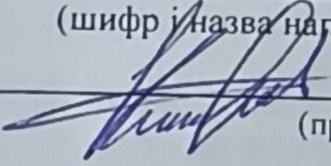


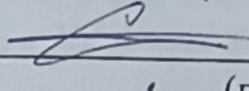
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

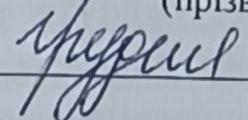
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Проектування електричної частини конденсаційної
електростанції потужністю 1600 МВт із дослідженням характерис-
тик комутаційного обладнання»**

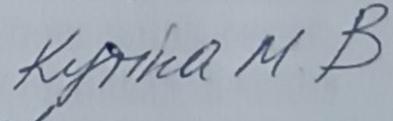
Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка з
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

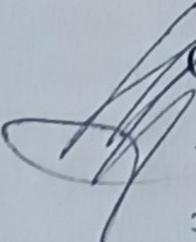

Карєва К.Р.
(прізвище та ініціали)

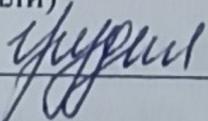
Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Собчук Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 10 »  2025 р.

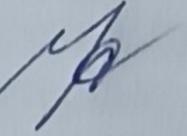
Опонент: к.т.н., доцент каф. 

 к.т.н. каф. ЕССЕМ
(прі-
звище та ініціали)

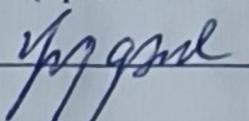
« 12 »  2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О. 

(прізвище та ініціали)

« 12 »  2025 р.

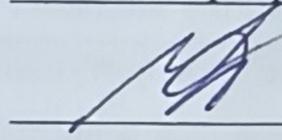
Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О

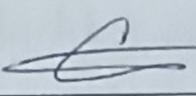
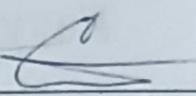
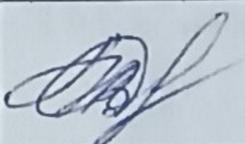
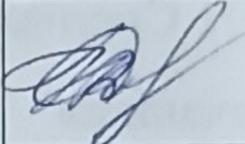
 24.09 2025 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Каревій Каріні Русланівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт із дослідженням характеристик комутаційного обладнання
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року № 313
2. Строк подання студентом роботи 09 грудня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Тип палива – вугілля; генератори – 1600 МВт ; максимальне навантаження місцевого району 450 МВт; напруга мережі району 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 800 МВ; відстань до місця приєднання до енергосистеми 780 км.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Дослідження характеристик комутаційного обладнання. 3. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 4. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Графіки електричних навантажень станції. 2. Схеми ВРУ 220 кВ та 330кВ. 3. Схема власних потреб станції. 4. Дослідження характеристик комутаційного обладнання.

6. Консультанти розділів роботи

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

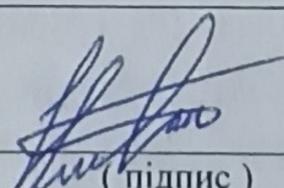
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

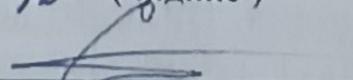
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.09.25	18.09.25	<i>вик</i>
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	19.09.25	08.10.25	<i>вик</i>
3	Електротехнічна частина	09.10.25	22.10.25	<i>вик</i>
4	Дослідження характеристик комутаційного обладнання	23.10.25	27.10.25	<i>вик</i>
5	Економічна частина	28.10.25	05.11.25	<i>вик</i>
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.25	17.11.25	<i>вик</i>
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.11.25	30.11.25	<i>вик</i>
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.11.25	05.12.25	<i>вик</i>
9	Рецензування МКР	06.12.25	12.12.25	<i>вик</i>

Студент

Керівник роботи



(підпис)



К.Р. Карева

Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Карєва Каріна Русланівна «Проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт із дослідженням характеристик комутаційного обладнання». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2025. 147 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 23 назв; рис.: 39; табл. 38.

У магістерській кваліфікаційній роботі проведено моделювання режимів роботи станції, сформовано добові графіки навантаження та виконано оцінку основних техніко-економічних характеристик запропонованого об'єкта генерації.

У складі КЕС прийнято конфігурацію з п'ятьма турбоустановками: трьома паротурбінними агрегатами К-200-130 та двома – К-500-240. Відповідно до цього визначено склад генераторного обладнання, що містить три турбогенератори типу ТГВ-200-2У3 і два агрегати ТГВ-500-2У3 номінальною потужністю 200 МВт та 500 МВт.

Для роботи блока видачі потужності обрано трансформатори: два блочні трансформатори ТДЦ-250000/330 і три ТДЦ-250000/220, а також комплектацію автотрансформаторної групи для зв'язку між шинними системами середньої та високої напруг за допомогою трьох однофазних автотрансформаторів АОДЦТН-133000/330/220.

Виконано аналіз струмів короткого замикання із застосуванням методики еквівалентних ЕРС і типових кривих, розглянуто тепловий вплив струмів КЗ на обладнання. На основі результатів розрахунків здійснено вибір комутаційних апаратів, захисної, вимірювальної та допоміжної апаратури.

Ключові слова: конденсаційна електростанція; електрична частина; турбогенератор; силовий трансформатор; автотрансформатор; струми короткого замикання; комутаційне обладнання; тепловий вплив КЗ; розподільчий пристрій.

ABSTRACT

UDC 621.311.1

Kareva Karina Ruslanivna “Design of the electrical part of a 1600 MW condensing power plant with a study of the characteristics of switching equipment”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electro-mechanics. Vinnytsia: VNTU. 2025. 147 p.

In Ukrainian. Bibliography: 23 titles; Fig.: 39; Table. 38.

In the master's qualification work, the station's operating modes were simulated, daily load schedules were formed and the main technical and economic characteristics of the proposed generation facility were assessed.

The configuration with five turbine units was adopted as part of the CES: three K-200-130 steam turbine units and two K-500-240. Accordingly, the composition of the generator equipment was determined, which includes three turbogenerators of the TGV-200-2U3 type and two TGV-500-2U3 units with a nominal capacity of 200 MW and 500 MW.

Transformers were selected for the operation of the power output unit: two block transformers TDC-250000/330 and three TDC-250000/220, as well as the complete set of autotransformer groups for communication between medium and high voltage bus systems using three single-phase autotransformers AODCTN-133000/330/220.

An analysis of short-circuit currents was performed using the equivalent EMF method and typical curves, and the thermal effect of short-circuit currents on the equipment was considered. Based on the results of the calculations, a selection of switching devices, protective, measuring and auxiliary equipment was made.

Keywords: condensing power plant; electrical part; turbogenerator; power transformer; autotransformer; short-circuit currents; switching equipment; thermal effect of short-circuit; switchgear.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ВИБІР ПАРАМЕТРІВ КЕС	9
1.1. Стан та роль теплової енергетики в енергосистемі України.....	9
1.2. Класифікація й принцип роботи конденсаційних електростанцій ...	10
1.3. Обґрунтування вибору встановленої потужності КЕС та типу основного обладнання.....	11
1.4. Оцінка техніко-економічних та екологічних характеристик КЕС.....	13
2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС	15
2.1. Розрахунок графіків електричних навантажень	15
2.2. Вибір типу та потужності турбін, котельних агрегатів та генераторів	23
2.3. Вибір структурної схеми станції	25
2.3.1. Вибір схеми приєднання станції до системи	25
2.3.2. Проектування структурної схеми станції.....	26
2.3.3. Вибір трансформаторів	27
2.4. Вибір схем ВРУ високої напруги на підставі порівняння не менше двох варіантів за техніко-економічними показниками.....	33
2.5. Схема власних потреб електростанції.....	39
2.6. Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури і струмоведучих частин.....	40
2.6.1. Розрахункова схема установки	40
2.6.2. Заступна схема станції	41
2.8. Розрахунок робочих максимальних струмів приєднань та теплових імпульсів	44
3 ВИБІР АПАРАТУРИ	50
3.1. Вибір комутаційної апаратури.....	50
3.2. вибір струмоведучих частин	54
3.2.1. Вибір гнучких шин (збірних шин).....	54
3.3. Вибір вимірювальних трансформаторів.....	64
3.3.1. Вибір вимірювальних трансформаторів струму	64
3.3.2. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	67
3.4. Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	70
3.5. Вибір акумуляторної батареї	71
3.6. Розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги	75
4. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ НА КОНДЕНСАЦІЙНІЙ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	81
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	84

5.1	Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції.....	84
5.2	Визначення собівартості виробітку електроенергії.....	86
5.2.1	Визначення величини амортизаційних відрахувань.....	87
5.2.2	Визначення річного фонду заробітної плати	89
5.2.3	Витрати на паливо	91
5.2.4	Інші затрати	93
5.2.5	Визначення собівартості відпущеної енергії	93
6	ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	95
6.1	Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	95
6.1.1	Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць.....	95
6.1.2	Електробезпека	99
6.2	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	101
6.2.1	Мікроклімат	101
6.2.2.	Склад повітря робочої зони	101
6.2.3	Виробниче освітлення	102
6.2.4	Виробничий шум	103
6.2.5	Виробнича вібрація	104
6.2.6	Фактори умов праці	104
6.3	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	106
6.3.1	Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання	107
6.3.2	Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах в умовах дії електромагнітного імпульсу	108
6.4	Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС.	
	ВИСНОВКИ	114
	Література.....	116
	ДОДАТКИ	
	ДОДАТОК А_Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	
	ДОДАТОК Б_Технічне завдання МКР	
	Додаток В_Розрахунок струмів КЗ	

ВСТУП

Актуальність теми. У структурі Об'єднаної енергосистеми України в останні роки простежується тенденція зменшення частки електроенергії, що виробляється тепловими електростанціями. Попри це, тепла генерація залишається однією з ключових складових паливно-енергетичного комплексу країни, забезпечуючи значну частину потреб промисловості й населення. Конденсаційні електростанції (КЕС) належать до типу теплових станцій, робота яких базується на перетворенні теплової енергії, отриманої внаслідок спалювання викопного палива. Центральним технологічним вузлом таких станцій є котельний агрегат, що генерує пару для подальшого енергетичного циклу.

На КЕС тепло, отримане під час горіння палива, використовується для утворення водяної пари у парогенераторі. Далі паровий потік спрямовується до конденсаційної турбіни, де його тепла енергія трансформується у механічну, а згодом — в електричну в генераторі. Відпрацьована пара надходить у конденсатор, після чого вода у вигляді конденсату знову повертається насосами у цикл випаровування.

Доцільність будівництва КЕС пов'язана з можливістю формування потужних енергоблоків (наприклад, 440–1600 МВт), які забезпечують високі експлуатаційні та економічні показники. Однак значні обсяги спалюваного палива супроводжуються інтенсивним споживанням кисню та викидами забруднювальних речовин, серед яких зола, оксиди сірки, азоту та вуглецю, а також токсичні та радіоактивні домішки, включно з важкими металами, такими як ртуть і свинець.

Високий рівень екологічного навантаження робить недоцільним розташування КЕС поблизу густонаселених або промислово розвинених районів. Це формує необхідність удосконалення конструктивних рішень та технологій з метою зниження шкідливого впливу таких станцій, що підкреслює актуальність проектування та дослідження їхніх енергетичних систем.

Метою роботи є розроблення електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт та дослідження характеристик комутаційного обладнання для забезпечення надійної, економічної та безпечної роботи енергетичного об'єкта.

Основні завдання роботи:

- Обґрунтувати вибір типу та структури конденсаційної електростанції із встановленою потужністю 1600 МВт.
- Виконати вибір турбінного й генераторного обладнання та визначити його номінальні параметри.
- Розробити структурну схему електричної частини КЕС, включно з вибором головного електротехнічного обладнання.
- Провести вибір та розрахунок блочних трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку.
- Виконати розрахунок струмів короткого замикання із застосуванням необхідних методик та типових кривих.
- Розрахувати теплову дію струмів КЗ та обґрунтувати вибір струмоведучих частин.
- Здійснити вибір комутаційних апаратів, контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.
- Провести розрахунок системи грозозахисту та заземлення відкритого розподільчого пристрою 330 кВ.

Об'єкт дослідження: електрична частина конденсаційної електростанції встановленою потужністю 1600 МВт.

Предмет дослідження: параметри та характеристики комутаційного, силового та допоміжного обладнання електричної частини КЕС, а також режими її функціонування.

Методи дослідження: аналітичні та інженерні методи розрахунку, метод еквівалентних ЕРС, моделювання режимів роботи електричних мереж, застосування типових кривих для визначення струмів короткого замикання, а також техніко-економічний аналіз.

Практичне значення полягає у результатах розрахунків

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

1 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ВИБІР ПАРАМЕТРІВ КЕС

1.1. Стан та роль теплової енергетики в енергосистемі України

Теплова генерація історично є базовою складовою електроенергетичного комплексу України, відіграючи ключову роль у покритті потреб споживачів у електричній та тепловій енергії. Незважаючи на поступове зростання частки відновлюваних джерел енергії та зміни структури паливно-енергетичного балансу, тепла енергетика залишається одним із визначальних елементів Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС). Це обумовлено її здатністю забезпечувати регулювання графіків навантаження, стабілізувати роботу енергетичного комплексу та бути резервом для інших видів генерації.

Основою теплової генерації в Україні є теплоелектростанції (ТЕС) та конденсаційні електростанції (КЕС), які працюють на викопному паливі — кам'яному вугіллі, природному газі, мазуті. Значна частина таких електростанцій орієнтована на спалювання вугілля, що обумовлено історично сформованою базою видобутку цього ресурсу у країні. Це робить галузь енергетично незалежною від зовнішніх постачальників газу та нафти, але водночас створює технологічні та екологічні виклики, пов'язані із якістю вітчизняного палива та рівнем шкідливих викидів.

Теплові електростанції забезпечують не лише виробництво електроенергії, а й виконують функцію резерву під час аварійних та пікових навантажень, що є критично важливим у періоди сезонних коливань та часткового зниження доступності інших видів генерації, зокрема атомної та гідроенергетики. В умовах нестабільного функціонування енергосистеми та зростання частки нерегульованих відновлюваних джерел (вітрової та сонячної енергетики), роль теплових електростанцій як балансуючої ланки лише посилюється.

Суттєвим недоліком теплової генерації є значний вплив на довкілля: викиди шкідливих газів, високий рівень використання кисню, утворення токсичної золи та шлаків, а також накопичення важких металів у навколишньому середовищі.

Тому розвиток теплової енергетики на сучасному етапі передбачає модернізацію генерувального обладнання, зменшення питомих витрат палива, підвищення ефективності енергоблоків та впровадження технологій очищення димових газів.

Отже, тепла енергетика продовжує виконувати системотворчу функцію в ОЕС України, забезпечуючи надійність, регульовальні можливості та енергетичну безпеку. На цьому фоні актуальним стає удосконалення технічних рішень при проектуванні електричної частини теплових електростанцій, зокрема КЕС, що сприятиме підвищенню їх ефективності та мінімізації екологічного впливу.

1.2. Класифікація й принцип роботи конденсаційних електростанцій

Конденсаційні електростанції (КЕС) є різновидом теплових електричних станцій, призначених для перетворення теплової енергії палива на електричну без відбору пари на теплофікаційні потреби. Основною особливістю таких станцій є повне конденсація пари після її використання в турбіні, що забезпечує високий к.к.д. турбоустановки та максимальну електричну потужність.

КЕС класифікують за такими основними ознаками:

- за видом використовуваного палива:
 - вугільні (на кам'яному та бурому вугіллі);
 - газомазутні;
 - комбіновані (з можливістю зміни типу палива);
- за встановленою потужністю окремих енергоблоків:
 - малої потужності (до 200 МВт);
 - середньої потужності (200–500 МВт);
 - великої потужності (500–1000 МВт);
 - надпотужні (понад 1000 МВт);
- за типом котельного та турбінного обладнання:
 - з барабанными або прямоточними котлами;
 - із турбінами конденсаційного типу із системами регулювання;

- за схемою приєднання до електричної мережі:
 - блокова схема (генератор–трансформатор–мережа);
 - змішана схема з приєднанням через розподільчі пристрої.

Принцип роботи КЕС базується на послідовному проходженні енергії через декілька основних етапів. У котлі теплової електростанції паливо спалюється, а отримане тепло передається теплоносію, утворюючи пару високих параметрів. Отримана водяна пара надходить до конденсаційної турбіни, де її потенціальна енергія перетворюється на механічну роботу обертання ротора. Турбіна приводить у дію електричний генератор, який виробляє електроенергію.

Після відпрацювання в турбіні пара надходить до конденсатора, де охолоджується та переходить у рідкий стан. Конденсат насосами спрямовується назад у котельну установку, утворюючи замкнений цикл пароводяного контуру. Замкнений цикл дозволяє зменшити споживання води, підвищити економічність станції та уникнути додаткових втрат енергії.

Ефективність роботи конденсаційної електростанції залежить від параметрів пари (тиску, температури, вологості), якості палива, ступеня очищення димових газів, а також теплообміну в конденсаторі. Для КЕС великих потужностей (понад 800 МВт) характерним є використання турбін із надкритичними і супернадкритичними параметрами пари, що забезпечує підвищення к.к.д. та зниження питомої витрати палива.

Таким чином, КЕС залишаються важливим сегментом енергетики, забезпечуючи стабільну виробничу потужність завдяки можливості формування великих енергоблоків та високій маневровості в роботі енергосистеми.

1.3. Обґрунтування вибору встановленої потужності КЕС та типу основного обладнання

Проектування конденсаційної електростанції передбачає визначення оптимальної встановленої потужності, яка повинна забезпечувати ефективну роботу в межах Об'єднаної енергетичної системи України з урахуванням

сучасних техніко-економічних та екологічних вимог. Одним із ключових критеріїв є сумісність нової генерації з існуючими та перспективними схемами розвитку енергосистеми, а також її здатність забезпечувати базове навантаження та покриття пікових режимів.

Встановлена потужність проєктованої КЕС визначена на рівні 1600 МВт, що відповідає світовим тенденціям будівництва потужних енергоблоків для підвищення ефективності й зниження експлуатаційних витрат. Збільшення одиничної потужності енергоблоків сприяє зменшенню питомих витрат палива, скороченню кількості допоміжного обладнання та зниженню капітальних витрат на встановлення обладнання та інфраструктури. Крім того, робота станції з великими енергоблоками забезпечує зменшення втрат у мережі та підвищення загального коефіцієнта корисної дії станції.

Для забезпечення загальної потужності проєктом передбачено встановлення п'яти енергетичних блоків з різними номіналами: трьох турбін типу К-200-130 та двох турбін типу К-500-240, що відповідно становить 600 МВт і 1000 МВт. Вибір таких агрегатів обумовлений їх високою надійністю, перевіреною практикою експлуатації, можливістю роботи при номінальних навантаженнях, а також доступністю технічного обслуговування та ремонтного обслуговування в Україні.

Електрична енергія виробляється турбогенераторами типу ТГВ-200-2У3 (3 шт.) та ТГВ-500-2У3 (2 шт.), номінальною потужністю 200 та 500 МВт відповідно. Вказані генератори характеризуються стабільною роботою при змінних навантаженнях, високою стійкістю при аварійних режимах, захищеністю від перевантажень та значним терміном експлуатації. Вибір саме таких типів генераторів пояснюється їх широким застосуванням у енергетиці України, стандартизованістю обслуговування та можливістю модернізації у разі підвищення параметрів пари.

Комплексне використання турбін і генераторів зазначених типів дає змогу досягти високої економічної ефективності, забезпечити оптимальні технічні характеристики станції та раціональне використання паливних ресурсів. Крім того, поєднання блоків середньої та великої потужності підвищує маневровість

станції, що є важливим аспектом у сучасних умовах нестабільного енергоспоживання.

Отже, вибір встановленої потужності 1600 МВт та основного технологічного обладнання ґрунтується на критеріях енергетичної доцільності, технічної надійності, економічної ефективності й відповідності сучасним вимогам до експлуатації теплових електростанцій.

1.4 Оцінка техніко-економічних та екологічних характеристик КЕС

Ефективність роботи конденсаційної електростанції визначається комплексом техніко-економічних та екологічних показників, що характеризують як експлуатаційні властивості обладнання, так і вплив станції на навколишнє середовище.

Техніко-економічні показники включають:

- Коефіцієнт корисної дії (ККД) станції, який залежить від параметрів пари, конструкції котлів та турбін, а також ефективності конденсаторів і систем повторного використання тепла. Для сучасних КЕС з великими енергоблоками ККД досягає 40–45 %.
- Питомі витрати палива, що визначають кількість палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії. Використання енергоблоків високої потужності дозволяє зменшити питомі витрати палива завдяки зниженню втрат тепла в циклі.
- Вартість виробленої електроенергії з урахуванням капітальних і експлуатаційних витрат. Оптимізація розмірів енергоблоків та використання стандартизованого обладнання сприяє зниженню собівартості електроенергії.
- Маневровість та гнучкість роботи станції, що дозволяє адаптувати виробництво електроенергії до змін споживчого навантаження та підтримувати стабільність енергосистеми.

Екологічні показники включають, викиди шкідливих речовин, серед яких оксиди сірки, азоту та вуглецю, леткі домішки, зола та тверді частинки. Сучасні КЕС обладнуються системами очищення димових газів, що дозволяє значно зменшити шкідливий вплив на атмосферу. Викиди важких металів, таких як ртуть і свинець, та радіоактивних елементів, що містяться у паливі. Впровадження технологій сорбційного та електростатичного очищення дозволяє контролювати їх концентрацію у викидах. Споживання водних ресурсів для конденсаторів та систем охолодження. Використання замкнутих контурів водопостачання та сучасних охолоджуючих систем зменшує витрати води. Шумове навантаження та тепловий вплив на довкілля, що визначає допустимість розташування КЕС поблизу населених пунктів. Планування та інженерні заходи дозволяють мінімізувати негативний вплив на місцеву екологію.

Комплексна оцінка техніко-економічних і екологічних показників дозволяє визначити доцільність проектування КЕС саме із зазначеною потужністю та типами енергоблоків. Перевага великих енергоблоків полягає у високій економічній ефективності та зниженні питомих витрат палива, однак їх експлуатація вимагає ретельного проектування систем очищення викидів і заходів щодо мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище.

Таким чином, оцінка техніко-економічних і екологічних характеристик є основою для прийняття рішень щодо вибору основного обладнання, параметрів енергоблоків і систем контролю забруднень, що забезпечує ефективну та безпечну експлуатацію конденсаційної електростанції.

2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС

2.1. Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим функціонування електростанцій визначається на основі графіків електричних навантажень району, який вони обслуговують. Потужність станцій повинна забезпечувати покриття пікових і середніх навантажень із урахуванням втрат енергії під час її передачі від місця виробництва до споживачів, а також власних потреб станції.

Графіки навантажень відображаються у відсотках від максимальної потужності як системи, так і конкретного району споживання. Для наочності наведемо приклад розрахунку електричного навантаження для часовго інтервалу «8–10» у літній період для місцевого району. Розрахунки для інших інтервалів часу та сезонів виконуються за аналогічною методикою.

Усі отримані результати заносяться до таблиці 2.1, що дозволяє систематизувати дані та використовувати їх для подальшого проектування потужностей КЕС.

$$P_{pt} = (P'_{pt} \cdot P_{pmax}) / 100; \quad (2.1)$$

$$P_{ct} = (P'_{ct} \cdot P_{cmax}) / 100; \quad (2.2)$$

де P_{cmax} , P_{pmax} - максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи;

P'_{pt} , P'_{ct} – навантаження відповідно місцевого району та системи, %

$$P_{pt} = (100 \cdot 450) / 100 = 450 \text{ (МВт)};$$

$$P_{ct} = (100 \cdot 800) / 100 = 800 \text{ (МВт)}.$$

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні

квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

а) в мережах місцевого району $\Delta P'_1 = (0,01-0,015)$; $\Delta P'_2 = (0,06-0,08)$;

б) в мережах системи $\Delta P''_1 = (0,02-0,03)$; $\Delta P''_2 = (0,14-0,16)$.

Приймаємо $\Delta P'_1 = 0,01$; $\Delta P'_2 = 0,06$; $\Delta P''_1 = 0,02$; $\Delta P''_2 = 0,14$.

Постійні втрати в мережах м. р.:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p\max} ; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 450 = 4,5 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{C\max} ; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 800 = 16 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в мережах м. р.:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}} ; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{450^2}{450} = 27 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{2c} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}} ; \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{800^2}{800} = 112 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{\text{рвід}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} ; \quad (2.7)$$

$$P_{\text{рвід}} = 450 + 4,5 + 27 = 481,5 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{\text{свід}} = P_{\text{ct}} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} ; \quad (2.8)$$

$$P_{\text{свід}} = 800 + 16 + 112 = 928 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{відт}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}} ; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{відт}} = 481,5 + 928 = 1409,5 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{вп.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{відт}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{відт max}}}{100} ; \quad (2.10)$$

$$P_{\text{вп.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1409,5}{1600} \right) \cdot \frac{7 \cdot 1409,5}{100} = 91,62 \text{ (МВт)};$$

де $P_{\text{вст}} = 1600$ (МВт) - встановлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{\text{вп}} = 7\%$ - максимальне навантаження власних потреб, %, відносно встановленої потужності електростанції по [таблиця 2.2];

Потужність, що виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{відт}} + P_{\text{вп.т}} ; \quad (2.11)$$

$$P_{\text{вир}} = 1409,5 + 91,62 = 1501,12 \text{ (МВт)}.$$

За цим алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимового та літнього днів, а також річний графік за тривалістю навантаження. Дані зводяться в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Добові графіки навантажень станції

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-10	10-12	12-17	17-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого р-ну, %	зима	95	95	100	95	100	95	95	95
	літо	90	90	95	90	95	90	90	90
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	427,5	427,5	450	427,5	450	427,5	427,5	427,5
	літо	405	405	427,5	405	427,5	405	405	405

Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
	літо	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	24,37	24,37	27	24,37	27	24,37	24,37	24,37
	літо	21,87	21,87	24,37	21,87	24,37	21,87	21,87	21,87
Потужність, що видається до місцевого району, МВт	зима	456,37	456,37	481,50	456,37	481,5	456,37	456,37	456,37
	літо	431,37	431,37	456,37	431,37	456,37	431,37	431,37	431,37
Навантаження системи, %	зима	60	70	100	80	75	85	90	60
	літо	55	65	95	75	70	80	85	55
Навантаження системи, МВт	зима	480	560	800	640	600	680	720	480
	літо	440	520	760	600	560	640	680	440
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	16	16	16	16	16	16	16	16
	літо	16	16	16	16	16	16	16	16
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	40,32	54,88	112,00	71,68	63,00	80,92	90,72	40,32
	літо	33,88	47,32	101,08	63,00	54,88	71,68	80,92	33,88
Потужність, що видається до системи, МВт	зима	536,32	630,88	928,00	727,68	679,00	776,92	826,76	536,32
	літо	489,88	583,32	877,08	679,00	630,88	727,68	776,92	489,88
Сумарна потужність, що видається з шин станції, МВт	зима	992,69	1087,25	1409,50	1184,05	1160,50	1233,29	1283,09	992,69
	літо	921,25	1014,69	1333,45	1110,37	1087,25	1159,05	1208,29	921,25
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	76,19	79,69	91,62	83,28	82,40	85,10	86,94	76,19
	літо	73,55	77,01	88,80	80,55	79,69	82,35	84,17	73,55
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1068,88	1166,94	1501,12	1267,32	1242,90	1318,38	1370,03	1068,88
	літо	994,80	1091,70	1422,25	1190,92	1166,94	1241,40	1292,46	994,80

На основі розрахунків будуємо графіки навантажень, беручи до уваги тривалість зимового періоду в 183 дні, а літнього – 182 дні.

Використовуючи річний графік тривалості, розраховуємо техніко-економічні показники роботи станції.

1) Максимальне навантаження станції :

$$P_{\max} = 1501,12 \text{ (МВт)} .$$

2) Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} t_i ; \quad (2.12)$$

$$E_p = \left[6 \cdot 1068,88 + 5 \cdot 1242,90 + 4 \cdot (1068,88) + 2 \cdot (1166,88 + 1501,12 + 1267,32 + 1370,03) + 1318,38 \right] \cdot 183 +$$

$$+ \left[6 \cdot 994,8 + 5 \cdot 1166,94 + 4 \cdot (994,8) + 2 \cdot (1091,70 + 1422,25 + 1190,92 + 1292,46) + 1241,40 \right] \cdot 182 =$$

$$= 1,019 \cdot 10^7 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

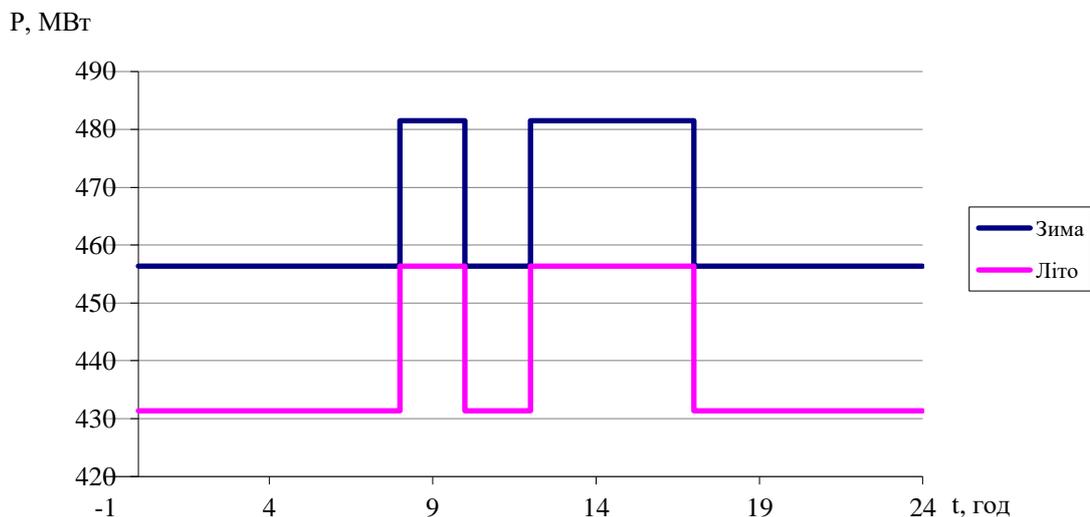


Рисунок 2.1 – Потужність, що видається з шин станції в місцевий район

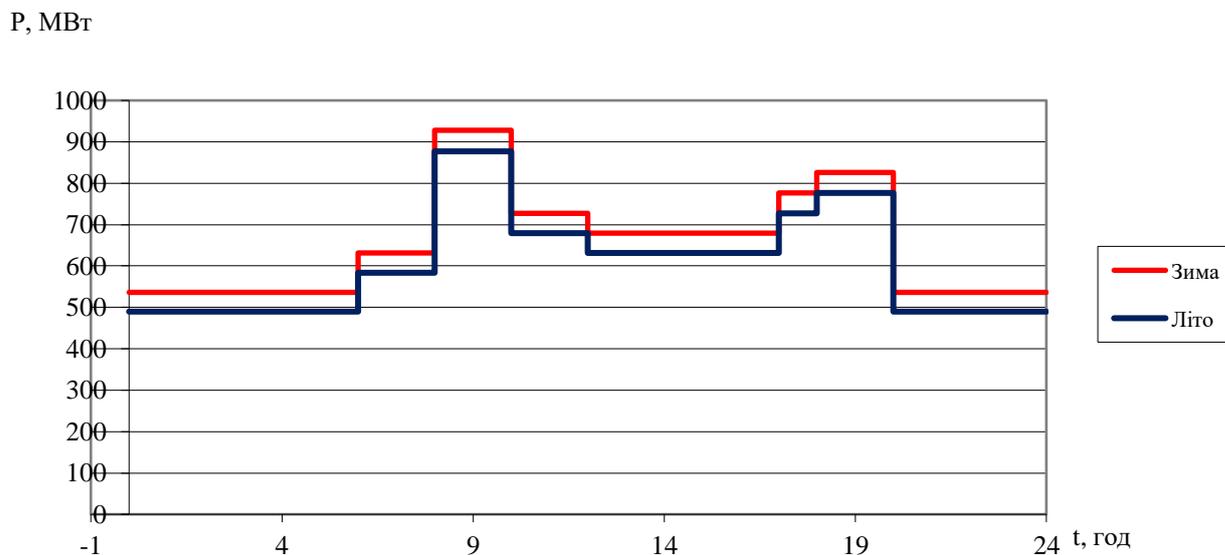


Рисунок 2.2 – Потужність, що видається з шин станції в систему

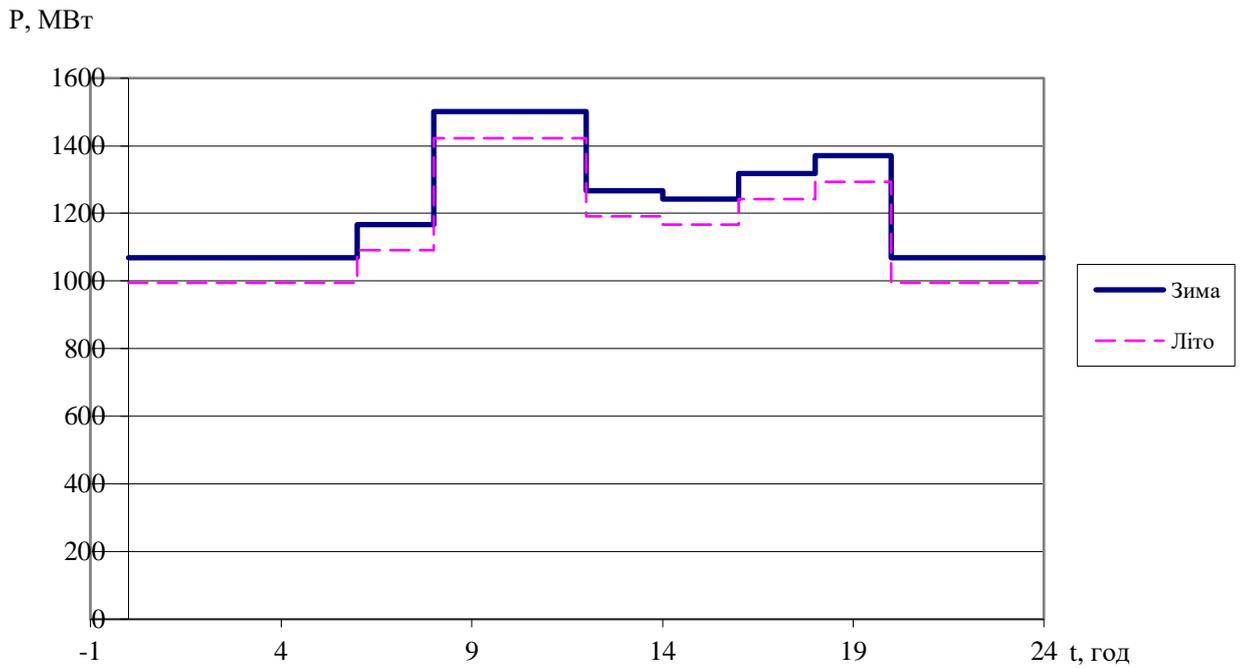


Рисунок 2.3 – Потужність, що виробляється генераторами електричної станції

3) Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{T}; \quad (2.13)$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{1,019 \cdot 10^7}{8760} = 1163,6 \text{ (МВт)}.$$

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка навантаження

1501,12	366	366	2	183
1422,25	730	364	2	182
1370,03	1096	366	2	183
1318,38	1279	183	1	183
1292,46	2556	364	2	182
1267,32	2920	366	2	183
1241,40	3286	182	1	182
1242,90	4018	915	5	183
1190,92	4382	364	2	182
1166,94	5110	366	2	183
1166,94	5476	910	5	182
1091,70	5840	364	2	182

1068,88	6206	1098	6	183
1068,88	6570	732	4	183
994,80	7668	1092	6	182
994,80	8760	728	4	182
		8760	48	

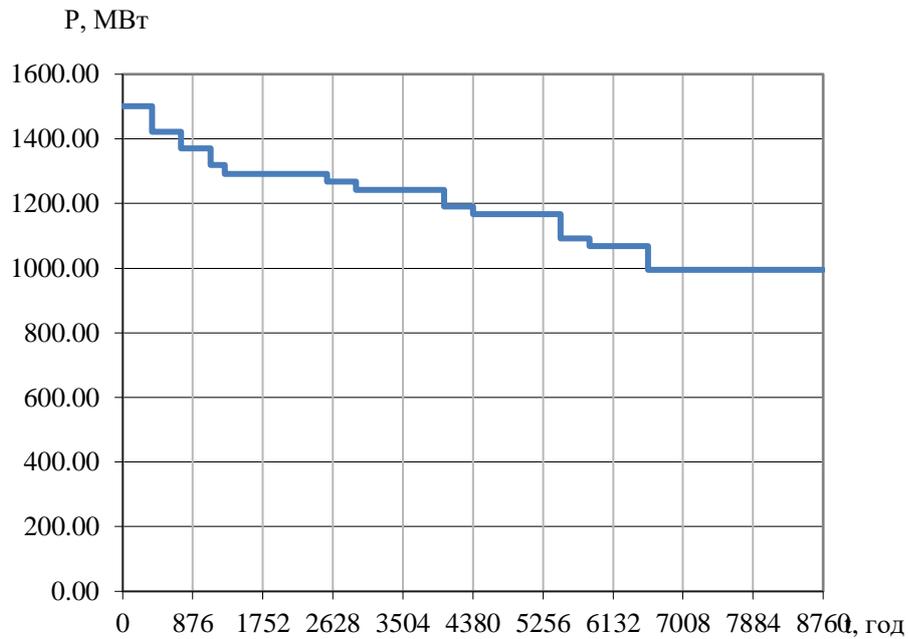


Рисунок 2.4 – Річний графік

4) Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}} ; \quad (2.14)$$

$$K_3 = \frac{1163,6}{1501,12} = 0,77 .$$

5) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}} ; \quad (2.15)$$

$$K_B = \frac{1163,6}{1600} = 0,727.$$

6) Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}} ; \quad (2.16)$$

$$T_{\max} = \frac{1,019 \cdot 10^7}{1501,12} = 6790 \text{ (год)} .$$

7) Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}} ; \quad (2.17)$$

$$T_{\text{вст}} = \frac{1,019 \cdot 10^7}{1600} = 6371 \text{ (год)} .$$

8) Коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}} ; \quad (2.18)$$

$$K_{\text{рез}} = \frac{1600}{1501,12} = 1,065.$$

Розрахувавши техніко-економічні показники, можна сказати, що дана електрична станція має невеликий запас резервної потужності ($K_{\text{рез}} \approx 1,065$).

9) Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб МВт*год:

$$E_{\text{ВІП}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВІП}i} \cdot t_i ; \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} E_{\text{ВІП}} = & 183 \cdot (76,19 \cdot 6 + 82,40 \cdot 5 + 76,19 \cdot 4 + \\ & + 79,69 \cdot 2 + 92,62 \cdot 2 + 83,28 \cdot 2 + 86,94 \cdot 2 + 85,10) + \\ & + 182 \cdot (73,55 \cdot 6 + 79,69 \cdot 5 + 73,55 \cdot 4 + 77,01 \cdot 2 + \\ & + 88,80 \cdot 2 + 80,55 \cdot 2 + 84,17 \cdot 2 + 82,35) = 0,697 \cdot 10^6 \text{ (МВт.год)}. \end{aligned}$$

10) Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год:

$$E_{\text{внд.р}} = E_{\text{р}} - E_{\text{ВП.р}} = 0,949 \cdot 10^7 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}. \quad (2.20)$$

11) Час максимальних втрат електроенергії, год:

$$\tau = \left(0,12 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 5125 \text{ (год)}. \quad (2.21)$$

2.2 Вибір типу та потужності турбін, котельних агрегатів та генераторів

Основне обладнання слід, по можливості, вибирати однотипним, оскільки це сприяє індустріалізації будівництва та покращує умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ТЕС належать котельні агрегати, турбіни та генератори.

Згідно завдання вибираємо з [1, ст. 176] турбіни К-200-131 та К-500-240 заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номинальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, р, ат	Температура свіжої пари, t, °С	Максимальні витрати свіжої пари, D, т/год
К-200-130	200	130	565	564
К-500-240	500	240	560	1500

Таблиця 2.4 – Параметри котельних агрегатів

Марка	ПП-660/140	ПП-1600/255
Електр. потужність, МВт	200	500
Продуктивність	640	1600
Параметри пари перед турбіною:		
Тиск на виході, МПа	140	255
Температура первинної пари, °С	570	565
Температура вторинної пари, °С	570	570
Паливо	Кам'яне вугілля	Кам'яне вугілля

Кількість і одинична потужність генераторів повинні відповідати кількості

і електричній потужності турбін. Напруга генераторів великої потужності (понад 60 МВт) визначається виходячи з умов їх виготовлення, при цьому перевага надається вищим напругам.

Беремо генератор ТГВ-200-2У3 для ПП-660/140 параметри якого з [2, ст.76] та ТГВ-500-2У3 для ПП-1600/255.

Таблиця 2.5 – Параметри генераторів

Параметр	Числове значення	
	Турбогенератор ТГВ-200-2У3	Турбогенератор ТГВ-500-2У3
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	235,3	588
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	200	500
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	15,75	20
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85	0,85
$I_{\text{НОМ}}$, кА	8,625	17
Схема з'єднань обмотки статора	УУ	УУ
Система збудження:	ТН	ТН
- $U_{\text{фНОМ}}$, В	360	444
- I_{fx} , А	860	1605
- $I_{\text{фНОМ}}$, А	2140	5120
ВКЗ	0,59	0,443
Опори, в.о.: X''_d	0,19	0,243
X'_d	0,24	0,373
X_d	1,95	2,41
X_2	0,22	0,30
X_0	0,1	0,146
Опори при 15 °С, Ом		
– обмотка статора	0,00154	0,0011
– обмотка ротора	0,0878	0,0683

Обране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції та можливість виробництва електричної енергії за заданими графіками навантаження.

2.3 Вибір структурної схеми станції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є важливою частиною проектування електричної частини електростанції, оскільки визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива, кількість і потужність агрегатів станції, графіки навантажень споживачів та їх склад, а також дані про систему.

2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Для вибору кількості ліній, що відходять від РП використовуємо з [1].

Згідно приведених вимог кількість ЛЕП, що відходять від РП визначається:

$$n_c = \frac{P_{c.max}}{P_{гр}}; \quad (2.22)$$

$$n_{mp} = \frac{P_{m.p.max}}{P_{гр}}. \quad (2.23)$$

де $P_{гр}$ – пропускна здатність ЛЕП [1];

P_{max} – максимальна потужність, що віддається з РП по всіх ЛЕП.

Для РП-330 кВ: $P_{max c} = 928$ МВт:

$$n = \frac{928}{400} + 1 = 3,32 \approx 4 \text{ лінії.}$$

Для РП-220 кВ: $P_{max p} = 481,5$ МВт:

$$n = \frac{481,5}{200} + 1 = 3,4 \approx 4 \text{ лінії.}$$

2.3.2 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини електростанції визначає розподіл генераторів між розподільчими пристроями (РП) різних напруг, склад блоків "генератор-трансформатор" та тип електричних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні).

Розподіл генераторів між розподільчими пристроями (РП) різних напруг здійснюється з урахуванням потужності, яка передається через шини РП різних напруг.

Використовуючи рекомендації [1] приймаємо структурну схему станції, що зображена на рисунку 2.5.

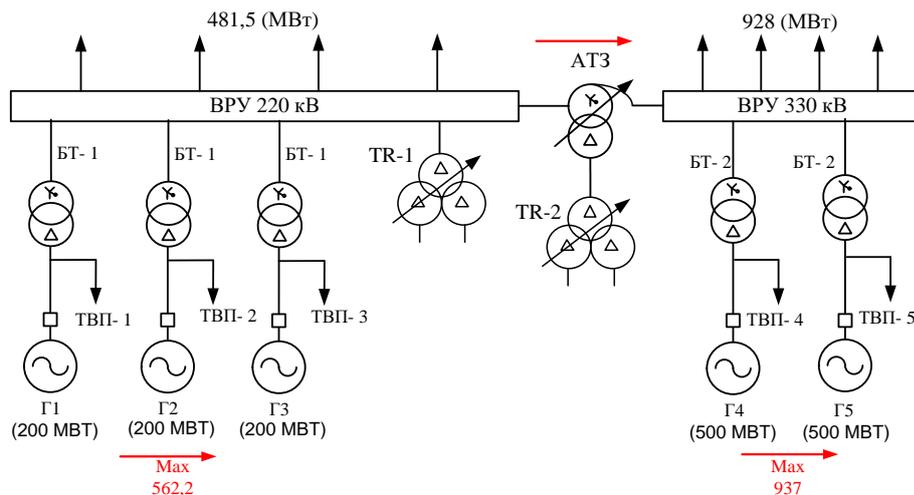


Рисунок 2.5 – Структурна схема станції, варіант 1

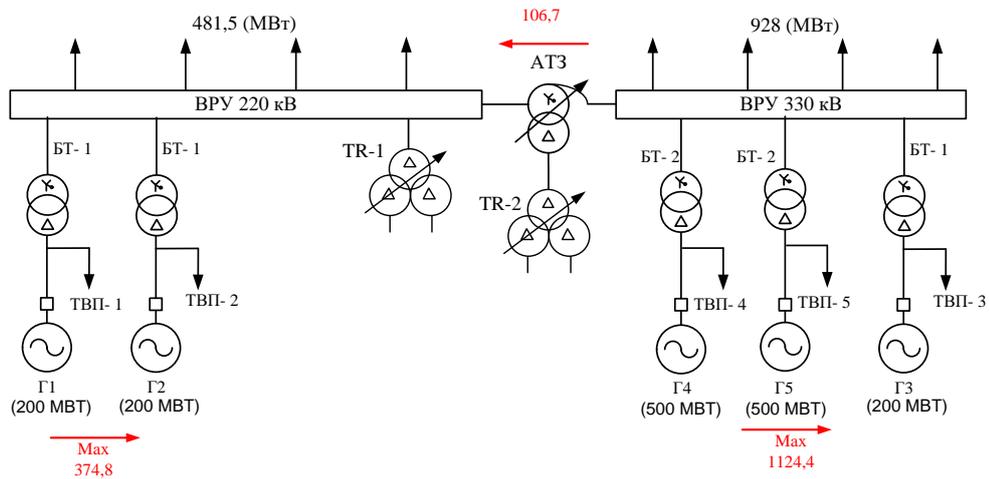


Рисунок 2.6 – Структурна схема станції, варіант 2

2.3.3 Вибір трансформаторів

Трансформатори власних потреб (ТВП).

Номінальна потужність робочих турбінно-вентиляторних паливних насосів (ТВП) вибирається відповідно до їх розрахункового навантаження. З урахуванням підвищених вимог до надійності системи власних потреб електростанції, перевантаження робочих ТВП є недопустимим.

Так як дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів наперед не відомі, то визначаємо потужність робочих ТВП наближено за формулою, приведеною в [1].

$$S_{\text{ТВП}} \geq (P'_{\text{ВП}}/100) \cdot P_{\text{НОМ.Г}} \cdot K_{\text{П}}; \quad (2.24)$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт попиту ($K_{\text{П}} = 0,9$ для КЕС [1]);

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

Для блоків 200 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,07 \cdot 200 \cdot 0,9 = 12,6 \text{ МВА};$$

Для блоків 500 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,07 \cdot 500 \cdot 0,9 = 31,5 \text{ МВА};$$

Вибираємо робочий трансформатор власних потреб типу:

ТРДНС-25000/35 для блоків 1-3 та ТРДНС-32000/35 для блоків 4, 5.

Технічні характеристики вибраних трансформаторів приведено в табл.4.1
Резервні трансформатори власних потреб (РТВП).

Потужність робочих турбінно-вентиляторних паливних насосів (РТВП) повинна забезпечити можливість заміни найбільшого робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійну зупинку іншого блока.

Згідно [1] їх розрахункова потужність:

$$S_{\text{пртвп}} = 1 \cdot S_{\text{твп розр}}; \quad (2.25)$$

$$S_{\text{пртвп}} = 1 \cdot 31,5 = 31,5 \text{ МВА.}$$

Вибираємо трансформатори типу ТРДНС-32000/35 (TR-2) та ТРДНС-32000/220 (TR-1).

Технічні характеристики вибраних трансформаторів приведено в табл.4.1
Блочні трансформатори.

Так як кожен генератор включається в блок з трансформатором і на відгалуження до блоку підключається лише навантаження власних потреб, то згідно умови:

$$S_{\text{ном т}} > S_{\text{ном г}} - S_{\text{ТВП}}; \quad (2.26)$$

де $S_{\text{твп}}$ – потужність ТВП;

$S_{\text{ном г}}$ – номінальна потужність генератора.

Для блоків 200 МВт ВРУ 220 кВ:

$$S_{\text{ном.т}} \geq 235,3 - 12,6 = 222,7 \text{ (МВА).}$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-250000/220 [2].

Для блоків 500 МВт ВРУ 330 кВ:

$$S_{\text{ном.т}} \geq 588 - 31,5 = 556,5 \text{ (МВА).}$$

Вибираємо трансформатор ТНЦ-630000/330 [2].

Параметри блочних трансформаторів приведено в табл.4.1

Автотрансформатори зв'язку (АТЗ).

Вибір автотрансформаторів здійснюється на основі аналізу перетоків потужності між розподільчими пристроями в різних режимах:

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.\max} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.г}i} - S_{\text{вп.ном}} - S_{p.\text{від.мак}} ; \quad (2.27)$$

де $S_{\text{ном.г}}$ – номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району;

$S_{p.\text{від.мак}}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1);

$S_{\text{вп.ном}}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням.

$$S_{p.\max} = 3 \cdot (2235,3 - 12,6) - 481,5/0,85 = 102,1 \text{ (МВА)}.$$

б) Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.г}i} - S_{\text{вп.ном}} - S_{p.\text{від.мін}} ; \quad (2.28)$$

де $S_{p.\min}$ – мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

$$S_{p.\min} = 3 \cdot (235,3 - 12,6) - 431,37/0,85 = 161,2 \text{ (МВА)}.$$

в) Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{ном.г}i} - S'_{\text{в.п.}} - S_{p.\text{від.мак}} ; \quad (2.29)$$

де $S'_{в.п.}$ – потужність власних потреб блоків м. р., що залишилися в роботі.

$$S_{p,ав} = (3 - 1) \cdot (235,3 - 12,6) - 481,5/0,85 = -121,1 \text{ (МВА)}.$$

Вибираємо одну групу трьох однофазних автотрансформаторів АОДЦТН-133000/330/220 [2] плюс один трансформатор (фаза) в резерві.

Параметри автотрансформаторів зв'язку приведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.6 – Номінальні параметри трансформаторів

Позначення на схемі	Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$			$U_k, \%$			ΔP_x	ΔP_k
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТВП 1-3	ТРДНС-25000/35	25	15,75	-	6,3-6,3	-	10,5	-	25	115
ТВП 4-5	ТРДНС-32000/35	32	20	-	6,3-6,3	-	12,7	-	29	145
TR - 1	ТРДНС-32000/220	32	242	-	6,3-6,3	-	11,5	28	80	170
TR - 2	ТРДНС-32000/35	32	38,5	-	6,3-6,3	-	10,5		29	145
БТ 1	ТДЦ-250000/220	250	242	-	15,75	-	11	-	207	600
БТ 2	ТНЦ-630000/330	630	347	-	20	-	11,5	-	345	1300
БТ 3	ТДЦ-250000/330	250	347	-	15,75	-	11	-	214	605
АТЗ	АОДЦТН-133000/330/220	133	330 $\sqrt{3}$	242 $\sqrt{3}$	38,5	9	60	48	50	250

Приведенні затрати [2, 4, 6]:

$$Z = p_n \cdot K + U = p_n \cdot K + \frac{a}{100} \cdot K + B\Delta W, \quad (2.30)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 17$ коп./кВт·год – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.31)$$

де n — число паралельно працюючих трансформаторів.

Таблиця 2.7 — Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість од., тис. грн.	Капіталовкладення	
			1 варіант	2 варіант
БТ1	3/2	8850	26 550	17 700
БТ2	2/2	18260	36 520	36 520
БТ3	0/1	9240	0	9 240
АТЗ	1/1	20580	20 580	20 580
В: 220 кВ	11/10	4370	48 070	43 700
В: 330 кВ	10/11	9520	95 200	104 720
В: 15 кВ	3/3	420	1 260	1 260
В: 20 кВ	2/2	440	880	880
Разом:			229 060	234 600

Примітка: для ВРУ-330 кВ обираємо схему «4/3».

Визначимо витрати електроенергії в трансформаторах:

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

$$\begin{aligned} \Delta W_1 = & \left[3 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 600 \cdot \left(\frac{562,2 / 0,9}{250} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{937 / 0,9}{630} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 250 \cdot \left(\frac{76,7 / 0,9}{133} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] = 27420000 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

$$\Delta W_2 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{БТ3}} + \Delta W_{\text{АТ}};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 = & \left[2 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 600 \cdot \left(\frac{374,8 / 0,9}{250} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{937 / 0,9}{630} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 600 \cdot \left(\frac{187,4 / 0,9}{250} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 250 \cdot \left(\frac{106,7 / 0,9}{133} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] = 29050000 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = (0,084 \cdot 229060 + 17 \cdot 10^{-5} \cdot 27420000) = 23900 \text{ (тис.грн.)}$$

$$U_2 = (0,084 \cdot 234600 + 17 \cdot 10^{-5} \cdot 29050000) = 24640 \text{ (тис.грн.)}$$

Приведенні затрати:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 229060 + 23900 = 51387,2 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 234600 + 24640 = 52792 \text{ (тис.грн).}$$

$\Delta Z = 2,73 \%$, оскільки приведені затрати для першого варіанту схеми менші, для проектування КЕС обираємо блочний тип схеми станції згідно з першим варіантом, оскільки він забезпечує менші втрати електроенергії та однотипність обладнання.

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, всі перетоки потужності між розподільчими пристроями і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

2.4 Вибір схем ВРУ високої напруги на підставі порівняння не менше двох варіантів за техніко-економічними показниками

Для ВРУ – 20кВ пропонуємо схему дві системи збірних шин з обхідною (рис. 2.7), а для ВРУ – 330кВ пропонуємо два варіанти схем: “дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання” (3/2) та (4/3) (рисунок 2.8).

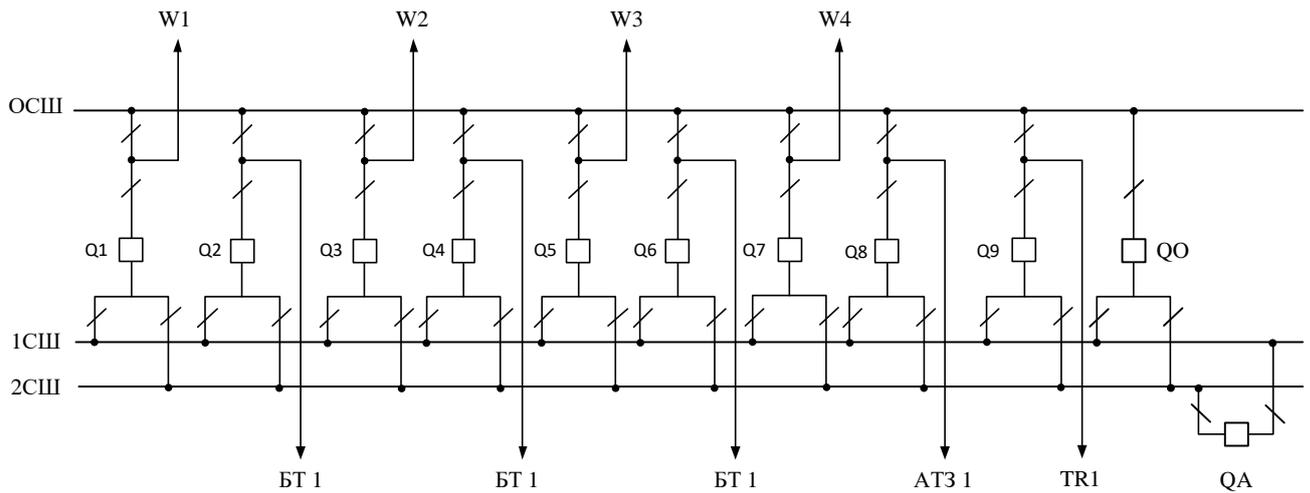
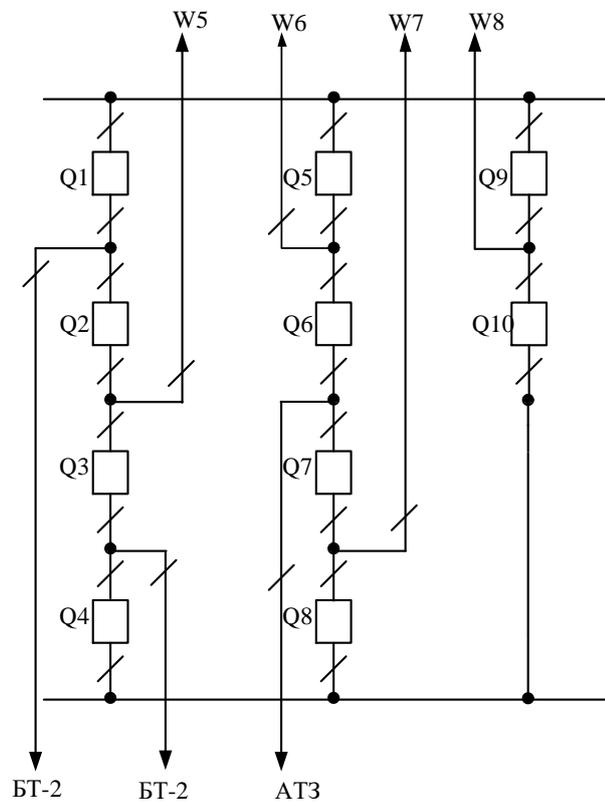


Рисунок 2.7 – Схема ВРУ–220 кВ



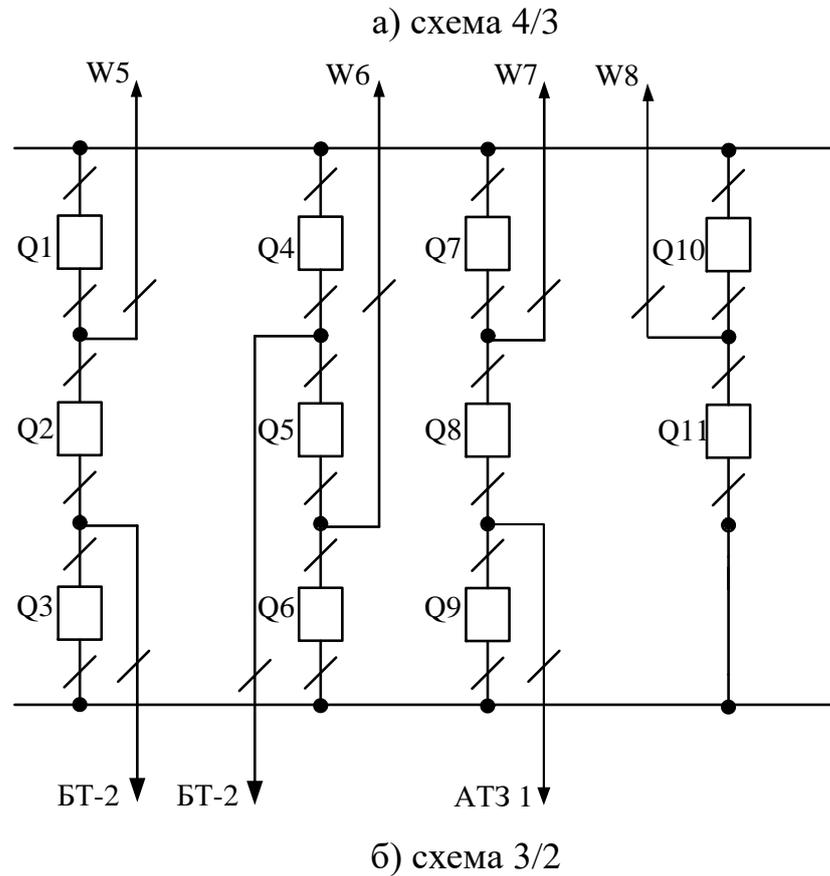


Рисунок 2.8 – Схема ВРУ–330 кВ

Техніко-економічне порівняння варіантів схем РУ

Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами:

$$Z = p_n \cdot K + B; \quad (2.32)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,15$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки, грн.;

B – річні експлуатаційні витрати, грн.;

Так, як кількість трансформаторів в порівнювальних схемах однакова, то капіталовкладення в РУ оцінюємо за числом комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{\text{ком}}; \quad (2.33)$$

$$C_{\text{ком}} = 5000 \text{ (тис. грн.)};$$

де $C_{\text{ком}}$ – вартість комірки електричного вимикача, тис. грн..

Річні експлуатаційні витрати розраховуються за формулою:

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K; \quad (2.34)$$

де α_a, α_o - вартість на амортизацію і обслуговування [2], %.

Капіталовкладення в РУ оцінюємо за числом комірок вимикачів:

$$K_I = 10 \cdot 5000 = 50000 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_{II} = 11 \cdot 5000 = 55000 \text{ (тис. грн.)}.$$

Річні експлуатаційні витрати будуть рівні:

$$B_I = \frac{8,4}{100} \cdot 50000 = 4200 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{II} = \frac{8,4}{100} \cdot 55000 = 4620 \text{ (тис. грн.)}.$$

Схему вибираємо за приведеними затратами [2, 4]:

$$Z = p_H K + U + M(Z), \quad (2.35)$$

де $p_H = 0,15$;

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

$$M(Z) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.36)$$

де $y_0 = 17 \frac{\text{грн.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – питомий збиток.

Таблиця 2.8– Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра потoku відмов, 1/рік		Час відновлення $T_{в}$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{п}$, год.
	ω_1	ω_2			
330	0,015	0,005	100	0,2	250

Таблиця 2.9 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-330 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
1	2	3	4
Кл. комірок, шт.	n_k	10	11
Вартість комірки, тис. грн.	C_k	50000	55000
Параметр потоку раптових відмов ген. та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,009	0,009
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи P_y	$K_p = \mu \cdot T_{п}/8760$	0,0057	0,0057
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9429	0,9372
Час простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_{в} - T_{в}^2/2 \cdot T_{п}$	80	80
Мат. очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів у нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,00848	0,00843
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0158	0,0157
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000513	0,0000513
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000957	0,0000957

Таблиця 2.10– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ- 330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I варіант						
G1,W1	368,7	1	1	–	9	–
		80	–	–	–	–
W2,G1	368,7	1	1	–	9	–
		80	–	–	–	–
G3,W3	368,7	1	1	–	8	1
		80	–	–	–	–
G2	368,7	1	–	1	–	3
		80	–	–	2	–
W2,G1,W1	368,7	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
G2,D(AT1,W3,W4)	368,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
G2,D(G1,W2)	441,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
W4,W1	128	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
AT1,D(W1,G1)	55	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
G2,W2	358,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
W4,W2	128	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
G2,W3,AT1	455	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
G2,D(AT1,W3)	368,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
W1,D(AT1,W3)	41,7	1	–	–	1	–
		80	–	–	–	–
W4,D(AT1,W3)	41,7	1	–	–	1	–
		80	–	–	–	–
W4,G2	368,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
AT1,D(W3,G2)	55	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
G1	368,7	1	–	–	–	–
		80	–	–	2	–
D(W1,G1,W2,W4), D(AT1,W3,G2)	55	1	–	–	–	–
		80	–	–	–	2

Продовження таблиці 2.10

II варіант						
G1,W1	368,7	1	1	-	11	1
		80	-	-	-	-
G1	368,7	1	-	1	-	4
		80	-	-	1	1
G2	368,7	1	-	1	-	4
		80	-	-	1	1
G2,W2	368,7	1	1	-	11	1
		80	-	-	-	-
AT1, D(W1,G1)	55	1	-	-	-	1
		80	-	-	-	-
G2,W1	368,7	1	-	-	1	1
		80	-	-	-	-
W2,G1	368,7	1	-	-	1	1
		80	-	-	-	-
W3,W1	128	1	-	-	2	-
		80	-	-	-	-
AT1,G1	455	1	-	-	-	2
		80	-	-	-	-
W4,W1	128	1	-	-	2	-
		80	-	-	-	-
W4,G1	368,7	1	-	-	1	1
		80	-	-	-	-
G2,D(W1,G1)	441,7	1	-	-	-	1
		80	-	-	-	-
G1,D(W2,G2)	441,7	1	-	-	-	1
		80	-	-	-	-
AT1,D(W2,G2)	55	1	-	-	-	1
		80	-	-	-	-
W3,G2	368,7	1	-	-	1	1
		80	-	-	-	-
W4,G2	368,7	1	-	-	1	1
		80	-	-	-	-
G1,D(W3,AT1)	368,7	1	-	-	-	1
		80	-	-	-	-
W2,D(W3,AT1)	41,7	1	-	-	1	-
		80	-	-	-	-
W4,D(W3,AT1)	41,7	1	-	-	2	-
		80	-	-	-	-
W4,W3	128	1	-	-	2	-
		80	-	-	-	-
W1,D(W3,AT1)	41,7	1	-	-	1	-
		80	-	-	-	-
G2,D(W3,AT1)	368,7	1	-	-	-	1
		80	-	-	-	-

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

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$M(3_1) = 552,8 \text{ (тис.грн.)};$$

$$M(3_2) = 476,1 \text{ (тис.грн.)}$$

Таблиця 2.11 – Приведені затрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	50000	55000
Щорічні експлуатаційні витрати	4200	4620
Очікуваний збиток	552,8	476,1
Приведені затрати	54752,8	60096,1

$\Delta Z = ((60096,1 - 54752,8) / 54752,8) \cdot 100\% = 9,75\%$ отже, приймаємо перший варіант схеми ВРУ-330 кВ. Остаточного приймаємо схему ВРУ – 330 кВ – “4/3”.

2.5 Схема власних потреб електростанції

Розробляємо схему живлення ВП (рис. 2.9), користуючись рекомендаціями, викладеними в [1].

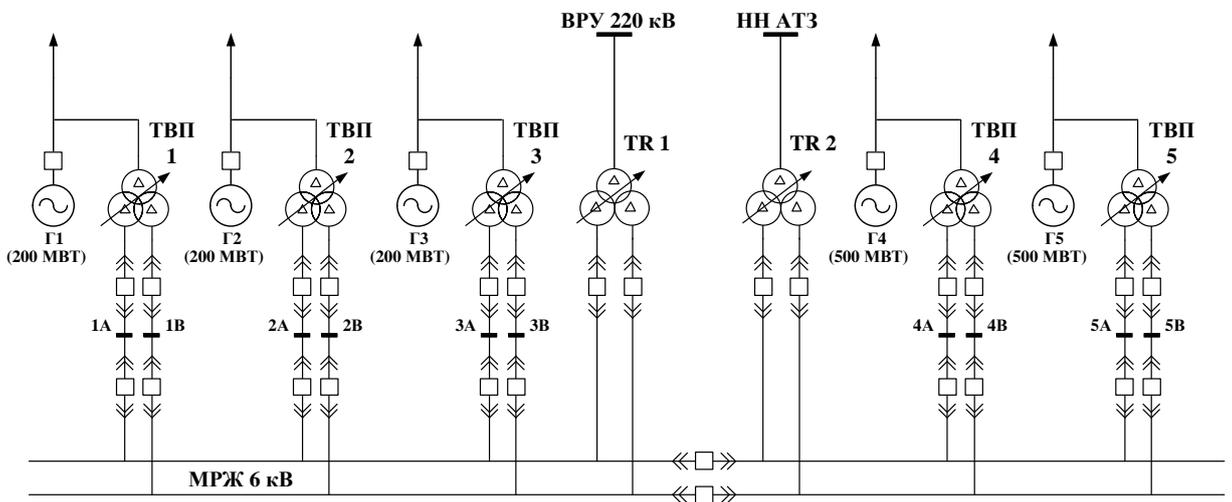


Рисунок 2.9 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

Обрана схема для власних потреб гарантує безперебійне живлення всіх споживачів і можливість запуску генераторів. Надійність живлення власних потреб сприяє стабільній роботі станції в цілому.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури і струмоведучих частин

2.6.1 Розрахункова схема установки

Для розрахунку струмів короткого замикання складається розрахункова схема, на основі якої створюється електрична схема заміщення. Шляхом послідовного перетворення схема заміщення спрощується до такої форми, щоб кожне джерело живлення або група джерел були зв'язані з точкою короткого замикання за допомогою одного результуючого опору. Знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, за законом Ома визначаємо початкове значення періодичної складової струму короткого замикання, а потім ударний струм, періодичну та аперіодичну складові струму короткого замикання для заданого моменту часу.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 2.10).

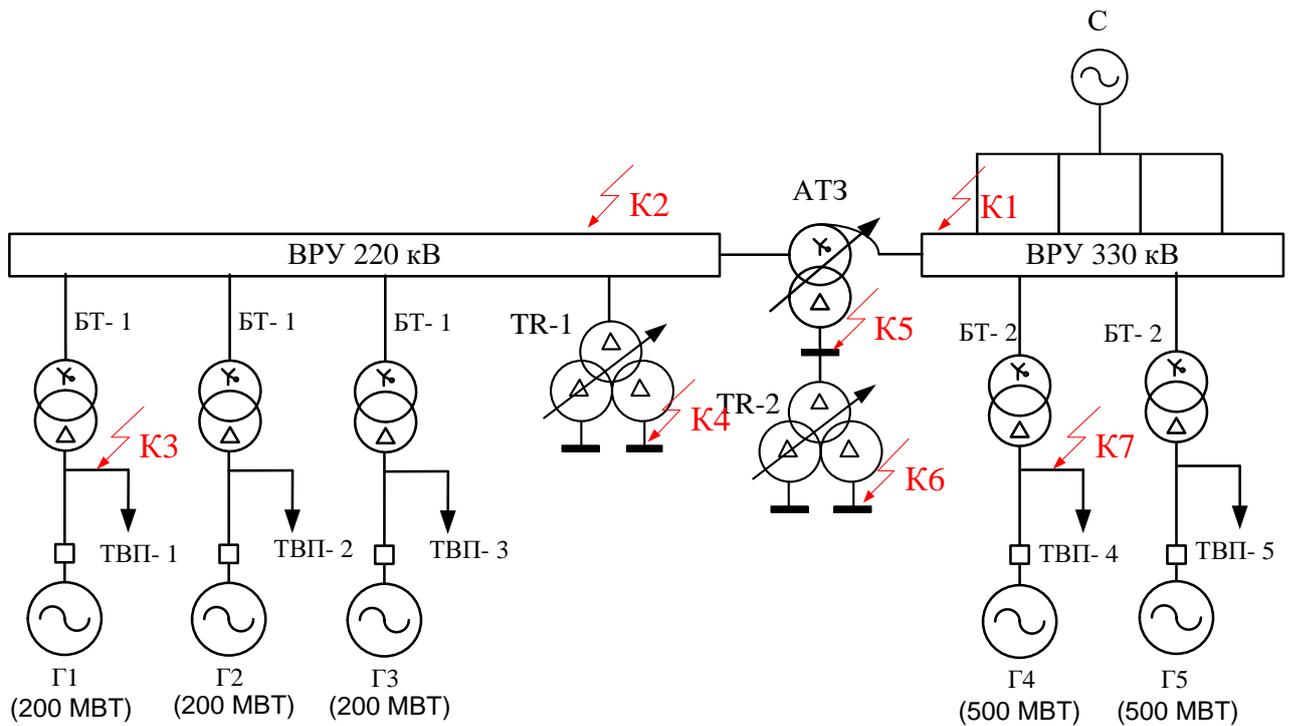


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема установки

2.6.2 Заступна схема станції

Ми створюємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає початковій розрахунковій схемі, але всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними. (рисунок 2.11).

Розрахунок виконується у відносних одиницях. Тому всі опори елементів еквівалентної схеми приводимо до однакових базових умов, використовуючи методичні вказівки. [1].

Приймаємо $S_6 = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- СИСТЕМИ:

$$x_1 = x_c = x_{\text{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.37)$$

$$x_c = 0,26 \cdot \frac{1000}{17000} = 0,01647.$$

- ПЛЕП:

$$x_{2-4} = x_{л} = x_{\text{ПЛЕП}} \cdot 1 \cdot \frac{S_{\delta}}{u_{\text{cp}}^2}; \quad (2.38)$$

$$x_{л1-4} = 0,32 \cdot 260 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,719.$$

- БТ1 - 1:

$$x_{\delta T} = \frac{u_{\text{KB-H}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.39)$$

$$x_{5-7} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44.$$

- БТ1 - 2:

$$x_{8-9} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,182.$$

- ГЕНЕРАТОРИВ Г1 - 3:

$$x_{\Gamma} = x''_{\text{дНОМ}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.40)$$

$$x_{10-12} = x_{\Gamma 1} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,7.$$

- ГЕНЕРАТОРИВ Г4 - 5:

$$x_{13-14} = x_{\Gamma 2} = 0,243 \cdot \frac{1000}{588} = 0,413.$$

- ПРТВП1:

$$x_{\text{TR}} = 1,875 \frac{u_{\text{KB-H}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.41)$$

$$x_{15} = 1,875 \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,738.$$

- ПРТВПІ2:

$$x_{16} = 1,875 \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,152.$$

- АТЗ:

$$x_B = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}); \quad (2.42)$$

$$x_B = 0,5 \cdot (60 + 9 - 48) = 21,25\%;$$

$$x_C = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}); \quad (2.43)$$

$$x_C = 0,5 \cdot (9 + 48 - 60) = -3\% = 0;$$

$$x_H = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}); \quad (2.44)$$

$$x_H = 0,5 \cdot (60 + 48 - 9) = 99\%;$$

$$x_{17} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.45)$$

$$x_{17} = \frac{21,25}{100} \cdot \frac{1000}{399} = 0,53;$$

$$x_{18} = 0; \quad (2.46)$$

$$x_{19} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.47)$$

$$x_{19} = \frac{99}{100} \cdot \frac{1000}{399} = 2,48.$$

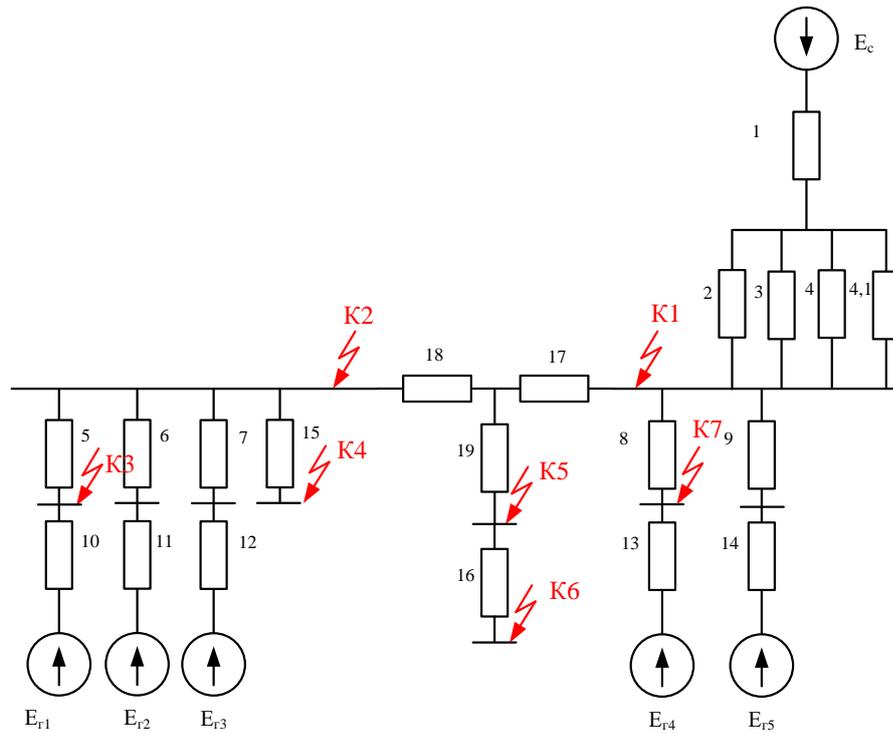


Рисунок 2.11 – Заступна схема

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$, наведений в Додатку В

2.8 Розрахунок робочих максимальних струмів приєднань та теплових імпульсів

Кількість теплоти, що виділилася при короткому замиканні, зазвичай характеризується тепловим імпульсом W_k . Його значення визначається в залежності від місця короткого замикання: далеко КЗ (точка К1, К2, К5), КЗ поблизу генератора (К3), або КЗ поблизу групи потужних електродвигунів (К4, К6).

К1

Визначаємо робочі максимальні струми приєднань:

ВРУ 330 кВ:

- струм від генератора:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{г.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.48)$$

$$I_{p.\max} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 1084 \text{ (A)};$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{p.\max} = \frac{P_{\text{ГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.49)$$

$$I_{p.\max} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ (A)};$$

- струм від автотрансформатора:

$$I_{p.\max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.50)$$

$$I_{p.\max} = \frac{1,5 \cdot 399 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1048 \text{ (A)};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{\text{а}}), \quad (2.51)$$

де $t_{\text{відк}}$ – час відключення.

$$B_{\text{к}} = 19,92^2 \cdot (0,2 + 0,35) = 157,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₂

ВРУ 220 кВ:

- струм від генератора:

$$I_{p.\max} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 650 \text{ (A)};$$

- струм від ЛЕП:

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

- струм від автотрансформатора:

$$I_{p.\max} = \frac{1,5 \cdot 399 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1572 \text{ (A)};$$

$$B_k = 8,61^2 \cdot (0,2 + 0,35) = 40,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₃

- струм від генератора:

$$I_{p.\max} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9090 \text{ (A)};$$

у цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму короткого замикання:

$$B_k = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}}, \quad (2.52)$$

де $B_{\text{ка}}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи:

$$B_{\text{ка}} = I_C^2 \cdot T_{\text{аС}} + I_{\text{поГ}}^2 \cdot T_{\text{аГ}} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{\text{поГ}}}{T_{\text{аС}}^{-1} + T_{\text{аГ}}^{-1}}; \quad (2.53)$$

$B_{\text{кп}}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{\text{кС}}$, періодичним струмом генераторів $B_{\text{кГ}}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{\text{кГС}}$:

$$B_{\text{кп}} = B_{\text{кС}} + B_{\text{кГ}} + B_{\text{кГС}}; \quad (2.54)$$

$$B_{\text{кС}} = I_C^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.55)$$

$$B_{\text{кГ}} = B_* \cdot I_{\text{поГ}}^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.56)$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{поГ}} \cdot t_{\text{відк}}, \quad (2.57)$$

де B^* , T^* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора[1].

$$B_{ка} = 54,34^2 \cdot 0,04 + 59,24^2 \cdot 0,545 + \frac{4 \cdot 54,34 \cdot 59,24}{0,04^{-1} + 0,545^{-1}} = 2511 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кС} = 54,34^2 \cdot 4 = 11811 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГ} = 0,3 \cdot 59,24^2 \cdot 4 = 4211 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГС} = 2 \cdot 54,34 \cdot 0,8 \cdot 59,24 \cdot 4 = 20602 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кП} = 11811 + 4211 + 20602 = 36624 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{к} = 36624 + 2511 = 39135 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₄

- струм TR1:

$$I_{p.\max} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1541 \text{ (А)};$$

$$B_{к} = I_{\text{поС}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{поД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{\text{Д}} + T_{\text{а,сх}}) + 2 \cdot I_{\text{поД}} \cdot I_{\text{поС}} \cdot (T'_{\text{Д}} + T_{\text{а,сх}}), \quad (2.58)$$

де:

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{I_{\text{поС}} \cdot T_{\text{аС}} + I_{\text{поД}} \cdot T_{\text{аД}}}{I_{\text{поС}} + I_{\text{поД}}}; \quad (2.59)$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{13,01 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,04}{13,01 + 5} = 0,047.$$

$$B_{к} = 13,01^2 \cdot (1,2 + 0,047) + 5^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,047) + 2 \cdot 13,01 \cdot 5 \cdot (0,07 + 0,047) = 228,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₅

НН АТЗ:

$$I_{p.\max} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 528 \text{ (A)};$$

$$B_k = 5,89^2 \cdot (0,3 + 0,35) = 22,54 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₆

РУ ВП:

$$I_{p.\max} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1541 \text{ (A)};$$

$$T_{a,сх} = \frac{10,26 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,04}{10,26 + 5} = 0,0467.$$

$$B_k = 10,26^2 \cdot (1,2 + 0,0467) + 5^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,0467) + \\ + 2 \cdot 10,26 \cdot 5 \cdot (0,07 + 0,0467) = 145,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₇

- струм від генератора:

$$I_{p.\max} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 17888 \text{ (A)};$$

В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ:

$$B_{ка} = 102,61^2 \cdot 0,04 + 79,08^2 \cdot 0,478 + \frac{4 \cdot 102,61 \cdot 79,08}{0,04^{-1} + 0,478^{-1}} = 4608 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кС} = 102,61^2 \cdot 4 = 42115 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГ} = 0,3 \cdot 79,08^2 \cdot 4 = 7504 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГС} = 2 \cdot 102,61 \cdot 0,8 \cdot 79,08 \cdot 4 = 51932 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кп}} = 42115 + 7504 + 51932 = 101551 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{к}} = 101551 + 4608 = 106159 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Результати розрахунку теплових імпульсів

ТКЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
$B_{\text{к}}, \text{кА} \cdot \text{с}^2$	157,4	40,7	39135	228,3	22,54	145,2	106159

3 ВИБІР АПАРАТУРИ

3.1 Вибір комутаційної апаратури

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-330 кВ. Вибираємо вимикач [1, с. 182] типу ВГБ-330У1.

- за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (3.1)$$

$$330 \text{ кВ} \leq 330 \text{ кВ};$$

- за тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (3.2)$$

$$1084 \text{ А} \leq 3150 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

а) на вимикальну здатність вимикача:

- перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{відк.ном}}; \quad (3.3)$$

$$16,4 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{відк.ном}}}{100}, \quad (3.4)$$

де $i_{\text{а.ном}}$ - номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі, який відключається, для часу τ ;

τ - найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів;

β - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ,

$$14,1 \text{ кА} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,6 \text{ кА};$$

- перевірка за вимикальною здатністю і за повним струмом КЗ:

$$\sqrt{2}I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (3.5)$$

$$\sqrt{2} \cdot 16,4 + 14,1 = 37,06 \text{ (кА)} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 80 \text{ (кА)};$$

б) на електродинамічну стійкість:

$$I_{п.0} \leq I_{дин} \quad (3.6)$$

$$16,92 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (3.7)$$

$$44,44 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА},$$

умови виконуються.

де $I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2];

$i_{дин}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

в) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.8)$$

$$157,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де B_k – розрахунковий тепловий імпульс струму КЗ;

I_T – середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) за каталогом;

t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом, с;

умова виконується.

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 273] типу РП-330/3200 У1.

- за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (3.9)$$

$$330 \text{ кВ} \leq 330 \text{ кВ};$$

- за тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}} \quad (3.10)$$

$$1084 \text{ А} \leq 3200 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (3.11)$$

$$44,44 \text{ кА} \leq 160 \text{ кА};$$

- на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.12)$$

$$157,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Умови виконуються. Вибір комутаційних апаратів у інших точках проводимо аналогічно. Результати зведені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір комутаційної апаратури

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП-330 кВ	ВГБ-330 У1	РП-330/3200 У1
$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1084 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 16,4 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 40 \text{ кА}$	–

$i_{a.\tau} = 14,1 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{в\ddot{и}дк.н\text{о}м}}\beta_{\text{н}} = 22,6 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 16,92 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{у}} = 44,44 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 157,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}\text{т}}^2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}\text{т}}^2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 3.1

ВРП-220 кВ	ВГБУ-220 У1	РНД-220/2000 У1
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.ма\text{х}}} = 1572 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п.}\tau} = 8,37 \text{ кА}$	$I_{\text{в\ddot{и}дк.н\text{о}м}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{a.\tau} = 8,69 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{в\ddot{и}дк.н\text{о}м}}\beta_{\text{н}} = 19,8 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 8,61 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{у}} = 23,31 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 40,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}\text{т}}^2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}\text{т}}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
НН АТЗ	ВВУ-35А-40/2000 У1	РНД-35/2000 У1
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 30 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.ма\text{х}}} = 528 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п.}\tau} = 5,89 \text{ кА}$	$I_{\text{в\ddot{и}дк.н\text{о}м}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{a.\tau} = 5,45 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{в\ddot{и}дк.н\text{о}м}}\beta_{\text{н}} = 16,9 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 5,89 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{у}} = 15,93 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 22,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}\text{т}}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}\text{т}}^2 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУ ВП 6 кВ	ВР6В	КУ10Ц
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.ма\text{х}}} = 1541 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п.}\tau} = 22,66 \text{ кА}$	$I_{\text{в\ddot{и}дк.н\text{о}м}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{a.\tau} = 5,93 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{в\ddot{и}дк.н\text{о}м}}\beta_{\text{н}} = 14,142 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 15,26 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{у}} = 36,06 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 145,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}\text{т}}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}\text{т}}^2 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор 200 МВт	ВВГ-20-160/12500 У3	РВП-20/12500У3

$U_{\text{НОМ}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 9090 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 12500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 99,04 \text{ кА}$	$I_{\text{Відк.НОМ}} = 160 \text{ кА}$	–
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}} = 233,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{Відк.НОМ}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) = 238 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 113,58 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 160 \text{ кА}$	–
$i_{\text{y}} = 313,17 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 410 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 490 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 39135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В колі генератора 500 МВт встановлюємо вимикач навантаження типу КАГ-24-30/30000У3: $U_{\text{НОМ}} = 24 \text{ кВ}$; $I_{\text{НОМ}} = 30 \text{ кА}$; $I_{\text{НОМ.Відкл}} = 30 \text{ кА}$; $i_{\text{ДИН}} = 500 \text{ кА}$; $I_{\text{т}} / t_{\text{т}} = 190 / 3 \text{ кА/с}$.

3.2 вибір струмоведучих частин

3.2.1 Вибір гнучких шин (збірних шин)

Вибір збірних шин ВРУ– 330 кВ здійснюється на основі максимального робочого струму найпотужнішого приєднання, яким є лінія електропередачі (ЛЕП). Згідно [1]: Вибираємо шини з проводу 2·АС240/39, каталожні дані взято з [2], с. 428: $I_{\text{доп}} = 2 \cdot 610 \text{ А}$; $d = 21,6 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 610 = 1220 \text{ А} > I_{\text{мах}} = 1084 \text{ А}.$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (3.13)$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (3.14)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);
 $r_0 = 21,6 / 20 = 1,08$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32 \text{ (кВ / см)};$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (3.15)$$

де n – кількість проводів в фазі.

K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [1, табл. 7.4]:

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

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

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [1, табл. 5.4]:

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

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

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D, \quad (3.16)$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 5.3];

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)};$$

$$E = 1,1 \cdot \frac{0,354 \cdot 340}{2 \cdot 1,08 \cdot \lg(567/12)} = 22,2 \text{ (кВ / см)};$$

$$0,9 \cdot 32 = 28,8 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 22,2 = 23,754 \text{ (кВ / см)};$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

Термічна перевірка не потрібна, оскільки шини виготовлені з голих проводів і розташовані на відкритому повітрі.

Відгалуження до БТ2:

Економічний переріз

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (3.17)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²;

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

$$I_{норм.БТ2} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1030 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = \frac{1030}{1} = 1030 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС550/71 за умови відсутності корони.

Відгалуження до АТЗ:

$$I_{норм.АТЗ} = \frac{399 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 678,3 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = \frac{678,3}{1} = 678,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС700/86 за умови відсутності корони.

Ми обираємо збірні шини ВРУ– 220 кВ на основі максимального робочого струму найпотужнішого приєднання, яким є автоматична трансформаторна станція (АТЗ).

Згідно [1]: Вибираємо шини з проводу $2 \times \text{АС}500/27$, каталожні дані взято з [2], с. 428: $I_{\text{доп}} = 2 \cdot 960 = 1920 \text{ А}$; $d = 29,4 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 1920 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 1572 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,47}} \right) = 30,973 \text{ (кВ / см)};$$

$r_0 = d / 20 = 1,47 \text{ см}$ – радіус проводу;

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ (см)};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1,47}{20} = 1,25;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,47 \cdot 20} = 5,45 \text{ (см)};$$

$$E = 1,25 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,47 \cdot \lg(567 / 5,45)} = 18,05 \text{ (кВ / см)};$$

$$0,9 \cdot 30,973 = 27,876 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 18,05 = 19,31 \text{ (кВ / см)};$$

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

Відгалуження до БТ1:

$$I_{\text{норм.БТ1}} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 618,2 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{618,2}{1} = 618,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС700/86 за умови відсутності корони.

Відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм.АТЗ}} = \frac{399 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1048,3 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = 1048,3/1 = 1048,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС550/71.

Відгалуження до TR1:

$$I_{\text{норм.TR1}} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 251,6 \text{ (А)};$$

Встановлюємо провід марки АС95/16.

10.2 Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Ми обираємо комплектні екрановані струмопроводи для кола генератора і на ділянці від шин власних потреб до ТВП і ПРТВП, керуючись номінальними характеристиками генератора і трансформатора власних потреб.

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}, \quad (3.18)$$

де $i_{\text{дин}}$ – струм динамічної стійкості струмопроводу.

Електродинамічна стійкість оцінюється за амплітудним струмом, який повинен перевищувати розрахунковий ударний струм короткого замикання приєднання.

Ділянку від вивода генератора ТГВ-200 до фасадної стіни головного корпусу станції виконуємо типу ТЭКН-Е-20-10000-300:

$$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}; U_{\text{НОМ}} = 15,75 \text{ кВ}; i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА};$$

Тип вбудованого трансформатора напруги: ЗНОМ-15; ЗНОМ-24;

Тип вбудованого трансформатора струму: ТШЛ-20-10000/5.

Розрахуємо струм обтяженого режиму

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМ,Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (3.19)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,09 \text{ кА};$$

Перевіряємо струмопровід:

$$I_{\text{max}} = 9,09 \text{ кА} \leq I_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 200,32 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

Отже струмопровід підходить. Результати вибору інших струмопроводів зводимо до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір струмопроводу

Ділянка	Струмопровід
ТГВ-200	ТЕКН-Е-20-10000-300
$U_{\text{НОМ}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 9090 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 147,17 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$
	ТС: ТШВ-20-10000/5
	ТН: ЗОМ-1/15, ЗНОМ-15.
ТГВ-500	ТЕКН-Е-20-20000-560
$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 17888 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 20000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 281,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$
	ТС: ТШВ-24-24000/5
	ТН: ЗОМ-1/20, ЗНОМ-20.
ПРТВП	ТЭК-6-3200-125

$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 1541 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 67,25 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ А}$

Вибір жорстких шин та ізоляторів

Виконаємо вибір шин ПРТВП 6 кВ.

За умовами експлуатації беремо однополосні алюмінієві шини $100 \times 10 \text{ мм}$.

$$I_{\text{доп}} = 1820 \text{ А}; q = 1000 \text{ мм}^2;$$

По умовах нагріву в тривалому режимі:

$$I_{\text{доп}} = 1820 \text{ А} \geq I_{\text{р.мах}} = 1541 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C}; \quad (3.20)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{228,3 \cdot 10^6}}{90} = 167,8 \text{ мм}^2;$$

$$q = 1000 \text{ мм}^2 \geq q_{\text{min}} = 247 \text{ мм}^2;$$

отже шини термічно стійкі.

Перевіримо шини на механічну міцність.

Визначаємо відстань l між ізоляторами при умові, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 \leq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ звідки } l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (3.21)$$

де J - момент інерції поперечного перерізу шини відносно вісі, перпендикулярної напрямку вигинаючої сили, см^4 .

Якщо шини розташовані на ребрі, то:

$$J = \frac{b^3 \cdot h}{6}; \quad (3.22)$$

$$J = \frac{1^3 \cdot 10}{6} = 1,6 \text{ см}^4;$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (3.23)$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{1,6}{1 \cdot 10}} = 0,346 \text{ м}^2;$$

$$l < \sqrt{0,346} = 0,58 \text{ м.}$$

Якщо шини розташовані плазом, то:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6}; \quad (3.24)$$

$$J = \frac{1 \cdot 10^3}{6} = 166 \text{ см}^4;$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}};$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{166}{1 \cdot 10}} = 3,52 \text{ м}^2;$$

$$l < \sqrt{3,52} = 1,87 \text{ м.}$$

Ця конфігурація розташування шин на ізоляторах дозволяє збільшити проліт до 1,87 м, що призводить до значної економії на ізоляторах. Ми приймаємо розташування шин в плазі, з пролітом 2,0 м і відстанню між фазами 0,8 м.

Перевірка на механічну стійкість.

Момент опору шини щодо осі, яка перпендикулярна дії сили:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{3}; \quad (3.25)$$

$$W = \frac{1 \cdot 10^2}{3} = 33 \text{ см}^2.$$

Напруженість у матеріалі шини, що виникає при дії згинаючого моменту:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W}, \quad (3.26)$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2^2 \cdot 67,25^2}{0,8 \cdot 33,00} = 11,85 \text{ МПа}.$$

Приймаємо алюмінієві шини: $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$. Вони задовольняють умові:

$$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа} \geq \sigma_{\text{розр}} = 11,85 \text{ МПа}.$$

Вибір ізоляторів.

В розподільчих установках шини кріпляться на опорних, прохідних і підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких здійснюється відповідно до наступних умов:

– за номінальною напругою: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

– за допустимим навантаженням: $F_{\text{розр.}} \leq F_{\text{доп.}}$,

де $F_{\text{розр.}}$ – розрахункова сила, яка діє на ізолятор, Н;

$F_{\text{доп.}}$ – допустиме навантаження на головку ізолятора.

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}}, \quad (3.27)$$

де $F_{\text{руйн.}}$ – руйнівне навантаження на вигин.

Максимальна сила, що діє на вигин:

$$F_{\text{в.}} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (3.28)$$

$$F_{\text{в.}} = 1,62 \cdot \frac{67,25^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1831 \text{ Н}.$$

Перевіримо ізолятор на механічну міцність. Вибираємо опорний ізолятор ИО-6-3,75-У3 з параметрами: $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$, $F_{\text{руйн.}} = 3750 \text{ Н}$.

$$F_{\text{розр}} = K_h \cdot F_B = 1 \cdot 1831 = 1831 \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}; \quad (3.29)$$

Отже, ізолятор підходить.

Вибираємо прохідний ізолятор ИП-10/3150-3000 У, ХЛ, Т2 з параметрами: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$; $F_{\text{руйн.}} = 3000 \text{ Н}$.

Прохідний ізолятор вибираємо за напругою і номінальним струмом:

$$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 1541 \text{ (А)} \leq I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А};$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_B = 0,5 \cdot 2061 = 1030,5 \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}; \quad (3.30)$$

Отже, ізолятор підходить.

Вибираєм кабель для електродвигуна типу 2АЗМ-800/6000:

$$P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А};$$

$$T_{\text{max}} = 6000 \text{ год};$$

Вибираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 89,5 / 1,2 = 74,6 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель $3 \times 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А}$;

З врахуванням поправочного коефіцієнта на температуру повітря (К₂ = 0,87) допустимий струм складає:

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 165 = 143,6 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А};$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{492,7 \cdot 10^6}}{90} = 247 \text{ мм}^2 > q = 95 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель перерізом 300 мм^2 , $I_{\text{доп.ном}} = 330 \text{ (А)}$.

3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги призначені для зниження первинного струму та напруги до стандартних значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле. Вони також використовуються для ізоляції вимірювальних кіл і систем захисту від високовольтних первинних кіл.

3.3.1. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Оберемо вимірювальний трансформатор струму для підключення вимірювальних приладів до кола генератора ТГВ-200.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по [3], схема ввімкнення приладів показана на рис. 3.1. Оскільки ділянка від виводів генератора до стіни турбінного відділення виконана комплектним струмопроводом ТЭКН-Е-20-10000-300, то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, ТШ-20-10000/5, параметри якого з [2]: $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$; $I_{1\text{ном}} = 10 \text{ кА}$; $r_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$; $I_{\text{тер}} = 160 \text{ кА}$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$, клас точності 0,5.

Його перевірку проводимо за умовами:

- По напрузі установки:

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

- По допустимому струму:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{1\text{ном}}; \quad (3.31)$$

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95} ; \quad (3.32)$$

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,09 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{роб.макс}} = 9,09 \text{ кА} < I_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кА}.$$

– По електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}. \quad (3.33)$$

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

– По термічній стійкості:

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}; \quad (3.34)$$

$$25419 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

– По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н}, \quad (3.35)$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_k + R_{\text{з.пров.}}$ – розрахункове навантаження;

$R_k = 0,1 \text{ Ом [1]}$ – опір контактів;

$R_{\text{з.пров.}}$ – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для оцінки навантаження на трансформатор струму за вторинним навантаженням, використовуючи схему включення і каталожні дані приладів, що наведені в [2], визначаємо навантаження по фазам для найбільш завантаженого трансформатора ТА1.

З табл. 11.1. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2\text{н}}^2 ; \quad (3.36)$$

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} ; \quad (3.37)$$

$$R_{\text{з.пров.}} = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Відповідно [3], для генератора 200 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho=0,0175$), орієнтовна довжина 30 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1] $l_{\text{розр}} = l = 30$ м; тоді переріз кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} ; \quad (3.38)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,54} = 0,972 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,5} + 0,1 + 0,56 = 1,01 \text{ Ом} < Z_{2\text{н}} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Таблиця 3.3 – Вимірювальні прилади, що підключені до ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
		А	В	С
Амперметр реєструючий	Н-394	—	10	—
Ватметр	Д-345	0,5	—	0,5
Варметр	Д-345	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	—	2,5
Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
Ватметр (щит турбіни)	Д-345	0,5	—	0,5

Сумарне значення		14	10	14
------------------	--	----	----	----

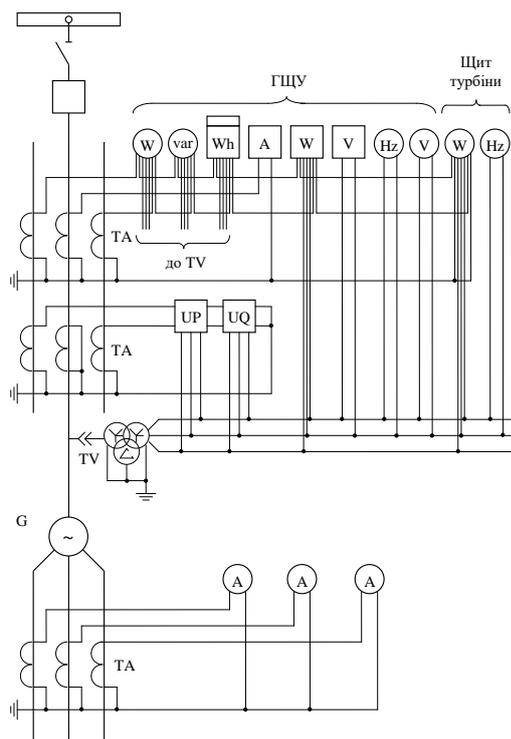


Рисунок 3.1 – Схема включення вимірювальних приладів генератора

3.3.2. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

В колі комплектного струмопровода, якій приєднаний до генератора ТГВ-200 (див. п. 7.3), встановлений трансформатор напруги ЗНОМ-15-63У2.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

$S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 3.4.). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2]. Схема включення приладів зображена на рис. 3.1.

Таблиця 3.4 - Вимірювальні прилади, що підключені до ТН

Назва	Тип	S однієї котушки	К-ть котушок	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-345	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-345	2	2	1	0	4	—
Варметр	Д-345	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	И-680	2	2	0,38	0,925	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Э-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Э-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне значення						70	9,7

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (3.39)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{70^2 + 9,7^2} = 70,669 \text{ В}\cdot\text{А};$$

$$S_{2\text{розр}} = 70,669 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{н}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А};$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Вибір інших трансформаторів струму та напруги на всіх ділянках (ділянках генераторів, трансформаторів, ліній) проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо у табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-330 кВ	ТФУМ-330 А	НКФ-330-83У1
ВРУ-220 кВ	ТФЗМ-220 Б І	НКФ-220-58У1
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН 330: сторона СН 220: сторона НН 35:	ТВТ-330 І-2000/1 ТВТ-220 І-2000/1 ТВТ-35 І-1500/1	— — —
Блочний трансформатор БТ ₄₋₅ : сторона ВН 330: сторона НН 20:	ТВТ-330 І-2000/1 ТПОЛ-20-1500/5	— —
Блочний трансформатор БТ ₁₋₃ : сторона ВН 220: сторона НН 15,75:	ТВТ-220 І-2000/1 ТПОЛ-20-1500/5	— —
Турбогенератор 200 МВт	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-15-63 У2
Турбогенератор 500 МВт	ТШ-24-24000/5	ЗНОМ-20-63 У2
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2: сторона ВН 35: сторона НН 6,3:	ТВТ-35 І-1500/1 ТШЛ-10-2000/5	— —
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1: сторона ВН 220: сторона НН 6,3:	ТВТ-220 І-2000/1 ТШЛ-10-2000/5	— —
ТВП1-3:сторона ВН 15,75: сторона НН 6,3:	ТПОЛ-20-1500/5 ТШЛ-10-2000/5	— —
ТВП4-5:сторона ВН 20: сторона НН 6,3:	ТПОЛ-20-1500/5 ТШЛ-10-2000/5	— —
РУВП 6 кВ	ТШЛ-10-2000/5	ЗНОЛ.06-6У3

3.4 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Вибір розрядників здійснюється відповідно до класу напруги установки, з використанням довідникових даних [2]. В нейтралі блочних трансформаторів розрядники встановлюються напругою на один клас нижче, ніж номінальна напруга трансформатора.

Таблиця 3.6 – Вибір пристроїв обмеження перенапруг

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ 2 з боку ВРУ 330 кВ	ОПН-330 У1
Виводи БТ 1 з боку ВРУ 220 кВ	ОПН-220 У1
Виводи БТ 1 з боку генераторів (200 МВт)	ОПН-15У1
Виводи БТ 2 з боку генераторів (500 МВт)	ОПН-20У1
ЛЕП 330 кВ	ОПН-330 У1
ЛЕП 220 кВ	ОПН-220 У1
Виводи ВН АТЗ	ОПН-220 У1
Виводи СН АТЗ	ОПН-330 У1
РУ ВП 6кВ	ОПН-6
Нейтраль БТ1	ОПН-110У1

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 330 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 330 кВ:

$$I_{p.max} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (3.40)$$

$$I_{p.max} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ (А)}.$$

Вибираємо загороджувач ВЗ-1250-0,5У1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: 824,3 \text{ A} < 1250 \text{ A};$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 330 \text{ кВ} = 330 \text{ кВ}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (3.41)$$

$$44,44 \text{ кА} < 80 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (3.42)$$

$$157,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконуються.

3.5 Вибір акумуляторної батареї

На станціях з блочними схемами для кожних двох агрегатів, які обслуговуються з одного блочного щита керування, передбачається встановлення однієї аварійної батареї (АБ).

Ці АБ розташовані в головному корпусі. Вони мають бути оснащені елементним комутатором (ЕК) і працювати в режимі постійного підзаряду з автоматичним регулюванням напруги на шинах, а також з автоматичним або напівавтоматичним підзарядом хвостових елементів. Виконаємо розрахунок АБ для ТГВ-200 МВт (одна батарея на блок).

Розрахунок навантаження установки постійного струму [4] зведений в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7– Підрахунок навантажень на АБ

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_{п},$ А
Постійне навантаження	—	—	—	30	—	30	30
Аварійне освітлення	—	—	—	200	—	200	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	2	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	1	11	128	50	150	50	150
Електродвигун аварійного маслonaсосу змазки турбін	1	14	200	73	184	73	184
Разом						413	424

Приймаємо одну акумуляторну батарею типу СК на блок.

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год. По [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{ш} = 230$ В, напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{кз} = 2,15$ В. Розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}\text{C}$.

З таблиці 13.1 впливає:

$$I_{ав} = 413 \text{ (A)};$$

$$I_{т} = 424 \text{ (A)}.$$

Розрахуємо кількість елементів батареї:

– основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}; \quad (3.43)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p}, \quad (3.44)$$

де $U_p = 1,75 \text{ В [1]}$ – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

$$n = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130;$$

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0; \quad (3.45)$$

$$n_{\text{дод}} = 130 - 108 = 22.$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 (В) до шин приєднується

$$n_{\text{min}} = 230 / 2,7 = 85.$$

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (3.46)$$

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

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

$j = 25 \text{ А/Н [1]}$ – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot \frac{413}{25} = 17,3.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]: $N = 20$ (типу Varta).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I_{\text{ПОШГ.}}}{46}; \quad (3.47)$$

$$N < 20; \quad (3.48)$$

$$\frac{413}{46} = 8,97;$$

8,97 < 20, умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею N=20 типу “Varta”.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним 0,15 N [1]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \quad (3.49)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно навантаження (таблиця 13.1).

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

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (3.50)$$

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

В якості ПЗП застосовують агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80.

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

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (3.51)$$

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

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (3.52)$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{пост}} + 5 \cdot N ; \quad (3.53)$$

$$I_{\text{зп}} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ (А)};$$

$$U_{\text{зп}} = U_3 \cdot n; \quad (3.54)$$

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

Обираємо зарядний агрегат моделі ТППС-800 (номінальна напруга $U_{\text{ном}}=380 \text{ В}$, номінальний струм $I_{\text{ном}}=800 \text{ А}$). Вибрана акумуляторна батарея відповідає всім технічним вимогам і зможе підтримати роботу станції у випадку аварійної ситуації протягом необхідного часу для відновлення нормального режиму.

3.6 Розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги

Для ВРУ-330 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 3.2.

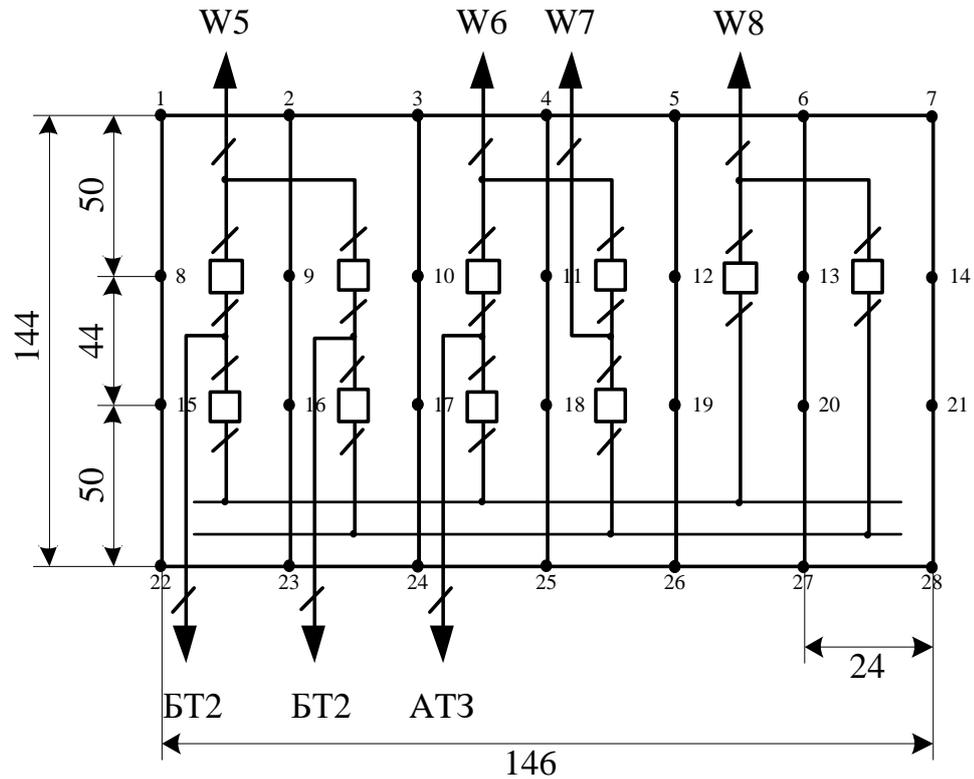


Рисунок 3.2 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку [4]:

а) висота блискавковідводу: $h = 36$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 24$ (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 36 = 24(\text{м}) > h_x = 24(\text{м}).$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ v_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (3.55)$$

де:

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (3.56)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 3.8 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	B _x , м	Г _x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27, 27-28	24	35,33	16	9
1-8, 2-9, 3-10, 4-11, 5-12, 6-13, 7-14, 15-22, 16-23, 17-24, 18-25, 19-26, 20-27, 21-28	50	33,14	9,43	9
1-9, 2-10, 3-11, 4-12, 5-13, 6-14, 4-20, 15-23, 16-24, 17-25, 18-26, 19-27, 20-28	55,5	32,5	7,47	9
8-15, 9-16, 10-17, 11-18, 12-19, 13-20, 14-21	44	33,5	10,73	9
8-16, 9-17, 10-18, 11-19, 12-20, 13-21	52	32,9	8,74	9

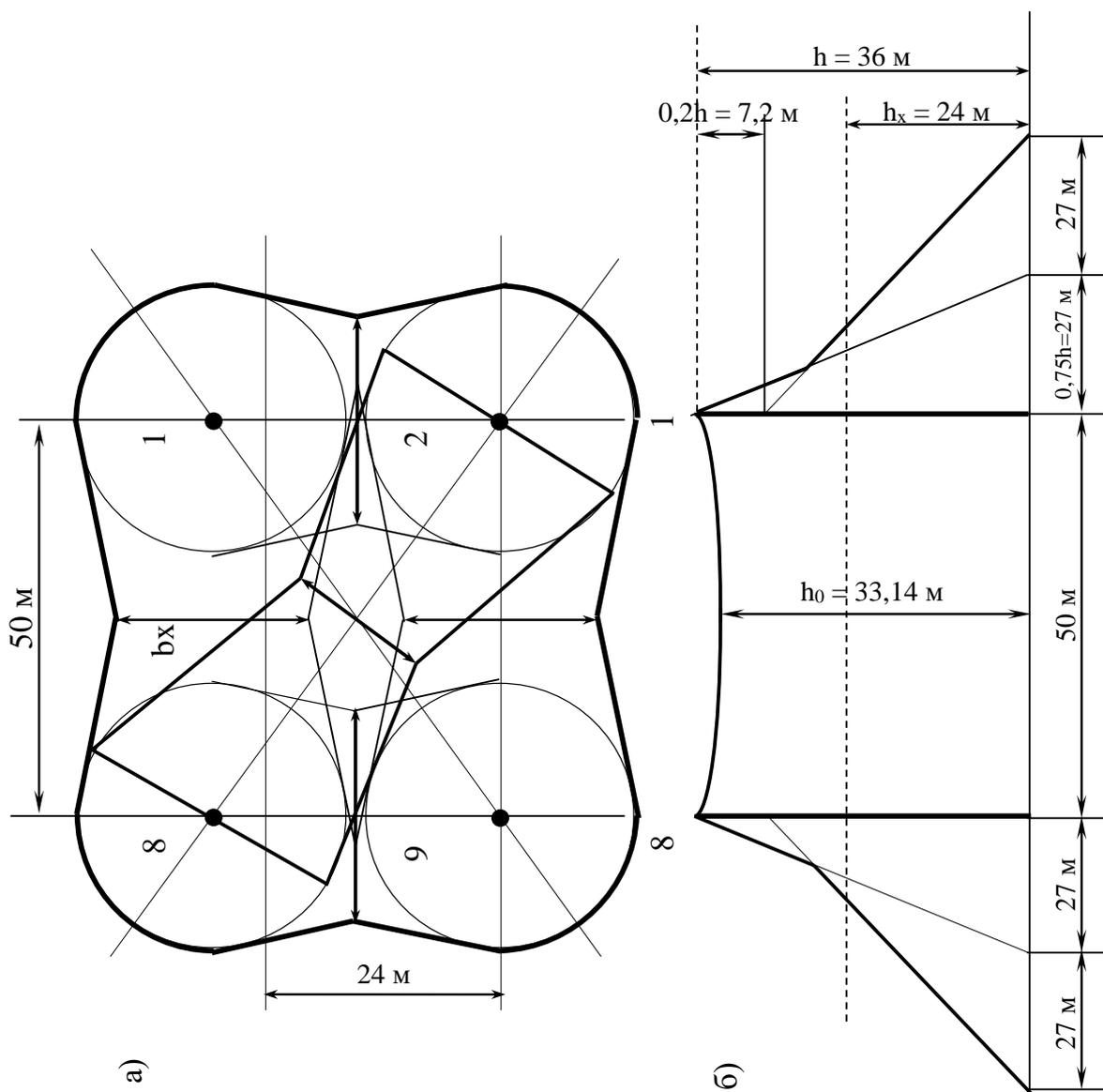


Рисунок 3.3 – Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (146 \times 140) = 20440 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 36 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4 \text{ м}$.

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

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (146 + 144) / 36 = 10,5 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

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

$$a / l_B = 10,5 / 4 = 2,62;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{20440} = 143 \text{ (м)};$$

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

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\text{Г}} + L_{\text{В}}}, \quad (3.57)$$

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

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

$L_{\text{Г}}$, $L_{\text{В}}$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (3.58)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (3.59)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{143} = 0,032 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,032 = 0,418;$$

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

$$L_r + L_B = (146 \cdot 13 + 144 \cdot 13) + 4 \cdot 36 = 3914 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [4] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,2$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,418 \cdot 360 / 143 + 360 / 3914 = 1,14 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

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

Опір заземлювача:

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

$$R'_3 = \frac{1,14 \cdot 1,2 \cdot 1,1}{1,14 + 1,2 + 1,1} = 0,43 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

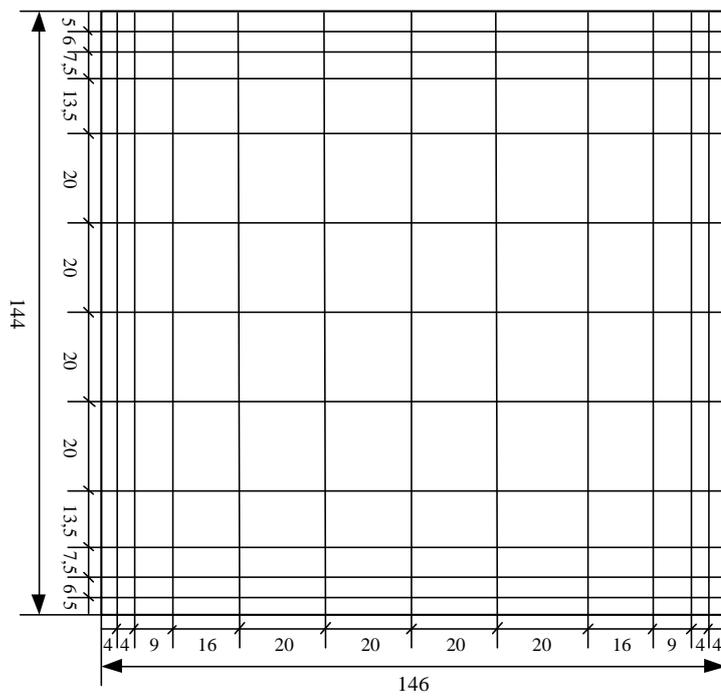


Рисунок 3.4 – План заземляющего устройства ВРУ-330 кВ

4. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ НА КОНДЕНСАЦІЙНІЙ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

4.1. Роль та функціональне призначення комутаційного обладнання в електричній частині КЕС

Комутаційне обладнання є ключовим елементом електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС), оскільки забезпечує комутацію, захист, оперативне керування та переключення електричних кіл генератора, трансформаторів, систем власних потреб та ліній електропередач. Основною функцією комутаційного обладнання є вимкнення та ввімкнення струмів у звичайних і аварійних режимах при напругах 10–750 кВ, що супроводжується значними електродинамічними та тепловими навантаженнями.

КЕС потужністю 1600 МВт характеризується високою короткочасною та тривалою потужністю КЗ, що потребує застосування комутаційної апаратури з підвищеною довговічністю, зносостійкістю та стійкістю до повторних комутацій. У таких умовах вимикачі та роз'єднувачі мають забезпечувати гасіння дуги з мінімізацією перенапруг, а також відповідати вимогам ІЕС 62271, ІЕС 60056, ДСТУ EN 60909 щодо граничних струмів короткого замикання та комутаційних можливостей.

4.2. Характеристики навантаження та вимоги до вимикачів КЕС

Для електростанцій такої потужності характерними є струми короткого замикання величиною 31–63 кА на шинах генераторної напруги 20–27 кВ та до 40–63 кА на шинах 110–330 кВ. Тому до вимикачів висуваються наступні вимоги:

- номінальна робоча напруга: 10, 110, 330, 750 кВ (залежно від ступеня трансформації);
- номінальний струм: 2000–4000 А;
- струм КЗ, що відключається: не менше 31,5–63 кА;
- термічна стійкість: витримування струмів КЗ протягом 1–4 с;
- механічна зносостійкість: не менше 2000–10000 операцій;

- стійкість до перенапруг: дотримання граничних значень комутаційних і внутрішніх імпульсів.

Перевага надається вакуумним вимикачам (до 35 кВ) та елегазовим (SF₆) вимикачам напругою 110 кВ і вище, оскільки вони забезпечують мінімальне утворення дуги, низький рівень технічного обслуговування та високі ресурси комутацій.

4.3. Особливості роботи вакуумних та елегазових вимикачів у мережах КЕС

Характеристика	Вакуумний вимикач	Елегазовий вимикач (SF ₆)
Напруги застосування	до 35 кВ	110–750 кВ
Середовище гасіння дуги	вакуум	елегаз SF ₆
Тривалість дуги	$\leq 10^{-4}$ с	10^{-3} – 10^{-2} с
Перенапруги при вимкненні	високі	низькі
Обслуговування	мінімальне	потребує контролю SF ₆
Екологічність	безпечний	SF ₆ – парниковий газ

Для КЕС потужністю 1600 МВт доцільним є комбіноване використання:

- вакуумні вимикачі – у схемах власних потреб та приєднаннях 6–10 кВ;
- елегазові вимикачі – у мережах 110–750 кВ та приєднаннях генератор–трансформатор.

4.4. Динамічні та теплові режими комутацій на КЕС

Під час відключення струмів КЗ вимикач зазнає короточасних електродинамічних та теплових навантажень. Електродинамічна сила визначається за законом:

$$F = \frac{\mu_0 I^2}{2\pi a},$$

де I – струм, a – відстань між струмоведучими частинами. При струмах понад 50 кА ця сила здатна перевищувати 30–50 кН, що впливає на вибір матеріалів контактів і конструкцію приводу.

Комутаційна дуга є джерелом локального теплового перевантаження, яке особливо небезпечне для вакуумних контактів, де можливе розпилення металу. Тому враховуються такі параметри:

- щільність струму,
- інтенсивність зносу контактів,
- стійкість матеріалу до ерозії.

4.5. Вимоги до діагностики та технічного обслуговування комутаційного обладнання

Для забезпечення безпеки та безперебійної роботи КЕС проводяться регулярні діагностичні заходи:

- вимір опору контактів;
- перевірка герметичності SF₆ та вологовмісту газу;
- аналіз зносу контактів вакуумних вимикачів;
- перевірка приводу на швидкодію;
- випробування підвищеною напругою згідно IEC 62271-100.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проекрованої електростанції

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

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.1.

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

При розширенні ЕС капітальні вкладення по наближеній методиці рекомендується визначати як вартість нового будівництва із слідуючими поправочними коефіцієнтами:

для КЕС

при об'ємі розширення:	коефіцієнт
малому	0,8
середньому	0,9
складному	1,1

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	Тип	В % від другого розділу	В тому числі по видах витрат, грн.			
			будівельні монтажні роботи	обладнання	інші витрати	загальна вартість
1. Підготовка території будівництва	КЕС	2,1	51471	2058,84	49412,16	102942
2. Об'єкти основного виробничого призначення	КЕС	2580	2941200	1911780	49020	4902000
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	КЕС	1,2	47059,2	11764,8	-	58824
4. Об'єкти енергетичного господарства	КЕС	1,9	79167,3	13970,7	-	93138
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	КЕС	3,0	139707	7353	-	147060
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	КЕС	3,0	132354	14706	-	147060
7. Благоустрій території	КЕС	0,5	24510	-	-	24510
8. Тимчасові будівлі та споруди	КЕС	4,0	156864	19608	19608	196080
9. Інші роботи та витрати	КЕС	3,0	-	-	147060	147060
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	КЕС	0,2	-	-	9804	9804

11. Підготовка експлуатаційних кадрів	КЕС	0,3	-	-	14706	14706
12. Проектні та пошукові роботи	КЕС	5,0	-	-	245100	245100
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	КЕС	1,0	-	-	49020	49020
Всього по розділу А –промислове будівництво	-	-	3572332,5	198124 1,34	583730,1 6	6137304
В т.ч. поворотні суми	-	5	178616,63	-	-	178616,6 3
Всього	-	-	3393715,8 7	198124 1,34	583730,1 6	5958687, 37

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

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

$$K_{пит} = \frac{5958687,37 \cdot 10^3}{2800 \cdot 10^3} = 2128,10 \left(\frac{\text{грн}}{\text{кВт}} \right),$$

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

5.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

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

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних

елементах. В курсовому та дипломному проекті рекомендується використовувати методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

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

5.2.1 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об’ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ($T_n = 4$ роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1

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

Вартість основних фондів, що відносяться до вищеприведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл. 5.1) по наступних формулах:

$$ОФ_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (5.2)$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш.}; \quad (5.4)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \times (3393715,87 - 139707) = 1952405,32 \text{ (грн)};$$

$$ОФ_2 = 147060 \text{ (грн)};$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (3393715,87 - 139707) + (1981241,34 - 7353) + 583730,16 = 3334222,05 \text{ (грн)},$$

де $K_{БМР}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.1; K_5 – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ – вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань рекомендується виконати у табличній формі (табл. 5.2).

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
Ф1	1952405,32	7%	136668,37
Ф2	147060	28%	41176,8
Ф3	3334222,05	20%	666844,41
Всього:	5433687,37		844689,58

5.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

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

Значення штатних коефіцієнтів вибирається по табл.3-табл.5. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{шт.і} \times N_{вст.і}, \quad (5.5)$$

$$Ч = 0,89 \times 900 + 1,01 \times 1000 = 1811$$

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

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

Таблиця 5.3 – Штатні коефіцієнти промислово-виробничого персоналу КЕС

Потужність КЕС, МВт	Кількість і тип турбоагрегатів	Штатний коефіцієнт, чол/МВт	
		Тверде паливо	Газ, мазут
1200	4*К-300-240	1,03	0,89
1200	6*К-200-130	1,13	1,01
1800	6*К-300-240	0,88	0,75
2000	4*К-500-240	0,74	-
3000	6*К-500-240	0,84	-
3200	4*К-800-240	0,56	0,47
4800	6*К-800-240	0,47	0,40
600	5*Т-100/120-130	1,4	1,14
840	4*Т-175/210-130	1,3	1,0

1140	2*Т-100/120-130+ +3*Т-250/300-240	1,2	0,9
1200	4*Т-250/300-240	-	0,87

Таблиця 5.4 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для КЕС різного типу

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	Кількість чоловік
Робітники	80 %	1449
ІТР	16 %	290
Службовці	3,5 %	63
МОП	0,5 %	9

Таблиця 5.5 – Розмір середньої заробітної плати працівників КЕС, грн

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	
Робітники	6000	
Службовці	4000	
ІТР	7000	
МОП	3200	

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

$$S_{ЗП} = \sum 12 \times Z_i \times n_i, \quad (5.6)$$

$$S_{ЗП \text{ робітники}} = 12 \cdot 6000 \cdot 1449 = 104328000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ ІТР}} = 12 \cdot 7000 \cdot 290 = 24360000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ службовці}} = 12 \cdot 4000 \cdot 63 = 3024000 \text{ (грн)}$$

$$S_{ЗП \text{ МОП}} = 12 \cdot 3200 \cdot 9 = 345600 \text{ (грн)}.$$

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

Таблиця 5.6 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	1449	104328000
ІТР	290	24360000
службовці	63	3024000
МОП	9	345600

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 8 по формулі:

$$I_{ЗП} = (1,57(S_{ЗП \text{ роб.}} + S_{ЗП \text{ МОП}}) + 1,80(S_{ЗП \text{ ІТР}} + S_{ЗП \text{ сл.}})) \times K_k \times K_B, \quad (5.7)$$

$$I_{ЗП} = (1,57(104328000 + 345600) + 1,80(24360000 + 3024000)) \times 0,7 \times 1,375 = 205617673 \text{ (грн)},$$

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

5.2.3 Витрати на паливо

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються по формулі:

$$I_{\Pi} = \frac{(C_{\Pi} + C_{\text{тр}}) \times B_p \times (1 + \alpha_{\text{втр.}})}{e_{\Pi}}, \quad (5.8)$$

де C_{Π} і $C_{\text{тр}}$ – ціна натурального палива та вартість його доставки; B_p - річні витрати умовного палива; $\alpha_{\text{втр.}}=0$ – втрати твердого палива при транспортуванні(1,5%); e_{Π} – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330=1,200136$ (Q - теплотворна здатність палива). Втрати рідкого та газоподібного палива та витрати по його доставці враховуються у преїскурантах цін.

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

$$B_p = B_{\text{хх}} \times \tau_p + \beta \times W_{\text{вир.}}, \quad (5.9)$$

де $B_{\text{хх}}$ - годинні витрати умовного палива на холостий хід; τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{прост.}}$); $\tau_{\text{прост.}}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год.

Згідно з таблицею 4.7. (Витратні характеристики блоків) вибираємо тип турбогенератора.

Таблиця 5.7 – Витратні характеристики блоків

Тип турбоагрегата	Енергетична характеристика	Примітки
К - 400-240, вугілля	$B = 7,11\tau_p + 0,2878W$	$W \rightarrow$ МВт год/рік
К - 800- 240, вугілля	$B = 14,8\tau_p + 0,282W$	$\tau_p \rightarrow$ год/рік

1. Блоки 3* К – 400 – 240, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: $C_{\Pi} = 4600$ (т).

Річні витрати умовного палива: $B_p = 7,11 \cdot \tau_p + 0,2878 \cdot W$.

$$\tau_{p300} = 3 \cdot 8760 - 2 \cdot (34 \cdot 24 + 12 \cdot 24) - 1 \cdot 18 \cdot 24 = 23640 \text{ (год)};$$

$$E_{p300} = \frac{E_p \cdot 900}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 400}{1200} = 4827102 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_{p300} = 7,11 \cdot 23640 + 0,2878 \cdot 4827102 = 1586160 \text{ (т.у.н.)}.$$

2. Блоки 2* К – 800 – 240, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: $C_{\Pi} = 4600 \text{ (т)}$.

Річні витрати умовного палива: $B = 14,8\tau_p + 0,282W$.

$$\tau_{p500} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot (54 \cdot 24 + 24 \cdot 24) - 1 \cdot 36 \cdot 24 = 14784 \text{ (год)};$$

$$E_{p500} = \frac{E_p \cdot 1000}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 800}{1600} = 7390654,24 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_{p500} = 14,8 \cdot 14784 + 0,282 \cdot 7390654,24 = 2302967 \text{ (т.у.н.)}$$

$$B_p = B_{p300} + B_{p500} = 1586160 + 2302967 = 3889067 \text{ (т.у.н.)};$$

$$I_{\Pi} = \frac{(C_{\Pi} - C_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{emp})}{e_{\Pi}}; \quad (5.10)$$

$$I_{\Pi} = \frac{4600 \times 3889067 \times (1 + 0)}{39240 / 29330} = 13371691882,84 \text{ (грн)};$$

5.2.4 Інші затрати

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

$$I_{in} = \frac{(I_a + I_{zn}) I_n}{100}; \quad (5.11)$$

$$I_{in} = \frac{(5958687,37 + 205617673) \times 12}{100} = 2538916300,24 \text{ (грн)}$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається по графіку.

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної енергії

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

$$C = \frac{I}{E_{\text{вiдн}}}$$

$$C = \frac{16244294515,79 \cdot 10^2}{14337869,22 \cdot 10^3} = 113,29 (\text{кoп} / \text{кВт.год})$$

$$E_{\text{вiдн}} = E_{\text{вир}} \cdot (1 - \alpha)$$

$$E_{\text{вiдн}} = 14781308,47 \cdot \left(1 - \frac{3}{100}\right) = 14337869,22 (\text{МВт})$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{\text{зн}} + I_{\text{ин}} + I_n \quad (5.12)$$

$$I = 211576360,37 + 205617673 + 2538916300,24 + 13371691882,84 = 16327802215 (\text{грн})$$

Таблиця 5.8 – Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат грн..	Собівартість енергії	
		Коп/кВт год	%
Амортизація	211576360,3	1,50	1,29
Заробітна плата	205617673	1,42	1,25
Паливо	13371691882,84	92,77	81,89
Інші витрати	2538916300	17,6	15,54
Разом	16327802215	113,29	100

6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

В цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпека в надзвичайних ситуаціях в процесі дослідження введів конденсаторного типу. Аналізування потенційних небезпек при виконанні цих робіт проводимо для оперативно-ремонтного персоналу, з метою запобігання впливу на працівників таких шкідливих виробничих факторів:

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

хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил, оксид вуглецю);

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: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

6.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

6.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомам праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки (далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил. Працівнику, який пройшов

перевірку знань цих Правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Кожний працівник повинен знати, розуміти і дотримуватись вимог цих Правил. Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

Керівники, спеціалісти, які безпосередньо організують роботу, зобов'язані забезпечити виконання її відповідно до вимог цих Правил.

Працівники, винні у порушенні цих Правил, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну або кримінальну відповідальність згідно з чинним законодавством.

Допуск до випробувань в електроустановках здійснює оперативний або оперативно-виробничий працівник, який має такі права. У недіючих електроустановках, на складах, території підприємств, у полі тощо допуск до випробувань здійснює керівник робіт за нарядами. Проведення випробувань під час монтажу або ремонту обумовлюється у рядку "Доручається" наряду. В електроустановках до 1000 В випробування допускається виконувати за розпорядженням.

Випробування проводить бригада, в якій керівник робіт повинен мати групу IV, член бригади - групу III, а працівник, виставлений для охорони, - групу II. До складу бригади, яка проводить випробування, можуть входити виробничі працівники, які залучаються до виконання підготовчих робіт та нагляду за обладнанням. До складу бригади, яка виконує ремонт або монтаж обладнання, для проведення випробувань можна залучати працівників налагоджувальних організацій або електролабораторії. В цьому разі керівництво випробуваннями

здійснює керівник робіт або, за його вказівкою, працівник з групою IV зі складу працівників лабораторії чи налагоджувальної організації.

Допуск за нарядами, виданими на проведення випробувань та підготовчих робіт до них, слід здійснювати тільки після того, як інші бригади, які працюють на обладнанні, що підлягає випробуванню, виведені з робочих місць та їхні наряди здані допускатчу. В електроустановках без місцевих оперативних працівників керівнику робіт дозволяється після виведення бригади залишити наряд у себе, оформивши перерву в роботі.

Випробну установку, обладнання, що випробовується, та з'єднувальні проводи між ними слід обгородити щитами, канатами тощо з плакатами "Випробування. небезпечно для життя!", повернутими назовні. Огородження встановлюють працівники, які проводять випробування.

У разі необхідності слід виставити охорону зі складу членів бригади з групою II для запобігання наближенню сторонніх осіб до випробної установки, з'єднувальних проводів та до обладнання, що випробовується. Члени бригади, які виставлені для охорони, повинні знаходитись зовні огороження та вважати, що випробне обладнання перебуває під напругою. Залишити пост ці працівники можуть тільки з дозволу керівника робіт.

Під час складання випробної схеми перш за все необхідно виконати захисне і робоче заземлення випробної установки і, якщо потрібно, захисне робоче заземлення корпусу обладнання, що випробовується. Забороняється проводити випробування пересувною установкою із заземлюванням її корпусу тільки за допомогою робочої схеми.

Корпус пересувної випробної установки необхідно заземлити окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу з перерізом не менше ніж 10 кв.мм. Перед випробуванням слід перевірити надійність заземлення корпусу. Перед приєднанням випробної установки до мережі напругою 380/220 В вивід високої напруги необхідно заземлити. Переріз мідного проводу, що використовується у випробних схемах для заземлювання, не повинен бути менше ніж 4 кв.мм.

Приєднання випробної установки до мережі напругою 380/220 В слід здійснювати через комутаційний апарат з видимим розривом кола або через штепсельну вилку, що розміщені на місці керування установкою. Комутаційний апарат або слід обладнати утримуючим пристроєм, або між рухомими та нерухомими контактами апарата слід встановити ізолювальну накладку. Провід або кабель, який використовують для живлення випробної установки від мережі напругою 380/220 В, необхідно захистити запобіжниками або автоматичним вимикачем, які встановлені у цій мережі. Підключати до мережі пересувну випробну установку повинні представники організації, що експлуатує цю мережу.

З'єднувальний провід між обладнанням, що випробовується, і випробною установкою спочатку необхідно приєднати до її заземленого виводу високої напруги. Цей провід слід закріплювати так, щоб запобігти його наближенню (підхльостуванню) до струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу за зазначену в цих Правилах. Приєднувати та від'єднувати з'єднувальний провід до фази (полюса) обладнання, що випробовується, до жили кабелю дозволяється за вказівкою керівника випробувань тільки після їх заземлення, яке слід виконати або увімкненням заземлювальних ножів, або встановленням переносних заземлень, у тому числі спеціальних лабораторних з ізолювальними рукоятками.

Після закінчення випробувань керівник робіт повинен знизити напругу випробної установки до нуля, вимкнути її з мережі 380/220 В, заземлити високовольтний вивід установки та повідомити про це бригаду словами "Напругу знято. Заземлення встановлено". Тільки після цього слід перез'єднувати проводи або, у разі повного закінчення випробувань, від'єднувати їх від випробної установки та знімати огороження.

Встановлювати та знімати заземлення заземлювальною штангою на високовольтний вивід випробної установки, під'єднувати і від'єднувати проводи, що йдуть від випробної установки до обладнання, яке випробовується, необхідно у діелектричних рукавичках. У разі проведення випробувань та перез'єднань незаземлені частини випробного обладнання слід розглядати як такі, що

перебувають під напругою. Після проведення випробувань обладнання із значною ємністю (кабелі, генератори) з нього необхідно зняти залишковий заряд.

6.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а

також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

6.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

6.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату для робіт категорії важкості Пб в виробничих приміщеннях, які монтуються, наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 6.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°С	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено: утеплення фасаду будівлі; встановлення вентиляції приміщень.

6.2.2. Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний. Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 6.2

Таблиця 6.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення: робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи; будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями; механічні вентиляційні установки під час їх роботи не повинні створювати для працівників протягів.

6.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроєктоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 6.3. Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Для забезпечення нормованого значення освітлення в проєкті передбачено: використання природного та штучного освітлення; штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне; світло не повинне створювати різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою; штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

Таблиця 6.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	Г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

6.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкопasmового (тонального) шуму наведено в таблиці 6.4

Таблиця 6.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкопasmового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового

клімату) в приміщенні проектом передбачено: раціональне розташування робочих місць; постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників; обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

6.2.5 Виробнича вібрація

На робочих місцях присутня вібрація типу – За [15]. Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються вентиляційне обладнання, під'йомники, транспорт тощо, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.4.

Таблиця 6.5 Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		м·с ⁻²	ДБ	м·с ⁻² ·10 ⁻²	ДБ
Загальна	Z ₀ , Y ₀ , X ₀	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи; зміна конструктивних елементів машин; застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

6.2.6 Фактори умов праці

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці. Робота електротехнічного персоналу потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кґ/м) – 291-348; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кґ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 18000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 61600; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кґ – до 35 кґ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30000; статичне навантаження (кґ/с): двома руками (чоловіки) – до 140000; за участю мязів тулуба та ніг – до 200 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі від 25% до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах тощо) від 10 % до 25 % часу зміни; перебування в позі «стоячи» від 60% до 80% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 101-300 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 12, вертикалі – 8 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, виконання завдання та його перевірка; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) – 51-75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – 151-300; навантаження на голосовий апарат – сумарна кількість годин, з напруженням голосового апарату (протягом тижня) – від 16 до 20.

Навантаження на зоровий аналізатор: розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працівника до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни – 5,0–1,1 мм більше 50% часу; 1,0–0,3 мм до 50 % часу; менше 0,3 мм до 25% часу.

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) – розбірливість слів та сигналів від 90% до 70%.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за виконання окремих елементів завдання; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – двозмінна (без нічної зміни).

6.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Надзвичайні ситуації природного характеру формуються внаслідок природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Загалом надзвичайні ситуації розрізняють за конкретними природними явищами, що викликають ці ситуації. До них належать великі повені, катастрофічні затоплення, землетруси та зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо.

Дія радіації на матеріали і деталі апаратури залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи опромінюваної речовини та умов навколишнього середовища. Саме тому в електричних частинах КЕС використовують обладнання, яке виготовлене з таких матеріалів: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та ін. Внаслідок дії радіації виникають оборотні і необоротні процеси, що спричиняють порушення роботи елементів схеми та пошкодження апаратури.

В роботі конденсаційної електростанції використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники,

діелектрики, смоли та ін. Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв. В елементах КЕС радіація викликає оборотні і необоротні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів і блоків схеми.

Результатом впливу ЕМІ може бути вихід із ладу різних пристроїв та спорядження. Особливо негативний вплив електромагнітного імпульсу на обладнання, яке не має спеціального захисту. Електромагнітний імпульс викликає високі імпульси струмів і напруг в провідниках і кабелях зв'язку, електропередач, систем обчислювальних машин і автоматичних систем управління, антенах радіостанцій тощо. Саме тому, обов'язковим на виробництві є дослідження безпеки роботи обладнання під час дії електромагнітного імпульсу та іонізуючого випромінювання.

6.3.1 Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання

Критерієм оцінки безпеки роботи станції в умовах дії іонізуючого випромінювання є максимальне значення потужності дози, що може викликати зміни параметрів елементів з порушенням роботи системи.

Елементами електричної частини електростанції від яких залежить її функціонування є транзистори, діоди, конденсатори, магнітні матеріали, напівпровідники, випрямлячі, діелектричні матеріали, резистори.

Таблиця 6.6 - Експозиційні дози для матеріалів і елементів обладнання КЕС

№	Елементи електричної частини КЕС		Д _{грі,Р}	Д _{гр,Р}
1	Блок живлення	Мікросхема LH0021	10 ⁴	10 ⁴
		Резистор С5-35	10 ⁶	
		Конденсатор Х7R	10 ⁵	
2	Блок обробки сигналу	Операційний підсилювач LH0021	10 ⁵	
		Резистор С2-23	10 ⁶	
		Конденсатор К10-17	10 ¹	
		Цифрові потенціометри DS1807	10 ⁵	

3	Мікропроцесорний блок	Мікроконтролер AVR	10 ⁵
---	-----------------------	--------------------	-----------------

По мінімальному значенню визначаємо границю стійкості роботи елементів КЕС в цілому $P_{гр} = 10^4$ Р. Можлива експозиційна доза опромінення:

$$t_{п} = 1 \text{ год};$$

$$t_{к} = 12 \text{ років} = 103800 \text{ год};$$

$$K_{осл} = 1.$$

3) Максимально допустимий рівень радіації на об'єкті:

$$D_{зр} = \frac{2 \cdot P_{1\max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{noc}} [P] \Rightarrow$$

$$\Rightarrow P_{1\max} = \frac{D_{зр} \cdot K_{noc}}{2 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})} [P / год], \quad (6.1)$$

$$P_{1\max} = \frac{10^4 \cdot 1}{2 \cdot (\sqrt{1038000} - \sqrt{1})} = 15,56 (P / год).$$

4) Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{носл} + 2 \cdot P_{1\max} \sqrt{t_p}}{2 \cdot P_{1\max}} \right)^2 [год] \quad (6.2)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 15,56 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 15,56} \right)^2 = 1039 \cdot 10^4 (год) = 11,86 (років)$$

Отже, допустимий час роботи РЕА складатиме близько 12 років, КЕС буде безпечно працювати в умовах дії іонізуючих випромінювань, якщо максимальне значення рівня радіації не перебільшуватиме 15,56 Р/год.

6.3.2 Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій безпеки роботи КЕС або окремих їх елементів в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ [дБ]} \quad (6.3)$$

де U_d - допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{B(\Gamma)}$ - наруга наведення за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Для живлення використовується мережа живлення змінної напруги 220 В, для кола керування - постійної ± 9 В.

Таблиця 6.7 - Параметри блоків електричної частини КЕС

№	Блоки електричної частини	l_B (м)	l_Γ (м)	U_Γ (В)	U_B (В)
1	Блок живлення	2	2,5	0,09	0,09
2	Блок обробки сигналу	1	1,5	2,31	35,57
3	Мікропроцесорний блок	0,8	1	3,99	63,84

Допустимі коливання напруги живлення для різних ділянок:

$$U_d = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N \text{ [В]} \quad (5.6)$$

Де $U_{\text{ж}}$ – наруга живлення, В;

N – допустимі коливання, %

Вся система живиться від змінної напруги 380(В) та напруги 220(В), а коло управління від 24(В) з допустимим коливанням $N=5\%$.

Допустимі коливання великого кола:

$$U_d = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)} .$$

Допустимі коливання кола:

$$U_d = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В)} .$$

Допустима наруга для кола керування($U_{\text{ж}}=24$ В):

$$U_{\text{д}} = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)} .$$

Визначення напруги ($U_{\text{ж}}=380\text{В}$) наведеної у струмопровідній частині:

- вертикальної:

$$U_{\text{в}} = \frac{399}{10^2} = 3,99 \text{ (В)} ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$E_{\Gamma} = \frac{3,99}{2} = 1,995 \text{ (В/м)} .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_{\text{в}} = \frac{E_{\Gamma}}{10^{-3}} \text{ [В/м]} ;$$

$$E_{\text{в}} = \frac{1,9}{10^{-3}} = 1995 \text{ (В/м)} .$$

Визначення напруги ($U_{\text{ж}}=220\text{В}$) наведеної у струмопровідній частині:

- вертикальної:

$$U_{\text{в}} = \frac{231}{10^2} = 2,31 \text{ (В)} ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$U_{\text{в}} = E_{\Gamma} \cdot l_{\text{в}} ;$$

$$E_{\Gamma} = \frac{U_{\text{в}}}{l_{\text{в}}} \text{ [В/м]} ;$$

$$E_{\Gamma} = \frac{2,31}{1} = 2,31 \text{ (В/м)} .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_{\text{в}} = \frac{E_{\Gamma}}{10^{-3}} \text{ [В/м]} ;$$

$$E_B = \frac{2,31}{10^{-3}} = 2310 \text{ (В / м)} .$$

Визначення напруги ($U_{ж}=24 \text{ В}$) наведеної у струмопровідній частині:

- вертикальної:

$$U_B = \frac{25,2}{10^2} = 0,252 \text{ (В)} ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$U_B = E_{\Gamma} \cdot l_B ;$$

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{l_B} \text{ [В / м]} ;$$

$$E_{\Gamma} = \frac{0,252}{0,8} = 0,315 \text{ (В / м)} .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_B = \frac{E_{\Gamma}}{10^{-3}} \text{ [В / м]} ;$$

$$E_B = \frac{0,3}{10^{-3}} = 315 \text{ (В / м)} .$$

Отже, електрична частина КЕС буде безпечно працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу за умови, що вертикальна складова напруженості електричного поля не буде перебільшувати $E_{\text{вгр}}=300 \text{ В/м}$.

6.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС

Основними заходами щодо підвищення радіаційної безпеки можуть бути: використання в апаратурі радіаційної стійких елементів і матеріалів; застосування для електроніки масивних екранів або активного захисту від дії радіації. При

імпульсній дії іонізаційних випромінювань крім перерахованих заходів використовують: схеми малочутливі до зміни електричних параметрів; зменшення чутливості перемикальних схем до зміни вхідних сигналів і напруг джерел живлення; зниження напруги живлення на аноді і збільшення негативного зміщення сіток газорозрядних приладів; застосування пристроїв, що вимикають радіотехнічні схеми на час дії радіації; збільшення відстані між елементами, які знаходяться під навантаженням та ін.

В умовах дії електромагнітного імпульсу, доцільно виконати захисне екранування даного обладнання, що дасть змогу зменшити його вплив. В якості матеріалу для екрану вибираємо сталь, для якої перехідне затухання визначається за формулою:

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f} \text{ [дБ]}; \quad (6.7)$$

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}} \text{ [см]}.$$

де t – товщина стінки екрана, см;

$f=15000$ Гц.

Визначаємо з даної формули товщину стінки екрана для кожного елемента станції:

$$t_1 = \frac{72,8}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,12 \text{ (см)}$$

$$t_2 = \frac{53,2}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,08 \text{ (см)}$$

$$t_3 = \frac{66,7}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)}$$

Отже застосування сталевого екрану суттєво підвищить стійкість роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах впливу ЕМІ.

Також, в даному розділі проаналізовано основні шкідливі фактори іонізуючих випромінювань та ЕМІ, можливі наслідки їх дій на електричну

станцію, розроблено методи по підвищенню безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.

При проведенні дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу було визначено, що обладнання в умовах впливу на нього цих випромінювань буде працювати безпечно, оскільки під час експлуатації виконуватимуться наступні умови: рівень радіації $P_1 \leq 15,56$ Р/год, вертикальна складова напруженості електричного поля $E_B \leq 315$ В/м.

ВИСНОВКИ

У межах магістерської кваліфікаційної роботи виконано проектування електричної частини конденсаційної електростанції загальною потужністю 1600 МВт та проведено аналіз характеристик комутаційного обладнання, що забезпечує її надійну та ефективну роботу.

У результаті виконаних досліджень запропоновано конфігурацію теплової електростанції типу КЕС, призначеної для покриття електричних навантажень місцевого району та передачі надлишкової потужності в Об'єднану енергетичну систему України. У роботі сформовано добові графіки навантажень станції, визначено їх сезонні особливості, а також проведено обчислення основних техніко-економічних показників, що характеризують ефективність функціонування електростанції.

Для забезпечення встановленої потужності запропоновано використання трьох турбін типу К-200-130 та двох турбін К-500-240, у комплекті з відповідними турбогенераторами ТГВ-200-2У3 та ТГВ-500-2У3 номінальною потужністю 200 і 500 МВт відповідно. На основі аналізу режимів роботи обрано оптимальну структурну схему електростанції. Для підвищення надійності видачі потужності передбачено встановлення двох блочних трансформаторів ТДЦ-250000/330 та трьох трансформаторів ТДЦ-250000/220, а також групи з трьох однофазних автотрансформаторів АОДЦТН-133000/330/220, призначених для зв'язку розподільчих пристроїв різних рівнів напруги.

Розроблена схема електропостачання власних потреб забезпечує стабільне живлення основного та допоміжного обладнання станції. Для цього передбачено застосування трансформаторів ТРДНС-25000/35, ТРДНС-32000/35, а також резервних трансформаторів ТРДНС-32000/220 та ТРДНС-32000/35. Така конфігурація гарантує надійний запуск основних агрегатів та безперервну роботу всієї інфраструктури ВП.

Видача електричної енергії в магістральні мережі здійснюється на напрузі 330 кВ через чотири повітряні лінії, а живлення споживачів місцевого району — на рівні 220 кВ, також через чотири лінії. Обидві розподільчі установки виконано

у вигляді відкритих ВРУ. На підставі порівняння двох можливих варіантів схем ВРУ 330 кВ вибрано схему типу «4/3», яка забезпечує найкраще співвідношення між надійністю та вартістю реалізації.

Проведено повний комплекс розрахунків струмів короткого замикання із застосуванням методів еквівалентних ЕРС та типових кривих, а також визначено теплову дію струмів КЗ на обладнання. На основі отриманих даних виконано вибір струмопровідних елементів, комутаційної апаратури, контрольно-вимірювальних приладів, обмежувач перенапруг, високочастотних загороджувачів і акумуляторної батареї для системи оперативного струму.

Окремо виконано розрахунок параметрів грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ, що забезпечує електробезпеку станції та відповідність нормативним вимогам.

Таким чином, у роботі сформовано комплексне інженерне рішення щодо проєктування електричної частини КЕС потужністю 1600 МВт, яке охоплює всі основні етапи — від вибору обладнання до розрахунку режимів і забезпечення електромагнітної та технічної надійності енергетичного об'єкта.

Комутаційне обладнання є критичним елементом електричної частини КЕС 1600 МВт, оскільки визначає надійність її роботи та безпечне функціонування енергосистеми. Порівняльний аналіз показує доцільність застосування вакуумних вимикачів у мережах до 35 кВ та элегазових вимикачів у мережах 110–750 кВ. Для забезпечення оптимальної роботи необхідні підвищені вимоги до стійкості обладнання до струмів КЗ, зменшення дугогасіння та контроль екологічних факторів.

Література

1. Борисов М.А. Реабілітація ТЕС. Забезпечення сталої роботи об'єднаної енергосистеми України – 2004. – № 3. – С. 2–3.
2. Варламов Г.В., Любчик Г.М., Маляренко В.А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії. – К.: Політехніка, 2003. – 228 с.
3. Енергетична стратегія України. Погляд громадськості. За матеріалами міжнародної науково-технічної конференції «Основні положення Енергетичної стратегії України та науково-технічне забезпечення її реалізації (16–18.09.2003., АК Крим). – К.: ЦТІ «Енергетика та електрифікація», 2003. – 260 с.
4. В.О.Бржезицького та В.М.Михайлова. Техніка і електрофізика високих напруг: Навч. посібник / За ред. – Харків: НТУ „ХПІ” – Торнадо, 2005. – 930 с.
5. Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування: Навч. посібник / Уклад.: В.Б.Абрамов, В.О.Бржезицький, О.Р.Проценко, під ред. Бржезицького В.О. –К.:НТУУ «КПІ», 2015. – 235 с.
6. ГКД 34.43.101-97 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Методичні вказівки., НДІ Енергетики, Київ, 1998. (Нормативний документ Міністерства палива та енергетики України).
7. Лежнюк П.Д., Лагутін В.М., Тептя В.В. Проектування електричної частини електричних станцій. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194с.
13. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
14. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->
15. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
16. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до

- захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
17. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
 18. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
 19. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
 20. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
 21. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
 22. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
 23. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1700 МВт з дослідженням методів контролю стану ізоляції силових трансформаторів за показниками часткових розрядів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КП1) 1 %

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

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

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

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

Експертна комісія:

Зав. каф. ЕСС Кошар В.О.

(прізвище, ініціали, посада)

(підпис)

Професор каф. ЕСС Лехман П.Д.

(прізвище, ініціали, посада)

(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник

(підпис)

доцент каф. ЕСС Собчук Н.В.

(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач

(підпис)

Карєва К.Р.

(прізвище, ініціали)

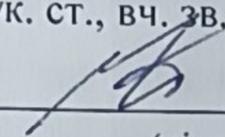
ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В. О.

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



(підпис)" 24 " 09 2025 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

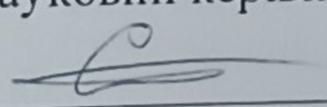
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Проектування електричної частини конденсаційної
електростанції потужністю 1600 МВт із дослідженням характеристик

комутаційного обладнання

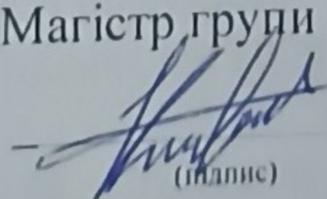
08-23.МКР.005.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.



(підпис) Собчук Н.В.

Магістр групи ЕС-24м



(підпис) Карсва К.Р.

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що більшість основного обладнання електричних станцій в Україні відпрацювала свій термін роботи. 96 % обладнання ТЕС відпрацювало свій проектний ресурс, 73 % – перевищило граничний, застарілість обладнання може привести виходу з робочого стану обладнання станції, що в свою чергу призводить до позапланового, автоматичного відключення споживачів, дефіциту потужності і розвалом енергосистеми. Виходом є реконструкція існуючих та будівництво нових електростанцій. Завданням дипломної роботи є проектування електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС). Головною особливістю конденсаційних електричних станцій є те, що в них забезпечуються умови максимально повного перетворення енергії пари, виробленої у котлі, шляхом максимально можливого розширення її у робочих циліндрах турбіни у механічну енергію обертання ротора турбогенератора, а потім в електричну енергію. Найважливішою умовою, яка визначає місце будівництва КЕС є наявність джерела водопостачання;

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини конденсаційної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження конденсаційної електричної станції у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт.

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

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

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.09.25	18.09.25	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	19.09.25	08.10.25	
3	Електротехнічна частина	09.10.25	22.10.25	
4	Дослідження характеристик комутаційного обладнання	23.10.25	27.10.25	
5	Економічна частина	28.10.25	05.11.25	
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.25	17.11.25	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.11.25	30.11.25	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.11.25	05.12.25	
9	Рецензування МКР	06.12.25	12.12.25	
10	Захист МКР	16.12.25	17.12.25	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$

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

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''}{X_{\text{рез}}} \cdot I_6; \quad (\text{В.1})$$

де E'' – ЕРС джерела, в.о.;

$X_{\text{рез}}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;

I_6 – базисний струм, кА.

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}. \quad (\text{В.2})$$

Розрахунок точки $\boxed{K_1}$:

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 . Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок В.1).

$$x_{30} = x_1 + \frac{x_2}{4}; \quad (\text{В.3})$$

$$x_{30} = 0,01647 + \frac{0,719}{4} = 0,196;$$

$$x_{31} = x_{17}; \quad (\text{В.4})$$

$$x_{31} = 0,53; \quad (\text{В.5})$$

$$x_{32} = x_{31} + \frac{x_5 + x_{10}}{3}; \quad (\text{В.6})$$

$$x_{32} = 0,53 + \frac{0,44 + 0,7}{3} = 0,91;$$

$$x_{33} = \frac{(x_8 + x_{13})}{2}; \quad (\text{B.7})$$

$$x_{33} = \frac{(0,182 + 0,413)}{2} = 0,297.$$

$$x_{34} = \frac{(x_{32} \cdot x_{33})}{(x_{32} + x_{33})}; \quad (\text{B.8})$$

$$x_{34} = \frac{(0,91 \cdot 0,297)}{(0,91 + 0,297)} = 0,223.$$

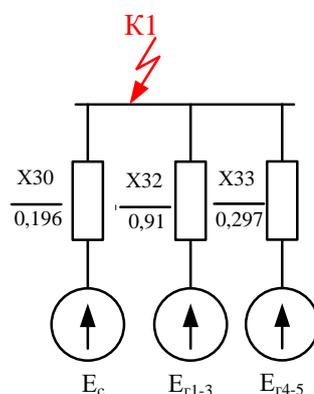


Рисунок 2.12 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в точці К₁

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}}; \quad (\text{B.9})$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,67 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{E_C \cdot I_6}{x_{30}};$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,196} \cdot 1,67 = 8,5 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{E_{Г1-3} \cdot I_6}{x_{32}};$$

$$I_{\text{по } \Gamma 1-3} = \frac{1,13}{0,91} \cdot 1,67 = 2,07 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } \Gamma 4-5} = \frac{E_{\Gamma 4-5} \cdot I_6}{X_{33}};$$

$$I_{\text{по } \Gamma 4-5} = \frac{1,13}{0,297} \cdot 1,67 = 6,35 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_2}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2 представлена на рисунку 2.13.

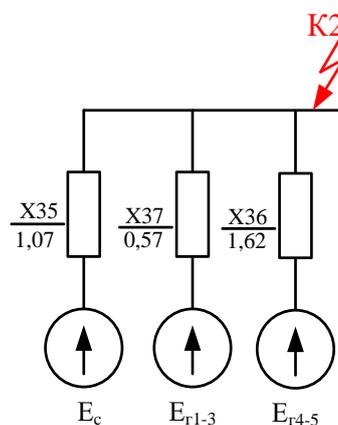


Рисунок 2.13 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_2

$$X_{\Delta} = X_{31} \cdot (X_{30} + X_{33}); \quad (\text{B.10})$$

$$X_{\Delta} = 0,53 \cdot (0,196 + 0,297) = 0,26;$$

$$X_{35} = X_{30} + \frac{X_{\Delta}}{X_{33}}; \quad (\text{B.11})$$

$$X_{35} = 0,196 + \frac{0,26}{0,297} = 1,07$$

$$X_{36} = X_{33} + \frac{X_{\Delta}}{X_{30}}; \quad (\text{B.12})$$

$$x_{36} = 0,297 + \frac{0,26}{0,196} = 1,62 ;$$

$$x_{37} = \frac{x_5 + x_{10}}{3} ; \quad (\text{B.13})$$

$$x_{37} = \frac{0,44+0,7}{2} = 0,57 ;$$

$$x_{38} = \frac{(x_{36} \cdot x_{37})}{(x_{36} + x_{37})} ; \quad (\text{B.14})$$

$$x_{38} = \frac{(1,62 \cdot 0,57)}{(1,62 + 0,57)} = 0,42 .$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 2,38 \text{ (кА)} ;$$

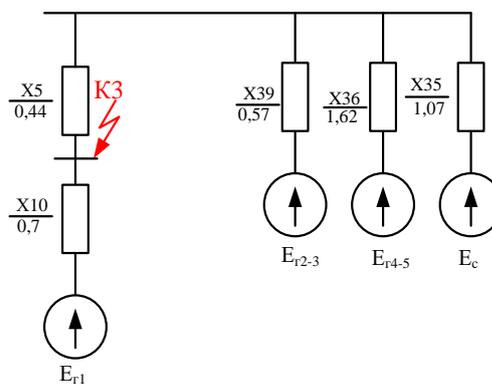
$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{1,07} \cdot 2,38 = 2,24 \text{ (кА)} ;$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{0,57} \cdot 2,38 = 4,71 \text{ (кА)} ;$$

$$I_{\text{по Г4-5}} = \frac{1,13}{1,62} \cdot 2,38 = 1,66 \text{ (кА)} ;$$

Розрахунок точки $\boxed{K_3}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_3 представлена на рисунку В.2.

Рисунок В.2 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₃

$$x_{39} = \frac{x_6 + x_{11}}{2}; \quad (\text{B.15})$$

$$x_{39} = \frac{0,44+0,7}{2} = 0,57;$$

$$x_{\Delta} = x_5 \cdot (x_{35} \cdot x_{36} + x_{35} \cdot x_{39} + x_{36} \cdot x_{39}); \quad (\text{B.16})$$

$$x_{\Delta} = 0,44 \cdot (1,07 \cdot 1,62 + 1,07 \cdot 0,57 + 1,62 \cdot 0,57) = 1,43;$$

$$x_{40} = x_{35} + \frac{x_{\Delta}}{x_{36} \cdot x_{39}}; \quad (\text{B.17})$$

$$x_{40} = 1,07 + \frac{1,43}{1,62 \cdot 0,57} = 2,61;$$

$$x_{41} = x_{39} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{36}}; \quad (\text{B.18})$$

$$x_{41} = 0,57 + \frac{1,43}{1,07 \cdot 1,62} = 1,39;$$

$$x_{42} = x_{36} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{39}}; \quad (\text{B.19})$$

$$x_{42} = 1,62 + \frac{1,43}{1,07 \cdot 0,57} = 3,96;$$

$$x_{43} = \frac{(x_{41} \cdot x_{42})}{(x_{41} + x_{42})}; \quad (\text{B.20})$$

$$x_{43} = \frac{(1,39 \cdot 3,96)}{(1,39 + 3,96)} = 1,02.$$

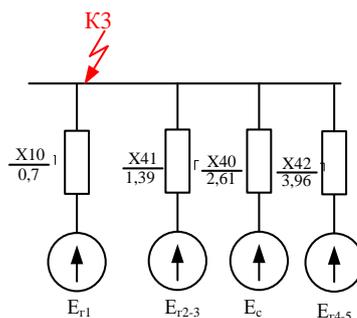


Рисунок В.3 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₃

$$I_{63} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1}} = \frac{1,13}{0,7} \cdot 36,7 = 59,24 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{2,61} \cdot 36,7 = 14,06 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г2-3}} = \frac{1,13}{1,39} \cdot 36,7 = 29,83 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г4-5}} = \frac{1,13}{3,96} \cdot 36,7 = 10,47 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_4}$ на ПРТВП1:

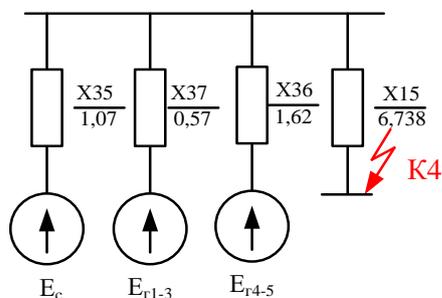


Рисунок В.4 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₄

$$x_{\Delta} = x_{15} \cdot (x_{35} \cdot x_{37} + x_{37} \cdot x_{36} + x_{36} \cdot x_{35}); \quad (\text{B.21})$$

$$x_{\Delta} = 6,738 \cdot (1,07 \cdot 0,57 + 0,57 \cdot 1,62 + 1,62 \cdot 1,07) = 21,98; ,$$

$$x_{44} = x_{35} + \frac{x_{\Delta}}{x_{36} \cdot x_{37}}; \quad (\text{B.22})$$

$$x_{44} = 1,07 + \frac{21,98}{0,57 \cdot 1,62} = 24,87;$$

$$x_{45} = x_{37} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{36}}; \quad (\text{B.23})$$

$$x_{45} = 0,57 + \frac{21,98}{1,07 \cdot 1,62} = 13,25;$$

$$x_{45.1} = x_{37} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{36}}; \quad (\text{B.24})$$

$$x_{45.1} = 1,62 + \frac{21,98}{1,07 \cdot 0,57} = 37,65;$$

$$x_{46} = x_{15} + \left(\frac{1}{\frac{1}{x_{35}} + \frac{1}{x_{36}} + \frac{1}{x_{37}}} \right); \quad (\text{B.25})$$

$$x_{46} = 6,738 + \left(\frac{1}{\frac{1}{1,07} + \frac{1}{0,57} + \frac{1}{1,62}} \right) = 7,04;$$

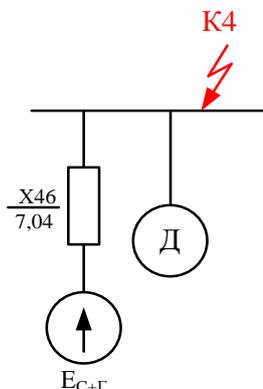


Рисунок В.5 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₇

$$I_{64} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } C+Г} = \frac{1}{7,04} \cdot 91,643 = 13,01 \text{ (кА)};$$

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot S_{\text{ТР}2\text{р}}; \quad (\text{В.26})$$

$$I_{\text{по } Д} = 4 \cdot \Sigma P_{\text{НОМ}} / U_{\text{НОМ}}, \quad (\text{В.27})$$

де $\Sigma P_{\text{НОМ}}$ – сумарна номінальна потужність всіх двигунів власних потреб, які електрично зв'язані з місцем КЗ;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга двигунів.

Згідно [1] при живленні від ПРТВП:

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot S_{\text{роз ПРТВП}}; \quad (\text{В.28})$$

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot 32 = 40 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{по } Д} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{\text{ТР}}}{U_{\text{НОМ}}}; \quad (\text{В.29})$$

$$I_{\text{по Д}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 12,6}{6,3 \cdot 2} = 5 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки K_5 :

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_5 представлена на рисунку В.6.

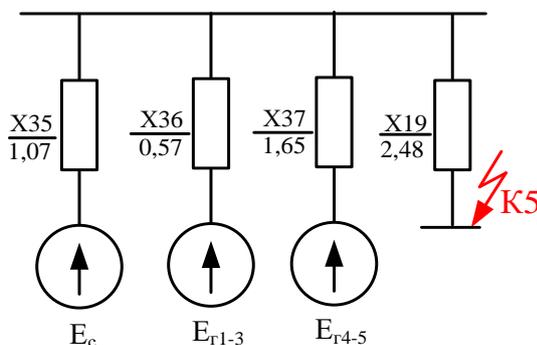


Рисунок В.6 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_5

$$x_{\Delta} = x_{19} \cdot (x_{35} \cdot x_{37} + x_{37} \cdot x_{36} + x_{36} \cdot x_{35}); \quad (\text{B.30})$$

$$x_{\Delta} = 2,48 \cdot (1,07 \cdot 0,57 + 0,57 \cdot 1,62 + 1,62 \cdot 1,07) = 8,09;$$

$$x_{47} = x_{35} + \frac{x_{\Delta}}{x_{36} \cdot x_{37}}; \quad (\text{B.31})$$

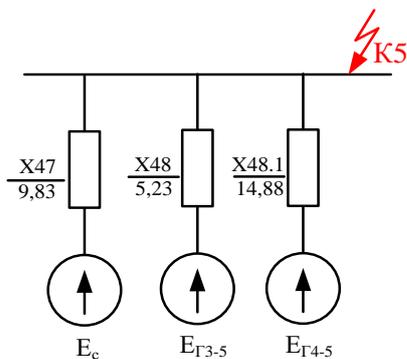
$$x_{47} = 1,07 + \frac{8,09}{0,57 \cdot 1,62} = 9,83;$$

$$x_{48} = x_{36} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{37}}; \quad (\text{B.32})$$

$$x_{48} = 0,57 + \frac{8,09}{1,07 \cdot 1,62} = 5,23;$$

$$x_{48.1} = x_{37} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{36}}; \quad (\text{B.33})$$

$$x_{48.2} = 1,62 + \frac{8,09}{1,07 \cdot 0,57} = 14,88;$$

Рисунок В.7 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в точці К₅

$$I_{\text{в5}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{9,83} \cdot 15 = 1,52 \text{ (кА)};$$

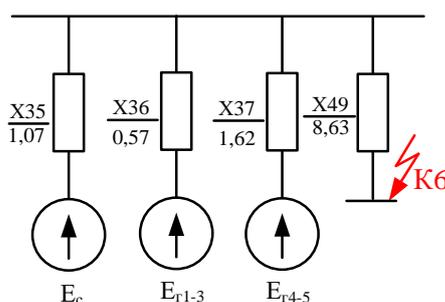
$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{5,23} \cdot 15 = 3,24 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г4-5}} = \frac{1,13}{14,88} \cdot 15 = 1,13 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки К₆ на ПРТВП2:

У цьому випадку значний вплив на характер процесу і струм мають групи потужних електродвигунів, які вмикаються поблизу місця пошкодження. Напруга на виводах двигуна при цьому менша за їхню ЕРС, що призводить до їх переходу в режим генератора, який віддає струм в місце пошкодження.

При розрахунку КЗ в системі ВП користуємось рекомендаціями, викладеними в [1].

Рисунок В.8 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₆

$$x_{49} = x_{19} + x_{16}; \quad (\text{B.34})$$

$$x_{49} = 2,48 + 6,152 = 8,63;$$

$$x_{\Delta} = x_{49} \cdot (x_{35} \cdot x_{37} + x_{37} \cdot x_{36} + x_{36} \cdot x_{35}); \quad (\text{B.35})$$

$$x_{\Delta} = 8,63 \cdot (1,07 \cdot 0,57 + 0,57 \cdot 1,62 + 1,62 \cdot 1,07) = 28,15;$$

$$x_{50} = x_{35} + \frac{x_{\Delta}}{x_{36} \cdot x_{37}}; \quad (\text{B.36})$$

$$x_{50} = 1,07 + \frac{28,15}{0,57 \cdot 1,62} = 31,55;$$

$$x_{51} = x_{36} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{37}}; \quad (\text{B.37})$$

$$x_{51} = 0,57 + \frac{28,15}{1,07 \cdot 1,62} = 16,8;$$

$$x_{51.1} = x_{37} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{36}}; \quad (\text{B.38})$$

$$x_{51.1} = 1,62 + \frac{28,15}{1,07 \cdot 0,57} = 47,77;$$

$$x_{52} = x_{49} + \left(\frac{1}{\frac{1}{x_{35}} + \frac{1}{x_{36}} + \frac{1}{x_{37}}} \right); \quad (\text{B.39})$$

$$x_{46} = 8,63 + \left(\frac{1}{\frac{1}{1,07} + \frac{1}{0,57} + \frac{1}{1,62}} \right) = 8,932;$$

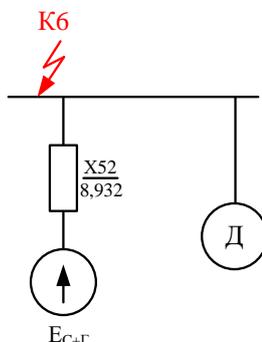


Рисунок В.9 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₆

$$I_{66} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по C+Γ}} = \frac{1}{8,932} \cdot 91,643 = 10,26 \text{ (кА);}$$

Розрахунок точки $\boxed{K_7}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₃ представлена на рисунку В.10.

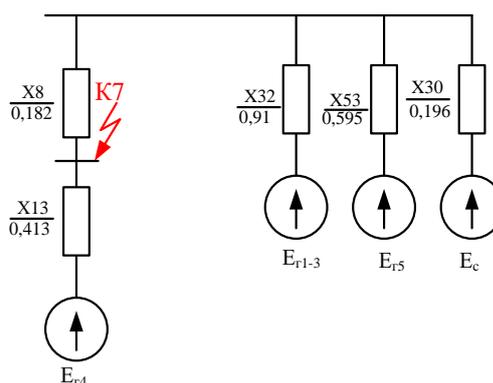


Рисунок В.10 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в точці К₇

$$x_{53} = \frac{x_9 + x_{14}}{1}; \tag{B.40}$$

$$x_{53} = \frac{0,182+0,413}{1} = 0,595;$$

$$x_{\Delta} = x_8 \cdot (x_{32} \cdot x_{53} + x_{32} \cdot x_{30} + x_{53} \cdot x_{30}); \quad (\text{B.41})$$

$$x_{\Delta} = 0,182 \cdot (0,91 \cdot 0,595 + 0,91 \cdot 0,196 + 0,595 \cdot 0,196) = 0,152;$$

$$x_{54} = x_{32} + \frac{x_{\Delta}}{x_{53} \cdot x_{30}}; \quad (\text{B.42})$$

$$x_{54} = 0,91 + \frac{0,152}{0,595 \cdot 0,196} = 2,21;$$

$$x_{55} = x_{30} + \frac{x_{\Delta}}{x_{32} \cdot x_{53}}; \quad (\text{B.43})$$

$$x_{55} = 0,196 + \frac{0,152}{0,91 \cdot 0,595} = 0,47;$$

$$x_{56} = x_{53} + \frac{x_{\Delta}}{x_{32} \cdot x_{30}}; \quad (\text{B.44})$$

$$x_{56} = 0,595 + \frac{0,152}{0,91 \cdot 0,196} = 1,44;$$

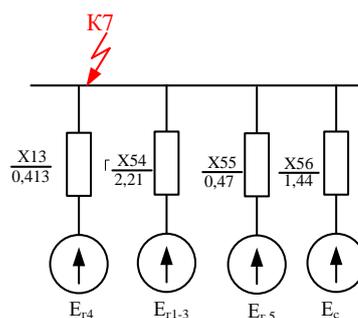


Рисунок В.11 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в точці К7

$$I_{\sigma 7} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,9 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г4}} = \frac{1,13}{0,413} \cdot 28,9 = 79,07 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{1,44} \cdot 28,9 = 20,06 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{2,21} \cdot 28,9 = 13,07 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г5}} = \frac{1,13}{0,47} \cdot 28,9 = 69,48 \text{ (кА)};$$

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

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot k_y; \quad (\text{В.45})$$

де $I_{\text{по}}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

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

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{\text{вв відкл}} + 0,01, \quad (\text{В.46})$$

де $t_{\text{вв відкл}}$ – власний час відключення вимикача.

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі (табл. В.1).

Таблиця В.1 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{вч відкл}}, \text{ с}$	$\tau, \text{ с}$
ВРУ 330 кВ	ВГБ-330-У1	0,035	0,045
ВРУ 220 кВ	ВГБ-220-У1	0,035	0,045

РУ ВП 6кВ НН ПРТВП 1,2	ВР6В	0,05	0,06
НН АТЗ	ВБНК-35	0,05	0,06
ТГВ-200	ВМГ-15	0,15	0,16
ТГВ-500	МГУ-20	0,15	0,16

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (\text{В.47})$$

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці В.2.

Таблиця В.2 – Дані для розрахунку складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}$, кА	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К1 (330кВ)	Г 1-3	2,07	0,045	0,26	1,955	0,841
	Г 4-5	6,35	0,045	0,35	1,983	0,879
	С	8,5	0,045	0,04	1,78	0,325
	Σ	16,92	-	-	-	2,045
К2 (220кВ)	Г 1-3	4,71	0,045	0,26	1,955	0,841
	Г 4-5	1,66	0,045	0,35	1,983	0,879
	С	2,24	0,045	0,04	1,78	0,325
	Σ	8,61	-	-	-	2,045
К3 (15,75кВ) Генератор 200 МВт	Г 2-3	29,83	0,16	0,26	1,955	0,54
	Г 4-5	10,47	0,16	0,35	1,983	0,633
	С	14,04	0,16	0,04	1,78	0,018
	Σ	54,34	-	-	-	1,191
	Г 1	59,24	0,16	0,545	1,982	0,746
	Σ	113,58	-	-	-	1,937
К4 (220кВ) РУ ВП	С+Г	13,01	0,06	0,05	1,82	0,301
	Д	5	0,06	0,04	1,65	0,223
	Σ	18,01	-	-	-	0,524
К5 (35кВ) НН АТЗ	Г 1-3	3,24	0,06	0,26	1,955	0,794
	Г 4-5	1,13	0,06	0,35	1,983	0,842
	С	1,52	0,06	0,04	1,78	0,223

	Σ	5,89	-	-	-	1,869
К6 (6,3кВ) РУ ВП	С+Г	10,26	0,06	0,05	1,82	0,301
	Д	5	0,06	0,04	1,65	0,223
	Σ	15,26	-	-	-	0,524
К7 (20кВ) Генератор 500 МВт	Г 1-3	13,07	0,16	0,26	1,955	0,54
	Г 5	69,48	0,16	0,35	1,983	0,633
	С	20,06	0,16	0,04	1,78	0,018
	Σ	102,61	-	-	-	1,191
	Г 4	79,08	0,16	0,478	1,980	0,716
	Σ	181,69	-	-	-	1,907

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

Розрахунок точки $\boxed{К_1}$:

Ударний струм:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot I_{п0C} \cdot k_y;$$

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 8,5 \cdot 1,78 = 21,18 \text{ (кА)};$$

$$i_{yГ1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{пГ1-3} \cdot k_y;$$

$$i_{yГ1-3} = \sqrt{2} \cdot 2,07 \cdot 1,955 = 5,66 \text{ (кА)}.$$

$$i_{yГ4-5} = \sqrt{2} \cdot I_{пГ4-5} \cdot k_y;$$

$$i_{yГ4-5} = \sqrt{2} \cdot 6,35 \cdot 1,983 = 17,6 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot I_{п0C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}};$$

$$i_{\text{ат C}} = \sqrt{2} \cdot 8,5 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 3,86 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но } \Gamma 1-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а } \Gamma 1-3}}};$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 2,07 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 2,43 \text{ (кА)}.$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 4-5} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но } \Gamma 4-5} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а } \Gamma 4-5}}};$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 4-5} = \sqrt{2} \cdot 6,35 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 7,81 \text{ (кА)}.$$

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

$$I_{\text{пт C}} = I_{\text{но C}} = 8,5 \text{ (кА)}. \quad (\text{B.48})$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [1, рисунок 2.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{\text{ном G}} = \frac{S_{\text{ном G}} \cdot n_{\text{В1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В1}}}. \quad (\text{B.49})$$

2) Знаходимо відношення $I_{\text{но G}} / I'_{\text{ном G}}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\text{пт G}} / I_{\text{но G}}$, з якого і отримаємо значення $I_{\text{пт G}}$.

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1-3} = \frac{235,3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1-3}} = \frac{2,07}{1,2} = 1,725, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-3}}{I_{\text{п0 } \Gamma 1-3}} = 0,97;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-3} = 0,97 \cdot 2,07 = 2 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 4-5} = \frac{588 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 340} = 2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 4-5}}{I'_{\text{ном } \Gamma 4-5}} = \frac{6,35}{2} = 3,18, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 4-5}}{I_{\text{п0 } \Gamma 4-5}} = 0,93;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-10} = 0,93 \cdot 6,35 = 5,9 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_2}$:

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1-3} = \frac{235,3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 1,68 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1-3}} = \frac{4,71}{1,68} = 2,8, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-3}}{I_{\text{п0 } \Gamma 1-3}} = 0,95;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-3} = 0,95 \cdot 4,71 = 4,47 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 4-5} = \frac{588 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 242} = 2,8 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 4-5}}{I'_{\text{ном } \Gamma 4-5}} = \frac{1,66}{2,8} = 0,59, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 4-5}}{I_{\text{п0 } \Gamma 4-5}} = 1;$$

$$I_{пт \Gamma 4-5} = 1 \cdot 1,66 = 1,66 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_3}$:

$$I'_{ном \Gamma 2-3} = \frac{235,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 17,27 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 2-3}}{I'_{ном \Gamma 2-3}} = \frac{29,83}{17,27} = 1,72, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{пт \Gamma 2-3}}{I_{п0 \Gamma 2-3}} = 0,95;$$

$$I_{пт \Gamma 2-3} = 0,95 \cdot 29,83 = 28,33 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном \Gamma 4-5} = \frac{588 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 43,16 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 4-5}}{I'_{ном \Gamma 4-5}} = \frac{10,47}{43,16} = 0,24, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{пт \Gamma 4-5}}{I_{п0 \Gamma 4-5}} = 1;$$

$$I_{пт \Gamma 4-5} = 1 \cdot 10,47 = 10,47 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном \Gamma 1} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 8,63 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 1}}{I'_{ном \Gamma 1}} = \frac{59,24}{8,63} = 6,86, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{пт \Gamma 1}}{I_{п0 \Gamma 1}} = 0,78;$$

$$I_{пт \Gamma 1} = 0,78 \cdot 59,24 = 46,2 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_5}$:

$$I'_{ном \Gamma 1-3} = \frac{235,3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 10,6 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1-3}} = \frac{3,24}{10,6} = 0,3, \text{ по [1, рисунок4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-10}}{I_{\text{н0 } \Gamma 1-10}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-3} = 1 \cdot 3,24 = 3,24 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 4-5} = \frac{588 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 17,65 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 4-5}}{I'_{\text{ном } \Gamma 4-5}} = \frac{1,13}{17,65} = 0,06, \text{ по [1, рисунок4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-10}}{I_{\text{н0 } \Gamma 1-10}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 4-5} = 1 \cdot 1,13 = 1,13 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_7}$:

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1-3} = \frac{235,3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 20,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1-3}} = \frac{13,07}{20,4} = 0,64, \text{ по [1, рисунок4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-3}}{I_{\text{н0 } \Gamma 1-3}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-3} = 1 \cdot 13,07 = 13,07 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 5} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 17 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 5}}{I'_{\text{ном } \Gamma 5}} = \frac{69,48}{17} = 4,08, \text{ по [1, рисунок4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 5}}{I_{\text{н0 } \Gamma 5}} = 9;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 5} = 0,9 \cdot 69,48 = 62,53 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном Г4}} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 17 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по Г4}}}{I'_{\text{ном Г4}}} = \frac{79,08}{17} = 4,65, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт Г4}}}{I_{\text{по Г4}}} = 0,89;$$

$$I_{\text{пт Г4}} = 0,89 \cdot 79,08 = 70,38 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ приведено в таблиці В.3.

Таблиці В.3 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{пт}}$, кА	$i_{\text{ат}}$, кА	Примітки
К1 (330кВ)	Г 1-3	2,07	5,66	2	2,43	Для вибору комутаційної апаратури та ошинковки
	Г 4-5	6,35	17,6	5,9	7,81	
	С	8,5	21,18	8,5	3,86	
	Σ	16,92	44,44	16,4	14,1	
К2 (220кВ)	Г 1-3	4,71	13,02	4,47	5,6	Для вибору комутаційної апаратури та ошинковки
	Г 4-5	1,66	4,65	1,66	2,06	
	С	2,24	5,64	2,24	1,03	
	Σ	8,61	23,31	8,37	8,69	
К3 (15,75кВ) Генератор 200 МВт	Г 2-3	29,83	82,47	28,33	22,78	Для вибору комутаційної апаратури
	Г 4-5	10,47	29,36	10,47	9,37	
	С	14,04	35,34	14,04	0,35	
	Σ	54,34	147,17	52,84	32,5	
	Σ	113,58	313,17	99,04	94,6	Для вибору ошинковки
К4 (6,3кВ) РУ ВП	С+Г	13,01	33,48	13,01	5,53	Для вибору комутаційної апаратури
	Д	5	11,66	16,55	1,57	Для вибору ошинковки
	Σ	18,01	45,14	29,56	7,1	
К5 (35кВ) НН АТЗ	Г 1-3	3,24	8,95	3,24	3,63	Для вибору комутаційної апаратури та ошинковки
	Г 4-5	1,13	3,16	1,13	1,34	
	С	1,52	3,82	1,52	0,48	
	Σ	5,89	15,93	5,89	5,45	

К6 (6,3кВ) РУ ВП	С+Г	10,26	26,4	10,26	4,36	Для вибору комутаційної апаратури по більшому струму
	Д	5	11,66	12,4	1,57	
	Σ	15,26	36,06	22,66	5,93	
К7 (20кВ) Генератор 500 МВт	Г 1-3	13,07	36,13	13,07	9,98	Для вибору комутаційної апаратури
	Г 5	69,48	194,8	62,53	62,2	
	С	20,06	50,5	20,06	0,51	
	Σ	102,61	281,4	95,66	72,69	
	Г 4	79,08	221,4	70,38	80	Для вибору ошинковки
Σ	181,69	502,8	166,04	152,69		

В цьому розділі був проведений розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%.