні роботи виконують на маслonaповнених вводах.

В ході ремонту здійснюють очищення зовнішніх поверхонь бака і кришки, перевірку спускних кранів і ущільнень, цілість мембрани вихлопної труби і запобіжного клапану, оглядають охолоджувальні пристрої, виконують чищення їх зовнішніх поверхонь, перевіряють та змащують підшипники

вентиляторів, електродвигунів і насосів. Оглядають і перевіряють пристрої регулювання під навантаженням (привод, контактор), а також перемикач регулювання без збудження, перевіряють пристрої релейного захисту, прилади контролю температури і тиску масла, систему азотного захисту, відповідні вторинні кола [19].

Одночасно з поточним ремонтом трансформатора здійснюють перевірку та опробування пристроїв його захисту та автоматики, в тому числі автоматики та сигналізації систем охолодження і пожежогасіння. В ході поточного ремонту виконують випробування ізоляції та контактних з'єднань, в тому числі опору контактів перемикачів відгалужень (на всіх положеннях).

Потрібно зауважити, що при поточному ремонті опір ізоляції трансформаторів вимірюють в тих випадках, коли не потрібна розшировка трансформатора. Опір ізоляції вимірюють при випробуваннях, які проводять для оцінювання стану трансформатора при появі ознак несправності.

Оцінювання стану ізоляції при поточному ремонті трансформатора здійснюється в такому ж об'ємі, як при введенні його в експлуатацію. Зазвичай суміщають визначення характеристик ізоляції трансформатора та його введів.

При проведенні планового *капітального ремонту* велике значення надається умовам розкриття активної частини. В цьому випадку тривалість ремонту невелика і якщо ізоляція трансформатора не зволожена, сушіння активної частини в об'єм ремонту не входить.

Зараз для виключення зволоження ізоляції при розгерметизації та зливанні масла використовується технологія, яка дозволяє подовжити час знаходження активної частини без масла до 100 годин. Технологія полягає в подаванні в бак трансформатора підсушеного повітря з відносною вологістю не вище 20%. Для отримання сухого повітря використовують спеціальну установку, яка має цеолітові адсорбенти та підігрівач повітря. Установка також може бути використана для підсушування ізоляції.

Силові трансформатори в залежності від потужності і класу напруги поділяються на групи (габарити) від I до VIII, кожна група містить трансформатори, які достатньо близькі за масою і габаритними показниками [19, 20].

Капітальний ремонт трансформаторів I÷III габаритів та частково IV габариту здійснюють, як правило, на спеціалізованих ремонтних підприємствах хоча в більшості випадків використовується індивідуальний метод ремонту, сучасні ремонтні підприємства організують його виконання в умовах, максимально наближених до заводських за рівнем організації та обладнання, що використовується.

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

### **4.1 Визначення кошторисної вартості спорудження електричної станції**

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

При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС здійснюють користуючись питомими капіталовкладеннями. Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку занесено в таблицю 4.1 [21-24].

Таблиця 4.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження АЕС

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі в % по виду робіт						
		Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші витрати		Загальна вартість
		%	грн	%	грн	%	грн	
1. Підготовка території будівництва	1,8	50	405000000	2,0	16200000	48	388800000	810000000
2. Об'єкти основного виробничого призначення	15000	70	3150000000	29,5	1327500000	0,5	225000000	4500000000
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,0	803	3613500000	20	90000000	-	-	450000000
4. Об'єкти енергетичного господарства	1,2	88	475200000	12	64800000	-	-	540000000
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0	93	1255500000	7,0	94500000	-	-	1350000000
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8	90	1134000000	10	126000000	-	-	1260000000
7. Благоустрій території	0,3	100	135000000	-	-	-	-	135000000
8. Тимчасові будівлі та споруди	4,0	80	1440000000	10	180000000	10	180000000	1800000000
9. Інші роботи та витрати	4,0	-	-	-	-	100	1800000000,0	1800000000
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	0,2	-	-	-	-	100	67500000	67500000
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5	-	-	-	-	100	225000000,0	225000000
12. Проектні та пошукові роботи	6,5	-	-	-	-	100	2925000000	2925000000
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	1,0	-	-	-	-	100	450000000,0	450000000
14. Всього:			39958200000		13846500000		6261300000	56812500000

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

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / P_{\text{вст}}, \quad (4.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 56812500000 / 3000000 = 18938 \text{ (грн/кВт)}.$$

де  $K_{\Sigma 0}$  – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС, грн.

## 4.2 Визначення собівартості вироблення електроенергії

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

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

### 4.2.1 Визначення величини амортизаційних витрат

Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій використовується прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, що амортизується, на очікуваний період часу використання об'єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 – будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини; 2 – транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку; 3 – силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії, 4 – ЕОМ. Згідно з нормативним строком експлуатації норми

амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює:

1 група - 2%, 2 група - 10%, 3 група - 6%, 4 група - 15%.. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%, 4 група - 6%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в таблиці 4.1) за наступними формулами:

$$ОФ_1 = 0,7 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5});$$

$$ОФ_2 = \sum K_5;$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш.};$$

$$ОФ_4 = \sum K_{інш.},$$

де  $K_{БМР}$  – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи;

$K_{БМР5}$  – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу таблиці 4.1;

$K_5$  – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку);

$K_{об.}$  – вартість обладнання АЕС;

$K_{обл5}$  – вартість обладнання АЕС по п'ятому розділу таблиці 4.1;

$K_{інш.}$  – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

$$ОФ_1 = 0,7 \cdot (39958200000 - 12555000000) = 27091890000 \text{ грн.}$$

$$ОФ_2 = 12500000000 \text{ грн..}$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (39958200000 - 12555000000) + (13846500000 - 945000000) + 62613000000 = 35494380000 \text{ грн.}$$

$$ОФ_4 = 62613000000 \text{ грн.}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

$$S_a = \sum O\Phi_i \cdot H_i \quad (4.2)$$

де  $S_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 65020536000 \cdot 0,07 + 32400000000 \cdot 0,28 + 85186512000 \cdot 0,20 + \\ + 15027120000 \cdot 0,06 = 23397567120 \text{ грн.}$$

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань АЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	27091890000	7%	1896432300
ОФ2	13500000000	28%	3780000000
ОФ3	35494380000	20%	7098876000
ОФ4	6261300000	6%	375678000
Разом	70197570000		9748986300

#### 4.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

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

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot P_{вст}, \quad (4.3)$$

де  $k_{шт}$  – штатний коефіцієнт для і-го типу блока, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$k_{шт}$  для АЕС 3000 МВт дорівнює 0,6;

$$Ч = 3000 \cdot 0,6 = 1800 \text{ чоловік.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії у співвідношенні показаному в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Розподіл персоналу на категорії

Категорія працівників	АЕС	Кількість чоловік
Робітники	78%	1404
ІТР	18%	324
Службовці	3,5%	63
МОП	0,5%	9

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

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (4.4)$$

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

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

Річний фонд зарплати підприємства визначається за формулою:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп.роб.} + S_{зп.МОП}) + 1,8 \cdot (S_{зп.ІТР} + S_{зп.сл.})) \cdot k_k \cdot k_b, \quad (4.5)$$

де  $S_{зп.роб.}$ ,  $S_{зп.МОП}$ ,  $S_{зп.ІТР}$ ,  $S_{зп.сл.}$  – нарахована зарплата за рік, відповідної категорії персоналу;

$k_k$  – 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).

$$\begin{aligned} S_{зп} &= (1,57 \cdot (212284800 + 777600) + 1,8 \cdot (83980800 + 10206000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 485142550,2 \text{ (грн)}. \end{aligned}$$

Таблиця 4.4 – Розмір нарахованої заробітної плати за рік в цілому по АЕС

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Нарахована зарплата за рік, грн
Робітники	12600	212284800
ІТР	21600	83980800
Службовці	13500	10206000
МОП	7200	777600
Разом за рік		307249200

### 4.2.3 Розрахунок витрат на паливо

Усі особливості визначення витрат на паливо для АЕС пов'язані з особливостями використання ядерного палива. Ціна свіжого ядерного палива враховує усі затрати паливного циклу, і для розімкненого паливного циклу може бути виражена при допомозі наступної формули:

$$C_{\text{СВ}} = C_{\text{Поч}} + C_{\text{Зб}} + C_{\text{Виг}} + C_{\text{Тсв}} + C_{\text{Вит}}, \quad (4.6)$$

де  $C_{\text{Поч}}$  – початкова ціна ядерного палива;

$C_{\text{Зб}}$  – ціна збагачення палива по  $U^{235}$ ;

$C_{\text{Виг}}$  – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$C_{\text{Тсв}}$  – ціна транспортування свіжого палива;

$C_{\text{Вит}}$  – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

$$C_{\text{СВ}} = 3150 + 6650 + 9700 + 31100 = 50600 \text{ (грн./кг)}.$$

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по наступному виразу:

$$S_{\text{П}} = \frac{100 \cdot C_{\text{СВ}} \cdot W_{\text{вир}}}{24 \cdot V_{\text{яг}} \cdot \eta_{\text{АЕС}}^{\text{н}}}, \quad (4.7)$$

де  $W_{\text{вир}}$  – кількість виробленої за рік електроенергії;

$V_{\text{яг}}$  – середня глибина вигорання ядерного палива в стаціонарному режимі, МВт·доба/т.

$$S_{\Pi} = \frac{100 \cdot 50600 \cdot 50763484}{24 \cdot 18100 \cdot 33,4} = 7214793231 \text{ (грн.)}$$

#### 4.2.4 Розрахунок інших витрат

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

$$S_{\text{ін}} = (S_{\text{а}} + S_{\text{зп}}) \cdot P_{\text{р}}, \quad (4.8)$$

де  $P_{\text{р}}$  – процент інших витрат, що визначається по графіку ( для станції з встановленою потужністю 3000 МВт –  $P_{\text{р}} = 4 \%$  ).

$$S_{\text{ін}} = (375678000 + 485142550,2) \cdot 4\% = 409365154 \text{ (грн.)}$$

#### 4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва:

$$S = S_{\text{а}} + S_{\text{зп}} + S_{\Pi} + S_{\text{ін}}; \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} S &= 9748986300 + 485142550,2 + 7214793231 + 409365154 = \\ &= 17858287235,5 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / W_{\text{відп}}, \quad (4.10)$$

де  $W_{\text{відп}}$  – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год,

$$W_{\text{відп}} = 19679626,85 \text{ (МВт·год)}.$$

$$C = 17858287235,5 \cdot 100 / (19679626,85 \cdot 1000) = 90,75 \text{ (коп/кВт}\cdot\text{год)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 – Результати розрахунку собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	9748986300	54,59%	49,54
Зарплата	485142550,20	2,72%	2,47
Паливо	7214793231,2	40,40%	36,66
Інші	409365154	2,29%	2,08
Разом	17858287235,5	100%	90,75

### 4.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих АЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Основні техніко-економічні показники АЕС

Потужність станції	3000	МВт
Склад обладнання	3×1000	
Річний виробіток електроенергії	20687578,34	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	5 %	
Коефіцієнт обслуговування	0,5	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	56812500000	грн.
Питомі капітальні вкладення	18938	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	90,75	коп/кВт·год

В даному розділі дипломного проекту були підраховані економічні показники спроектованої АЕС потужністю 3000 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії  $C = 90,75$  коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на АЕС.

## 5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

У цьому розділі магістерської кваліфікаційної роботи розглянуті заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок проєктованої АЕС потужністю 3000 МВт. Під час виконання робіт з монтажу та обслуговування електрообладнання електростанцій передбачається створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці і виробництва продовольчих товарів. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на оперативно-ремонтний персонал, що обслуговує блочні трансформатори, відповідно до прийнятої класифікації [25- 27]:

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, переважно аерозолі фіброгенної дії (металевий і будівельний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні та емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У цьому розділі будуть досліджені такі питання як технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час обслуговування та ремонту блочних трансформаторів на АЕС.

## **5.1 Організаційні рішення з безпечної організації робочих місць під час експлуатації трансформаторів**

На основі аналізу літературних джерел [25-28] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту силових трансформаторів слід вживати організаційних заходів. Під час експлуатації трансформаторів, їхніх пускорегулювальних пристроїв і захистів повинна бути забезпечена їх надійна робота під час пуску та у робочих режимах.

До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, перекладів на інше робоче місце і закінчення роботи.

Наряд – це завдання на безпечне виробництво робіт, що визначає їх місце і зміст, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання робіт. Наряд випикується на бланку спеціальної форми. Розпорядження - це завдання на виробництво робіт, визначальний їх зміст, місце і час, заходи безпеки і осіб, яким доручено виконання цих робіт. Наряди і розпорядження видають особи, що мають групу по електробезпеці не нижче V в електроустановках напругою вище 1000 В, і не нижче IV в установках напругою до 1000 В. Наряд на роботу випикується під копірку в двох екземплярах і видається оперативному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця до роботи

При роботі по наряді бригада повинна складатися не менше ніж з двох чоловік – виробника робіт і члена бригади. Виробник робіт відповідає за правильність підготовки робочого місця, виконання необхідних для виробництва робіт заходів безпеки. Він же проводить інструктаж бригади про ці заходи, забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту, такеажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряді в електроустановках напругою вище 1000 В, повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, в установках до 1000 В і для робіт, що виконуються по розпорядженню, – не нижче III.

Допуск до роботи здійснюється допускаючим - відповідальною особою з оперативного персоналу. Перед допуском до роботи відповідальний керів-

ник і виробник робіт разом з тим, що допускає перевіряють виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Після цього той, що допускає перевіряє відповідність складу бригади і кваліфікації включених в неї осіб, прочитує по наряду прізвища відповідального керівника, виробника робіт, членів бригади і зміст дорученої роботи; пояснює бригаді, звідки знята напруга, де накладені заземлення, які частини ремонтovanого і сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови виробництва робіт повинні дотримуватися; указує бригаді межі робочого місця і переконується, що все їм сказане зрозуміло бригадою. Після роз'яснень допускаючий доводить бригаді, що напруга відсутня, наприклад, в установках вище 35 кВ за допомогою накладення заземлень, а в установках 35 кВ і нижче, де заземлення не видно з місця роботи, - за допомогою покажчика напруги і дотиком рукою до струмоведучих частин.

З моменту допуску бригади до робіт для попередження порушень вимог техніки безпеки виконавець робіт або спостерігач здійснює нагляд. Спостерігачу забороняється суміщати нагляд з виробництвом якої-небудь роботи і залишати бригаду без нагляду під час її виконання. Вирішується короткочасна відсутність одного або декількох членів бригади. За відсутності виробника робіт, якщо його не може замінити відповідальний керівник або особа, що видала даний наряд, або особа з оперативного персоналу, бригада виводиться з розподільного пристрою, двері РУ закриваються і оформлюється перерва в роботі.

Періодично перевіряється дотримання працюючими правил техніки безпеки. При виявленні порушень ПТБ або виявленні інших обставин, загрозливих безпеці працюючих, у виробника робіт відбирається наряд і бригада віддаляється з місця роботи.

При перерві в роботі впродовж робочого дня бригада віддаляється з РУ, після перерви жоден з членів бригади не має права увійти в РУ у відсутність виконавця робіт або спостерігаючого, оскільки під час перерви можуть відбутися зміни в схемі, виробництва робіт, що відбиваються на умовах. Після закінчення робіт робоче місце упорядковується, приймається

відповідальним керівником, який після виведення бригади виконавцем робіт розписується в наряді про їх виконання. Оперативний персонал оглядає устаткування і місце роботи, перевіряє відсутність людей, сторонніх предметів, інструменту, знімає заземлення і перевіряє відповідно до прийнятого порядку обліку, видаляє тимчасову огорожу, знімає плакати «Працювати тут», «Влізати тут», встановлює на місце постійні огорожі, знімає плакати, вивішені до початку роботи. Після закінчення перерахованих робіт наряд закривається і включається електроустановка.

Вмикати електроустановку після проведення ремонтних робіт можна тільки після отримання на це дозволу (розпорядження) працівника, який видає дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск.

Дозвіл (розпорядження) на вмикання електроустановки слід видавати тільки після отримання повідомлень від усіх допускатів і керівників робіт, яким було дано дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск в цій електроустановці, про повне закінчення робіт та можливість вмикання електроустановки.

Організаційними заходами з безпеки робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, є:

- визначення необхідності і можливості безпечного виконання робіт у порядку поточної експлуатації;
- складання і затвердження переліку робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, з урахуванням місцевих умов;
- призначення виконавців (виконавця) робіт з кваліфікацією, достатньою для виконання робіт у порядку поточної експлуатації [28].

## **5.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць**

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування і ремонту трансформаторів, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню кому-

таційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів.

У електроустановках напругою вище 1000 В з усіх боків, звідки може бути подана напруга на місце роботи, при відключенні повинен бути видимий розрив, який здійснюється відключенням роз'єднувачів, віддільників і вимикачів навантаження без автоматичного включення їх за допомогою пружин, встановлених на самих апаратах. Видимий розрив можна створити, знявши запобіжники, або від'єднавши, або знявши шини і дроти. Силкові трансформатори відключаються з обох боків, щоб виключити зворотну трансформацію. Щоб уникнути помилкового або мимовільного включення комутаційних апаратів виконують наступні заходи [28]:

- ручні приводи у відключеному положенні і стаціонарні огорожі замикають на механічний замок;
- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, відключають силкові ланцюги і ланцюги оперативного струму;
- у вантажних і пружинних приводів вмикаючий вантаж або пружини приводять в неробоче положення.

У електроустановках напругою до 1000 В залежно від конструкції замикають рукоятки або дверці шафи, вкривають кнопки, встановлюють між контактами ізолюючі накладки, від'єднують кінці проводів від вмикаючої котушки. Відключене положення апаратів з недоступними для огляду контактами визначається перевіркою відсутності напруги. На приводах ручного і ключах дистанційного керування комутаційної апаратури вивішують заборонні плакати «Не включати. Працюють люди», а на повітряних і кабельних лініях - «Не включати. Робота на лінії». Залежно від місцевих умов і характеру роботи не відключені струмоведучі частини, доступні для ненавмисного дотику на час роботи, захищають щитами, екранами з ізоляційних матеріалів, ізолюючими накладками або встановлюють спеціальні пересувні огорожі.

Робоче місце захищають канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях, по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх – «Не влізай. Уб'є!»). На всіх підготовлених робочих місцях після накладення заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених ділянок.

Відсутність напруги перевіряють між всіма фазами, кожною фазою і землею, кожною фазою і нульовим дротом.

Для включення на паралельну роботу трансформаторів необхідне їх попереднє фазування, тобто визначення однойменних фаз, що підлягають з'єднанню. Фазування проводять на відключених роз'єднувачах, вимикачах або кабелях, від'єднаних від лінійних роз'єднувачів. На цій роботі повинні бути зайняте не менше двох осіб, що мають III і IV групи.

Оперативний персонал (або працівники електролабораторії під його спостереженням) проводить фазування по розпорядженню. Без участі оперативного персоналу фазування проводять по наряду.

Під час експлуатації і випробувань трансформаторів їх баки повинні бути заземлені.

Забороняється знаходження на кришці бака і підйом інструментів і інших предметів на кришку бака під час роботи трансформатора.

Огляд газового реле слід здійснювати із спеціального майданчика стаціонарних сходів трансформатора [28].

Під час огляду працюючого трансформатора забороняється знаходитися в зоні викиду масла із запобіжного клапана або вихлопної труби.

Забороняється наближатися до трансформатора, що знаходиться під напругою з явними ознаками пошкодження: сторонні шуми, розряди на ізоляторах, сильна (струменем) тіч масла і ін.

Забороняється перемикати рукояткою пристрій РПН трансформатора, що знаходиться під напругою.

На працюючому трансформаторі затиски вторинних обмоток вбудованих трансформаторів струму повинні бути замкнуті накоротко за допомогою спеціальних перемичок в шафі затисків або приєднаннями вторинних ланцюгів захисту, електроавтоматики, і вимірювань. При цьому забороняється розривати ланцюги, підключені до вторинних обмоток трансформаторів струму без попереднього закорочування обмоток перемичкою.

Зварювальні роботи на непрацюючому трансформаторі, при необхідності, слід виконувати тільки після заповнення його маслом до рівня 200 - 250 мм вище за місце зварювання щоб уникнути займання пари масла.

Під час проведення зварювальних робіт, з метою усунення течі масла в трансформаторі, необхідно створити вакуум, який забезпечує припинення течі масла в місці зварки.

Для виконання монтажних або ремонтних робіт усередині бака трансформатора необхідно продути бак трансформатора сухим чистим повітрям і забезпечити природну вентиляцію відкриттям верхніх і нижніх люків. В процесі виконання робіт необхідно здійснювати безперервний контроль за людьми, що знаходяться усередині бака трансформатора.

Під час заповнення трансформатора маслом або під час зливу масла бак трансформатора і виводи його обмоток повинні бути заземлені, щоб виключити появу електростатичних розрядів.

Необхідно уникати попадання і тривалої дії трансформаторного масла на шкіру.

### **5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ**

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (320 \times 100) = 32000 \text{ м}^2$ ;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

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

$$\rho_2 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

грунт – пісок; склад однорідний;

вологість нормальна; кліматична зона – III.

- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2$  м;

- глибина закладання заземлення:  $t = 0,6$  м;

- число вертикальних заземлювачів:  $n_B = 60$  шт;

- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_B = 4,0$  м.

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

План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ наведено на рисунку 5.1.

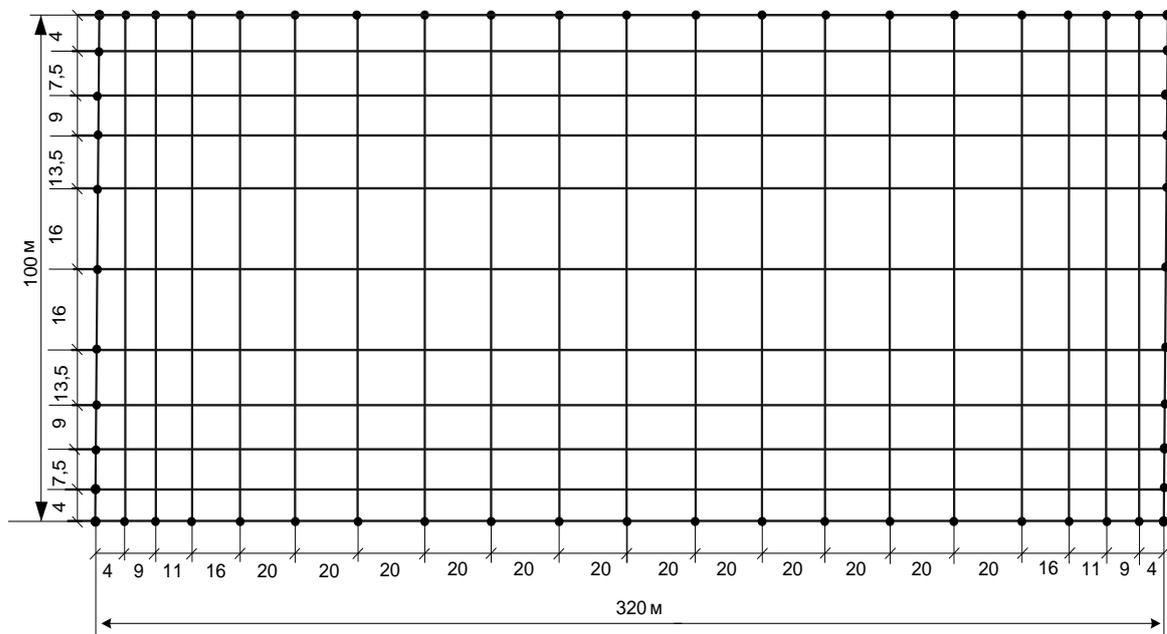


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Опір штучного заземлюючого пристрою [16]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_T + L_B}, \quad (5.1)$$

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

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

$L_{\Gamma}, L_B$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

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

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.2)$$

Визначаємо середню відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{P}{n_B} = \frac{2 \cdot (100 + 320)}{60} = 14 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 600/300 = 2;$$

$$a/l_B = 14/4 = 3,5;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{32000} = 178,885 \text{ (м).}$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,7}{309,6} = 0,02 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,02 = 0,427;$$

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

$$L_{\Gamma} + L_B = (320 \cdot 11 + 100 \cdot 21) + 4 \cdot 78 = 5860 \text{ м.}$$

З [16] визначаємо, що  $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,188$ .

$$\rho_{\text{екв}} = 1,188 \cdot 300 = 356,4 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{шт}} = 0,425 \cdot \frac{356,4}{178,885} + \frac{356,4}{5860} = 0,908 \text{ (м)} > 0,5 \text{ (м)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача системи «трос-опори»  $R_{\text{п1}} = 1,2 \text{ Ом}$ , та «фундамент опори»  $R_{\text{п2}} = 1,0 \text{ Ом}$ .

Тоді опір заземлювача :

$$R_3 = \frac{R_{ш} \cdot R_{п1} \cdot R_{п2}}{R_{ш} \cdot R_{п1} + R_{ш} \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}};$$

$$R_3 = \frac{0,908 \cdot 1,2 \cdot 1}{0,908 \cdot 1,2 + 0,908 \cdot 1 + 1,2 \cdot 1} = 0,351 (\text{Ом}) < 0,5 (\text{Ом}).$$

Отже, в даному розділі проведено аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням силових трансформаторів АЕС;

розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування трансформаторів;

запропоновано параметри заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ, які відповідають нормам діючих вимог.

Урахування та виконання запропонованих заходів з безпечної експлуатації електроустановок дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час обслуговування та ремонту силових трансформаторів.

## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язано актуальну задачу – підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проектування електричної частини атомної електростанції потужністю 3000 МВт з аналізом питань обслуговування та ремонту блочних трансформаторів.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

1. Проаналізовано та засвоєно методи, які використовують під час проектування атомних електростанцій.

2. Розроблено електричну частину атомної електричної станції потужністю 3000 МВт. Обрано основне обладнання, запроєктовано структурну схему станції. Станція видає потужність, згідно завдання, на трьох класах підвищеної напруги. Обрано схеми електричних з'єднань ВРУ 750 та 330 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб АЕС. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційної апаратури. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачів перенапруг, високочастотні загороджувачі та установку постійного струму.

3. Проведено аналіз задач експлуатаційного та ремонтного персоналу станції під час обслуговування та ремонту блочних трансформаторів.

4. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів на станції. Розроблено технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час експлуатації блочних трансформаторів на ЕС та основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам. Розраховано заземлювальний пристрій та грозозахист ВРУ-750 кВ.

5. Розраховано техніко-економічні показники АЕС, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на АЕС становить 90,75 коп/кВт·год.

Отже в роботі було розв'язано всі поставлені задачі.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://surl.li/ecbzw> 1. Ядерна енергетика. Навч. посібн. / Азаренкова Н. А., Булавин Л. А., Залюбовський І. І. та ін. Х.: ХНУ ім. Каразіна, 2012. 535 с.
2. Проєкт Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
3. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
4. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем / Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
5. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/chastka-teplovoyi-generaciyi-v-zagalnomu-virobnictvi-elektroenergiyi-z-2016-roku-zmenshilas-na-5>
6. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roku-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
7. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
8. URL: <http://ap1000.westinghousenuclear.com/index.html>
9. 10 Major Nuclear Energy Developments to Watch in 2025. URL: <https://www.nuclearbusiness-platform.com/media/insights/10-major-nuclear-energy-developments-to-watch-in-2025>
10. A new era for nuclear energy beckons as projects, policies and investments increase URL: <https://www.iea.org/news/a-new-era-for-nuclear-energy-beckons-as-projects-policies-and-investments-increase>

11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
13. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Мінерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
14. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
15. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. Київ, 2016. 42 с.
16. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проектування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.
17. 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.
18. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.
19. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. ІІ. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2015. 115 с.
20. Лагутін В.М. Випробування електричних машин і трансформаторів в електроенергетичних системах / В. М. Лагутін, В. Ц. Зелінський, О. Б. Бурикін. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2008. – 114 с.

21. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Ринок енергії» для студентів за напрямом підготовки 6.05.07.01 «Електротехніка та електротехнології» всіх форм навчання / Н. І. Кулик. Рівне: НУВГП, 2017. 33 с.

22. Економіка енергетики: підручник / За ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник. Суми: Університетська книга, 2015. 378 с.

23. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі» / Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

24. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001 – 95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

25. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

26. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

27. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=21826](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826).

29. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

29. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

30. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

## ДОДАТОК А

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Електрична частина атомної електростанції потужністю 3000 МВт з аналізом обслуговування та ремонту блочних трансформаторів»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Матвієнко С. В.

(прізвище, ініціали, посада)

## Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	84%
Загальна схожість	16%

## Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований

Системою щодо роботи

Автор

(підпис)

Бабич Д. О.

(прізвище, ініціали)

## Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневецький С. Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

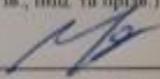
(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

**ДОДАТОК Б**  
**(обов'язковий)**  
**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)

" 10 " 03 2025 р.

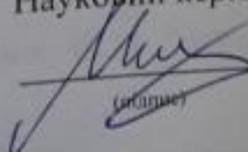
**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

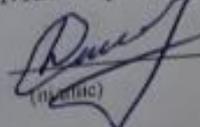
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ**  
**ПОТУЖНІСТЮ 3000 МВт З АНАЛІЗОМ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА**  
**РЕМОНТУ БЛОЧНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.МКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

  
 \_\_\_\_\_  
 (підпис) **Матвієнко С. В.**

Магістр групи ЕС-23мз

  
 \_\_\_\_\_  
 (підпис) **Бабич Д. О.**

Вінниця 2025 р.

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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків атомних електростанцій України скоро досягнуть свого кінцевого терміну експлуатації. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих АЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 96 від 20 березня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини теплових електростанцій і підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проектування електричної частини атомної електростанції потужністю 3000 МВт та розрахунком релейного захисту блока;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

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

Передбачається спорудження АЕС у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування атомної електростанції потужністю

3000 МВт з трьома турбоагрегатами одиначною потужністю 1000 МВт. В системі, приєднання до якої знаходиться на відстані 1200 км, потужність віддається по ЛЕП 750 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 330 кВ;

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

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

– показники технологічності: проєктування 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 проєктування 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	21.03.25	23.03.25	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проєктування АЕС	24.03.25	28.03.25	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	29.03.25	15.04.25	розділ 2 ПЗ
4	Обслуговування та ремонт блочних трансформаторів станцій	16.04.25	25.04.25	розділ 3 ПЗ

5	Економічна частина	26.04.25	05.05.25	розділ 4 ПЗ
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.05.25	12.05.25	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.25	22.05.25	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	23.05.25	01.06.25	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	02.06.25	04.06.25	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	05.06.25	10.06.25	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада червня		Доповідь та відповіді на запитання

### **7. Очікувані результати**

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини АЕС потужністю 3000 МВт з аналізом обслуговування та ремонту блочних трансформаторів електростанції 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

(довідковий)

### Спрощення схем під час розрахунку струмів КЗ

К-2:

З урахуванням знайдених опорів у СЗ відносно К1, згортаємо еквівалентну схему заміщення станції відносно точки К2 (рисунок В.1-В.2).

$$X_{\Delta} = X_{\text{АТ.ВН}} \cdot (X_4 + X_5);$$

$$X_{\Delta} = 1,051 \cdot (2,05 + 2,507) = 4,789;$$

$$X_8 = X_4 + \frac{X_{\Delta}}{X_5};$$

$$X_8 = 2,05 + \frac{4,789}{2,507} = 3,96;$$

$$X_9 = X_5 + \frac{X_{\Delta}}{X_4};$$

$$X_9 = 2,507 + \frac{4,789}{2,05} = 4,843;$$

$$X_{10} = \frac{X_9 \cdot X_3}{X_9 + X_3};$$

$$X_{10} = \frac{4,843 \cdot 5,091}{4,843 + 5,091} = 2,482.$$

$$I''_{\text{ПО.ТГЛ,2,3}} = \frac{1,13}{2,482} \cdot 16,981 = 7,731 \text{ (кА)};$$

$$I''_{\text{ПО.С}} = \frac{1}{3,96} \cdot 16,981 = 4,288 \text{ (кА)}.$$

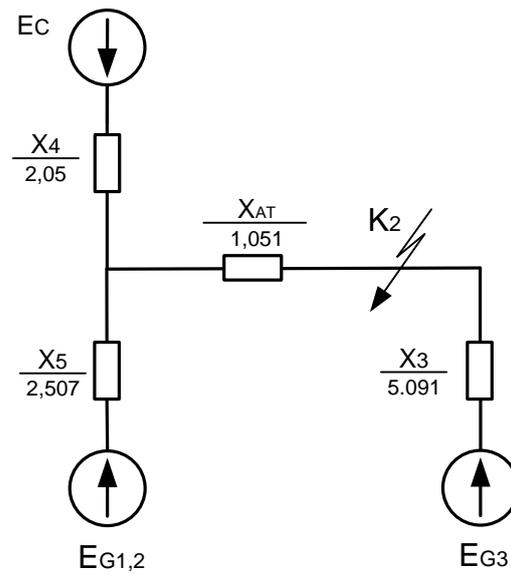


Рисунок В.1 – Проміжна СЗ відносно точки К2

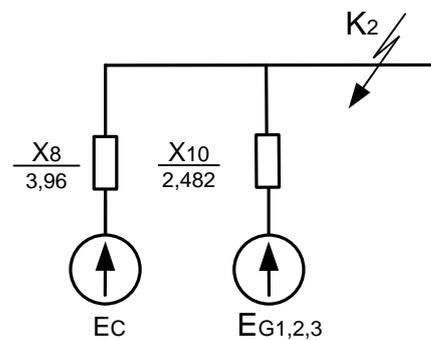


Рисунок В.2 – Кінцева СЗ відносно точки К2

Згортаємо еквівалентну схему заміщення станції відносно точки К3 (рисунок В.3-В.5).

$$X_{11} = \frac{X_2 \cdot X_6}{X_2 + X_6};$$

$$X_{11} = \frac{5,014 \cdot 6,142}{5,014 + 6,142} = 2,76;$$

$$X_{\Delta} = X_{\text{БТ1}} \cdot (X_4 + X_{11});$$

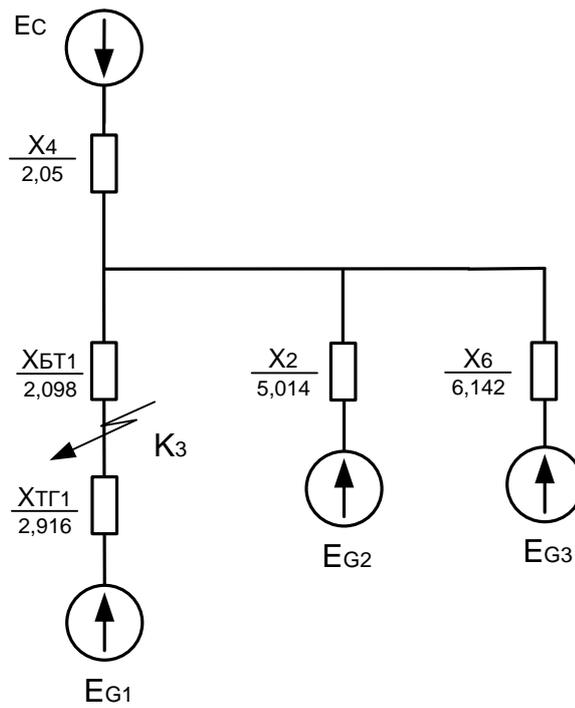


Рисунок В.3 – Проміжна СЗ відносно точки К3

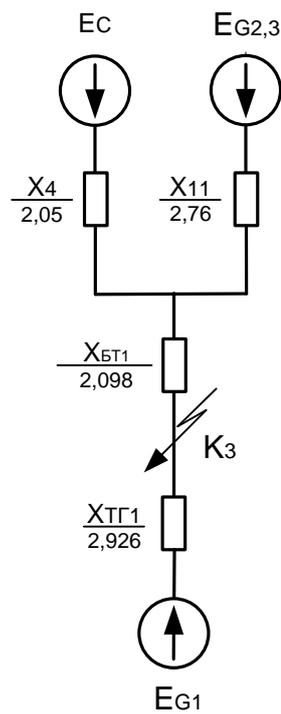


Рисунок В.4 – Проміжна СЗ відносно точки К3

$$X_{\Delta} = 5,014 \cdot (2,05 + 2,76) = 10,092;$$

$$X_{12} = X_4 + \frac{X_{\Delta}}{X_{11}}.$$

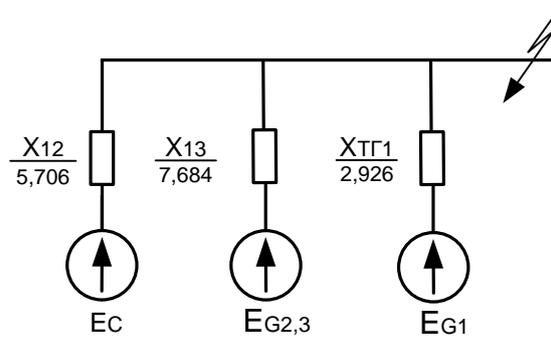


Рисунок В.5 – Кінцева СЗ відносно точки КЗ

$$X_{12} = 2,05 + \frac{10,092}{2,76} = 5,706 ;$$

$$X_{13} = X_{11} + \frac{X_{\Delta}}{X_4} ;$$

$$X_{13} = 2,76 + \frac{10,092}{2,05} = 7,684 .$$

$$I_{\text{П0.ТГ1}}'' = \frac{1,13}{2,916} \cdot 240,563 = 93,222 \text{ (кА)} ;$$

$$I_{\text{П0.ТГ2,3}}'' = \frac{1,13}{7,684} \cdot 240,563 = 35,379 \text{ (кА)} ;$$

$$I_{\text{П0.С}}'' = \frac{1}{5,706} \cdot 240,563 = 42,159 \text{ (кА)} .$$

З урахуванням знайдених опорів у СЗ відносно КЗ згортаємо еквівалентну схему заміщення станції відносно точки К4 (рисунок В.6-В.8).

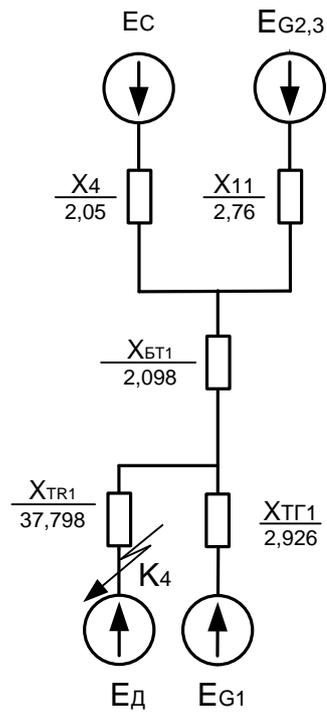


Рисунок В.6 – Проміжна СЗ відносно точки К4

$$X_{14} = \frac{X_{11} \cdot X_4}{X_{11} + X_4};$$

$$X_{14} = \frac{2,76 \cdot 2,05}{2,76 + 2,05} = 1,176;$$

$$X_{15} = X_{14} + X_{BT1}.$$

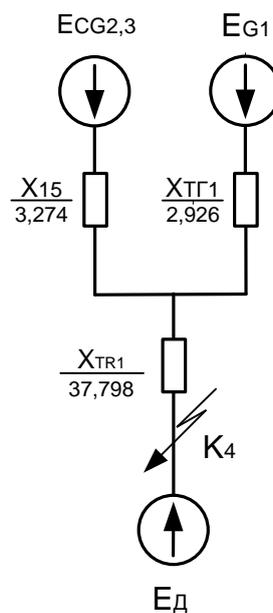


Рисунок В.7 – Проміжна СЗ відносно точки К4

$$X_{15} = 1,176 + 2,098 = 3,274;$$

$$X_{16} = X_{15} + X_{ТГ};$$

$$X_{16} = 3,274 + 2,916 = 6,19;$$

$$X_{17} = X_{16} + X_{ТR1}.$$

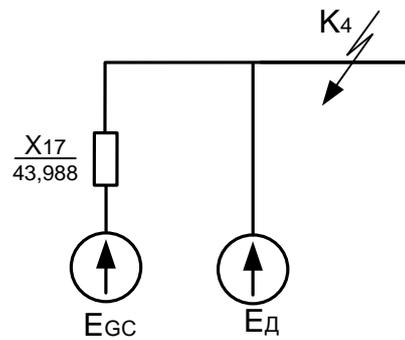


Рисунок В.8 – Кінцева СЗ відносно точки К4

$$X_{17} = 6,19 + 37,798 = 43,988.$$

$$I''_{П0.ГС} = \frac{1}{43,988} \cdot 916,429 = 20,833 \text{ (кА)};$$

$$I''_{П0.Д} = 4 \cdot \frac{\Sigma P_{НОМ}}{U_{НОМ}}; \quad (2.50)$$

$$\Sigma P_{НОМ} = \frac{1,25 \cdot S_{ТR.роз}}{2}; \quad (2.52)$$

$$\Sigma P_{НОМ} = \frac{1,25 \cdot 52}{2} = 32,5 \text{ (МВт)}$$

$$I''_{П0.Д} = 4 \cdot \frac{32,5}{6} = 21,667 \text{ (кА)}.$$

Згортаємо еквівалентну схему заміщення станції відносно точки К5 (рисунок В.9-В.11).

$$X_{\Delta} = X_{АТ.НН} (X_4 \cdot X_5 + X_4 \cdot X_3 + X_3 \cdot X_5);$$

$$X_{\Delta} = 1,752 \cdot (2,05 \cdot 2,507 + 2,05 \cdot 5,091 + 5,091 \cdot 2,507) = 49,65;$$

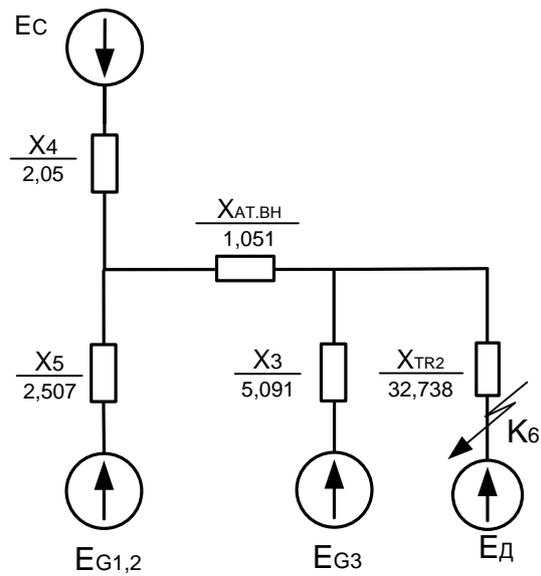


Рисунок В.9 – Проміжна СЗ відносно точки К5

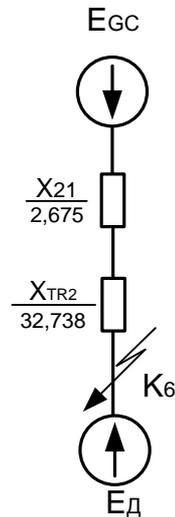


Рисунок В.10 – Проміжна СЗ відносно точки К5

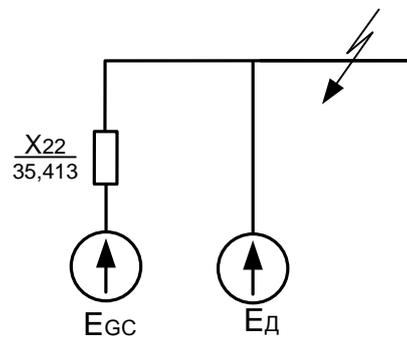


Рисунок В.11 – Кінцева СЗ відносно точки К6

$$X_{18} = X_4 + \frac{X_{\Delta}}{X_3 + X_5};$$

$$X_{18} = 2,05 + \frac{49,65}{5,091 \cdot 2,507} = 5,94;$$

$$X_{19} = X_5 + \frac{X_{\Delta}}{X_4 + X_3}.$$

$$I''_{\text{П0.ГC}} = \frac{1}{35,413} \cdot 916,429 = 25,878 \text{ (кА)}.$$

$$X_{19} = 2,507 + \frac{49,65}{2,05 \cdot 5,091} = 7,264$$

$$X_{20} = X_3 + \frac{X_{\Delta}}{X_4 + X_5};$$

$$X_{20} = 5,091 + \frac{49,65}{2,05 \cdot 2,507} = 14,752;$$

$$X_{21} = \frac{1}{\frac{1}{X_{18}} + \frac{1}{X_{19}} + \frac{1}{X_{20}}};$$

$$X_{21} = \frac{1}{\frac{1}{5,94} + \frac{1}{7,264} + \frac{1}{14,752}} = 2,675;$$

$$X_{22} = X_{21} + X_{\text{RT2}};$$

$$X_{22} = 2,675 + 32,738 = 35,413.$$

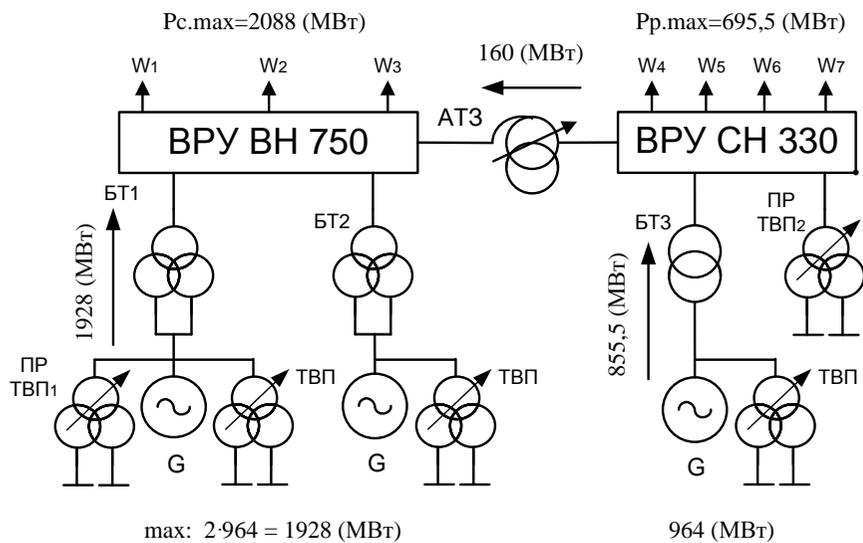
**ДОДАТОК Г**  
**(обов'язковий)**

**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

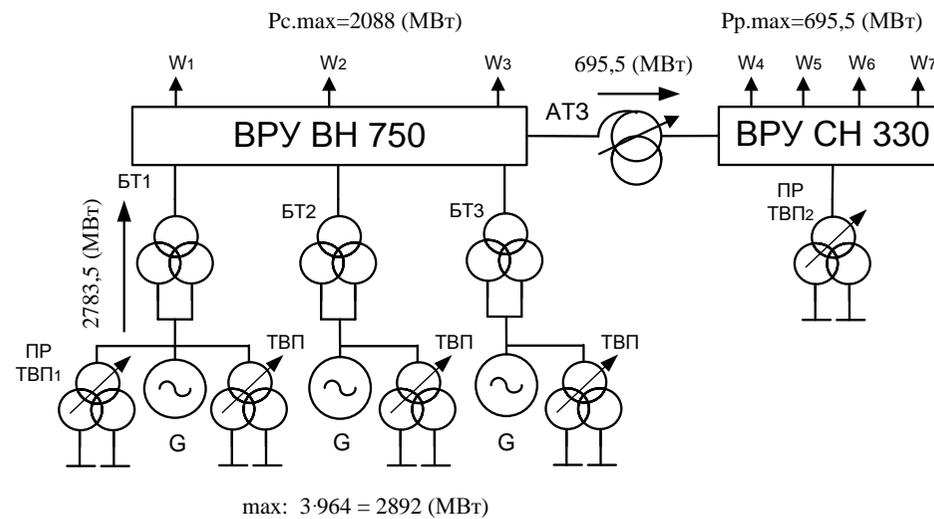
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ**  
**ПОТУЖНІСТЮ 3000 МВт З АНАЛІЗОМ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА**  
**РЕМОНТУ БЛОЧНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

# 1. ВАРІАНТИ СХЕМ АЕС

## СТРУКТУРНІ СХЕМИ АЕС



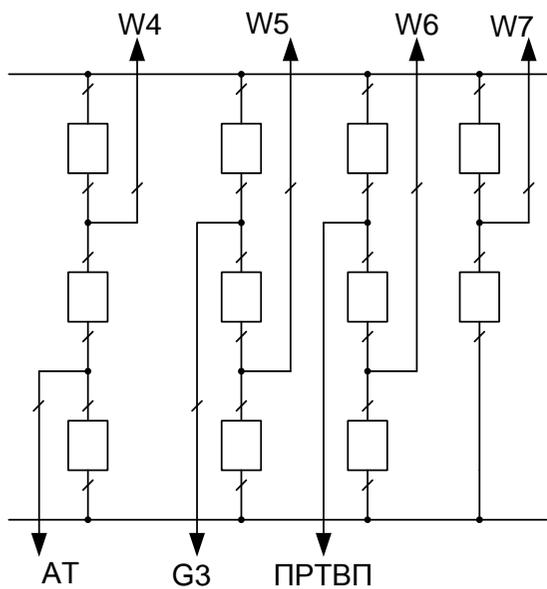
а) I варіант



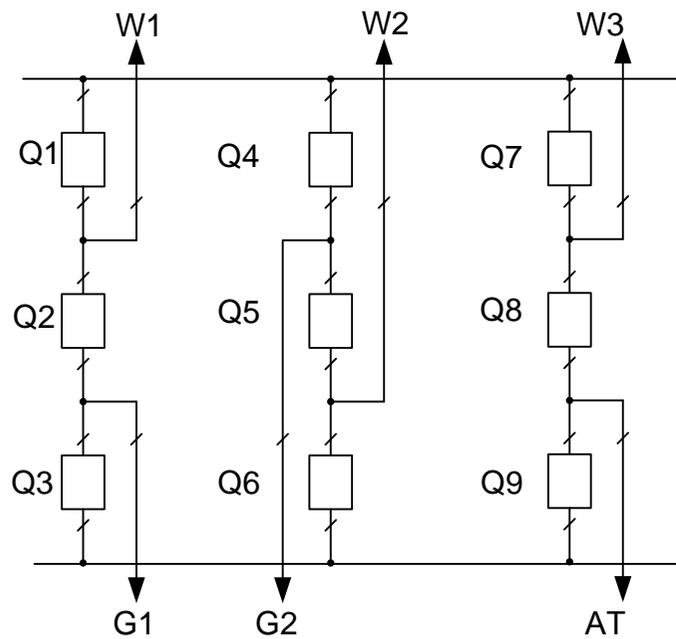
б) II варіант

## СХЕМИ ВРУ 750 ТА 330 КВ

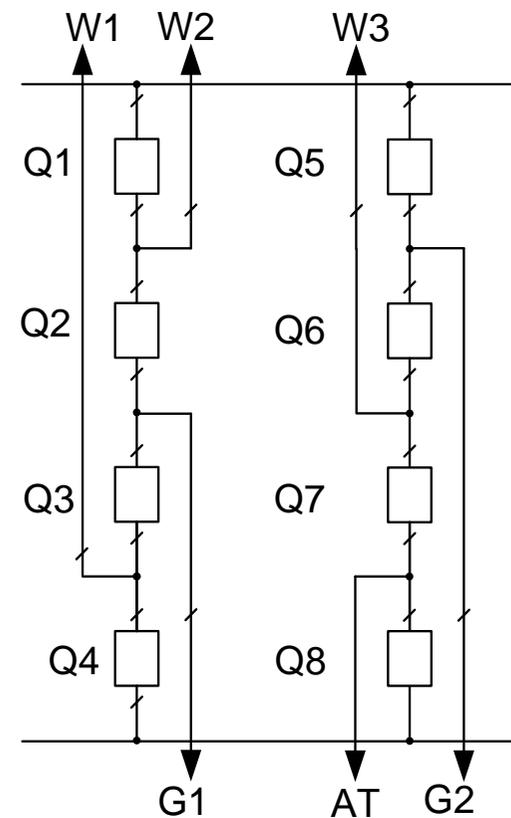
### СХЕМА ВРУ-330 КВ



### СХЕМИ ВРУ-750 КВ

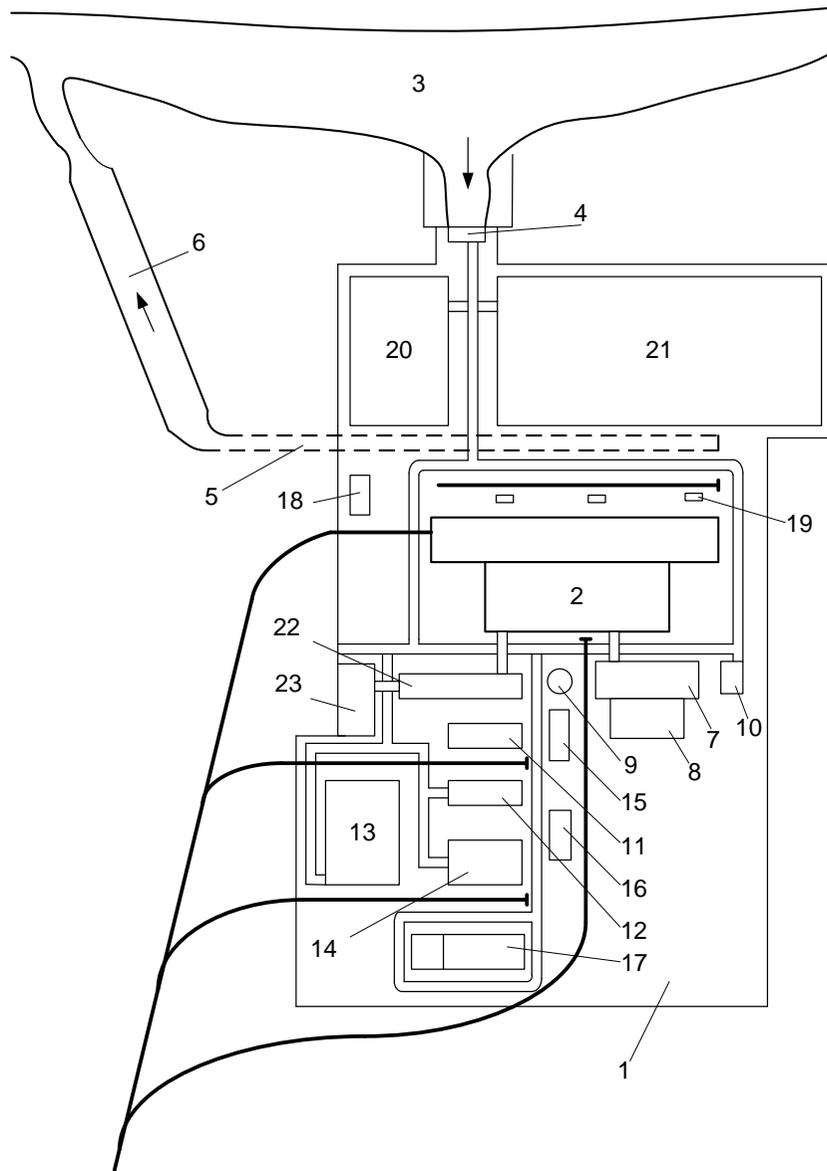


а) I вариант



б) II вариант

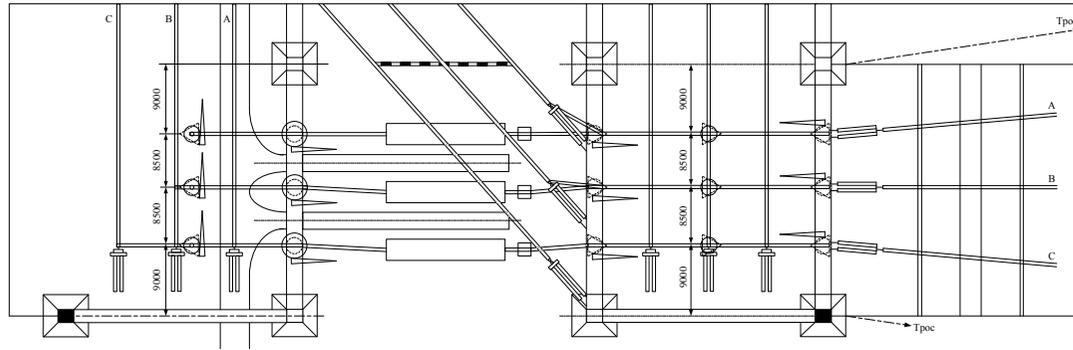
## 2. КОМПОНУВАННЯ СПОРУД АЕС НА ВИРОБНИЧОМУ МАЙДАНЧКУ



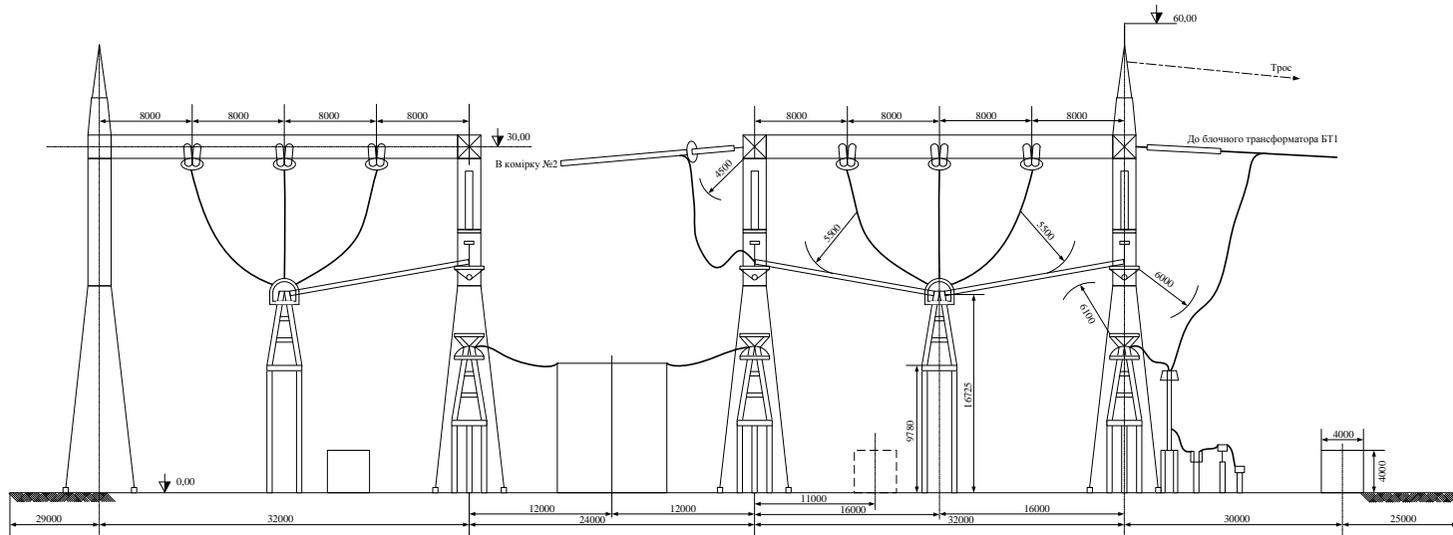
- 1 – виробничий майданчик
- 2 – головний корпус
- 3 – берегова лінія водосховища
- 4 – берегова насосна
- 5 – скидний трубопровід
- 6 – скидний канал
- Спеціальні споруди, призначені для усунення, дезактивації та збереження радіоактивних відходів:
- 7 – корпус спецводоочищення,
- 8 – сховища радіоактивних відходів
- 9 – вентиляційна труба
- 10 – дизель-генераторна
- 11 – допоміжні виробничі будівлі та споруди: хімводоочищення
- 12 – допоміжна котельня
- 13 – об'єднаний допоміжний корпус і майстерні
- 14 – склад
- 15 – пожежна охорона
- 16 – гараж
- 17 – маслогосподарство
- 18 – азотно-киснева станція з метою пожежобезпеки віддалені на периферію промислового майданчика.
- 19 – трансформатори блоків
- 20 – ВРУ СН (330 кВ),
- 21 – ВРУ ВН (750 кВ)
- 22 – інженерно-побутовий корпус
- 23 – адміністративно-службовий корпус



## 4. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-750 КВ

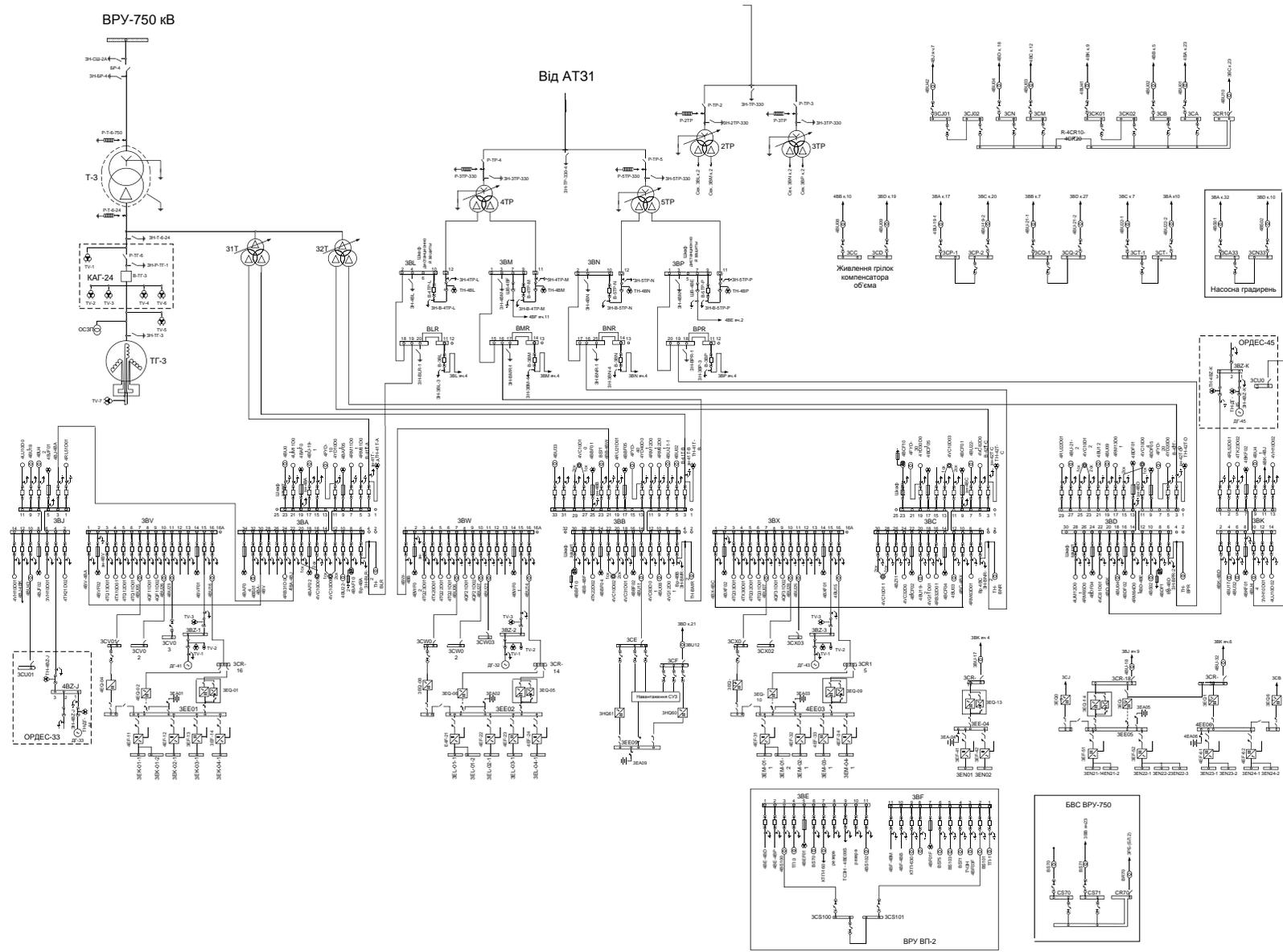


План комірки №1



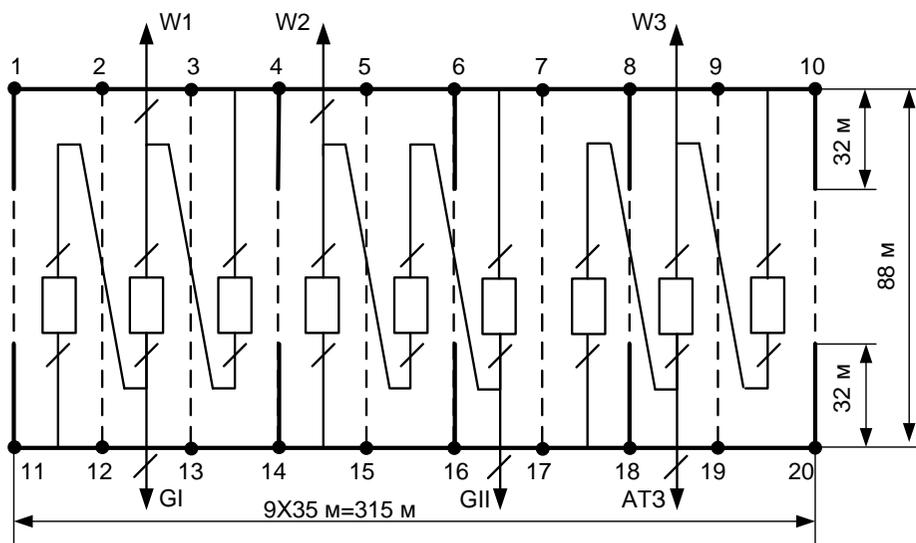
Розріз комірки №1

## 5. СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ БЛОКА № 3



## 6. РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-750 КВ

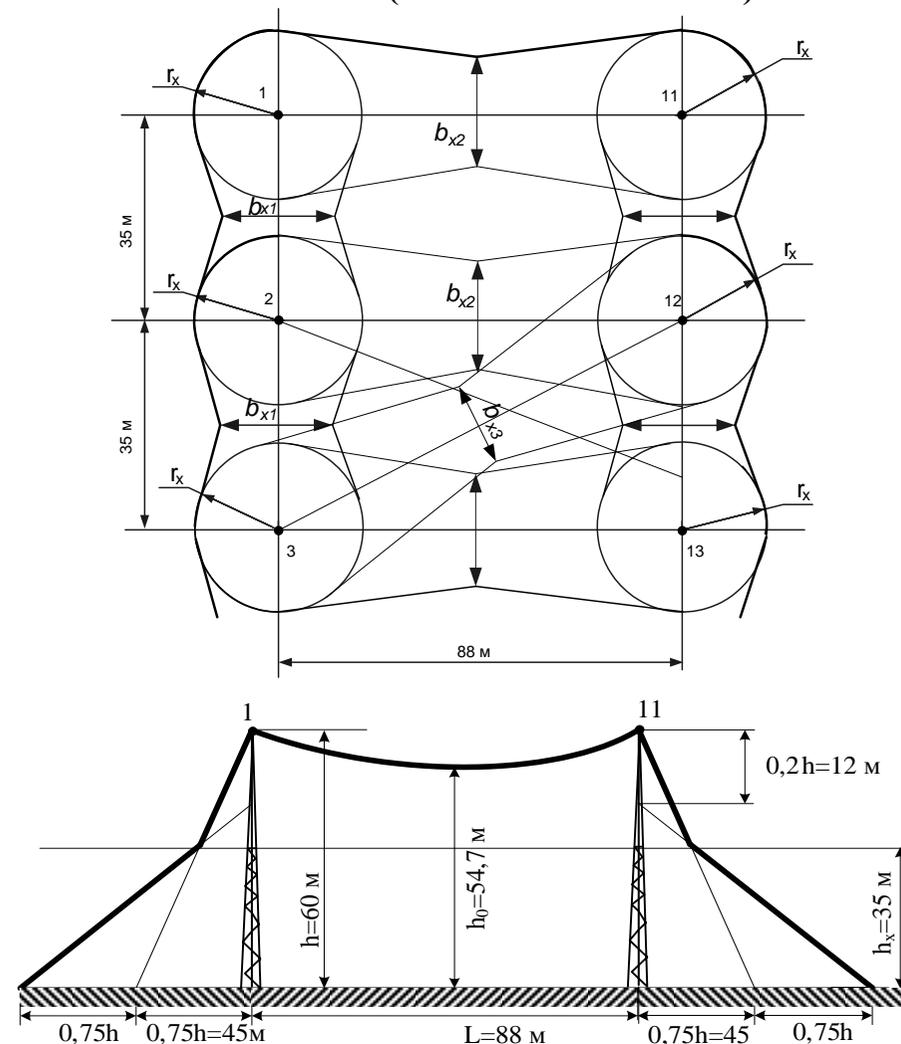
СХЕМА РОЗТАШУВАННЯ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ НА ВРУ-750 КВ



Дані для побудови захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h <sub>0</sub> , м	b <sub>x</sub> , м	r <sub>x</sub> , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 11-12, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20	35	59,2	46,4	24,4
1-11, 2-12, 3-13, 4-14, 5-15, 6-16, 7-17, 8-18, 9-19, 10-20	88	54,7	32,9	24,4
1-12, 2-11, 2-13, 3-12, 3-14, 4-13, 4-15, 5-14, 5-16, 6-15, 6-16, 7-16, 7-18, 8-17, 8-19, 9-18, 9-20, 10-19	94,7	53,9	30,5	24,4

ВИД НА ЗОНУ ЗАХИСТУ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРУ-750 КВ (ЗВЕРХУ ТА ЗБОКУ)



## 7. ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

### ПІД ЧАС ОГЛЯДІВ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПЕРЕВІРЯЮТЬСЯ:

- показання всіх вимірювальних приладів (термометрів,
- термосигналізатор, мановакууметрів та інших);
- стан зовнішньої ізоляції трансформатора (відсутність тріщин і відколів порцеляни, ступінь забруднення поверхні);
- стан ошиновки, кабельних вводів і доступних для спостереження контактних з'єднань;
- стан фланцевих з'єднань маслопроводів і відсутність течі масла;
- наявність і рівень масла в розширювачі і маслонаповнених вводах;
- стан контуру заземлення;
- стан маслоприймальних пристроїв (гравійної засипки);
- при закритій установці трансформаторів перевіряється стан приміщення, справність вентиляції, наявність засобів пожежогасіння.

### ПРОГРАМА ВИПРОБУВАНЬ ПІСЛЯ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ З РОЗБИРАННЯМ АКТИВНОЇ ЧАСТИНИ ТРАНСФОРМАТОРА:

- Визначення умов увімкнення;
- вимірювання опору ізоляції ( $R_{60'}$  та  $R_{60'}/R_{15'}$ );
- вимірювання тангенса кута діелектричних втрат;
- визначення ємнісних характеристик ( $\Delta C/C$ ,  $C_2/C_{50}$ );
- випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти;
- вимірюванням опору обмоток постійному струму;
- перевірка коефіцієнта трансформації та групи з'єднань обмоток;
- вимірювання струму та втрат холостого ходу;
- перевірка роботи перемикального пристрою;
- перевірка роботи пристрою перемикання відгалужень;
- випробування бака на міцність;
- перевірка пристроїв охолодження та стану індикаторного силікагеля;
- випробування пристроїв охолодження та стану індикаторного силікагеля;
- випробування трансформаторного масла з трансформатора;
- випробування увімкнення поштовхом на номінальну напругу;
- випробування вводів та вбудованих трансформаторів струму.

## 8. РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-750 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (320 \times 100) = 32000 \text{ м}^2$ ;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення:

$$t = 0,6 \text{ м};$$

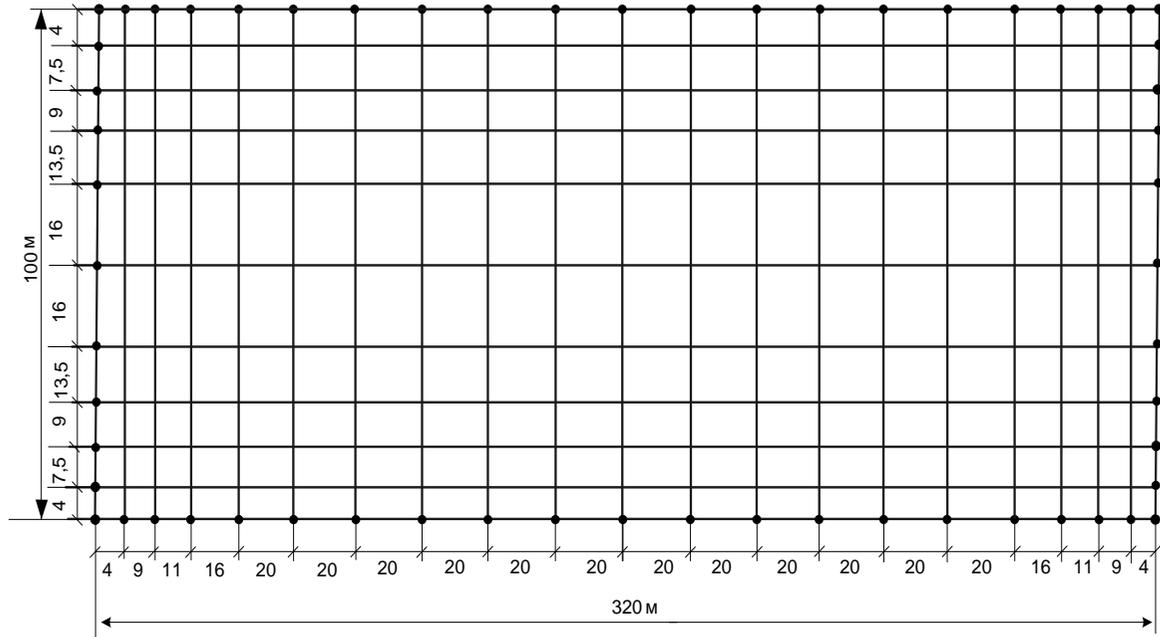
- товщина верхнього шару ґрунту:

$$h = 2 \text{ м};$$

- число вертикальних заземлювачів:  $n_B = 60$  шт;

- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_B = 4,0 \text{ м}$ .

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



План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ