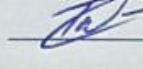


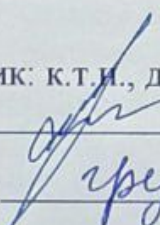
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 2200 МВТ З РЕАКТОРАМИ ВВЕР-440»

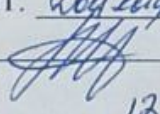
Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Гнатюк М.С.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
 Малогулко Ю. В.
(прізвище та ініціали)

« 06 » чрудня 2024 р.

Опонент: доц. каф. ЕРЕЕМ, к.т.н., доц.
 Ситнік М. В.
(прізвище та ініціали)

« 09 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

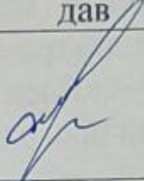
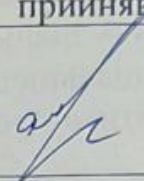
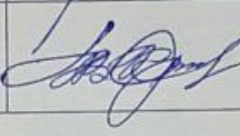
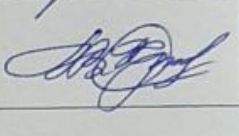
Завідувач кафедри ЕСС

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

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

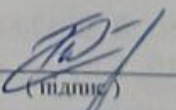
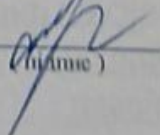
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	вик
2	Обґрунтування проєктування АЕС	21.09.24	26.09.24	вик
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	вик
4	Розрахунок економічної ефективності вирівнювання графіка навантаження ТЕС. Релейний захист і автоматика	11.10.24	28.10.24	вик
5	Автоматизована система управління АЕС	29.10.24	05.11.24	вик
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Економічна частина	06.11.24	12.11.24	вик
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	вик
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	вик
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	вик
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	вик
	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

М. С. Гнатюк

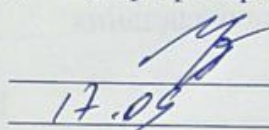
Ю. В. Малогулко

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


17.09 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гнатюку Миколі Степановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт з реакторами ВВЕР-440»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю.В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
- Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Відстань до приєднання до енергосистеми 320 км; $S_{с.ном} = 16000$ МВА; $x_{ном.с} = 0,12$ $U_{с.ном} = 220$ кВ; вид промисловості місцевого району – важке машинобудування; максимальне навантаження місцевого району 400 МВт; максимальна потужність, що віддається в систему 1300 МВт.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проекту. Електротехнічна частина. Розрахунок економічної ефективності вирівнювання графіка навантаження ТЕС. Релейний захист та автоматика. АСК АЕС. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Актуальність та задачі дослідження. Головна схема електричних з'єднань. План та розріз ВРП-330. Витрати палива при нерівномірному режимі роботи блоків. Схема захисту двигуна циркуляційного насоса. Витратна характеристика станцій. Схема установки постійного струму. Основні техніко-економічні показники АЕС. Висновки.

АНОТАЦІЯ

Гнатюк М.С. Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт з реакторами ВВЕР–440. Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця: ВНТУ, 2024. – 177 с., таблиць: 46, рисунків: 35, бібліографій: 21.

Магістерська кваліфікаційна робота проектуванню АЕС з реакторами типу ВВЕР-440. В роботі розглядаються такі розділи як техніко-економічне обґрунтування, електротехнічна частина, релейний захист та автоматика, автоматизована система управління АЕС, спеціальна частина, заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок, розрахунок техніко-економічних показників станції.

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

В розділі «Релейний захист та автоматика» виконується вибір реле і уставок спрацювання захисту. В спеціальній частині виконано розрахунок економічного ефекту від рівномірного навантаження блоків ТЕС.

В розділі «Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок» розглядаються такі питання, як аналіз потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів і протипожежна безпека. В економічній частині проекту визначається собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, витрат на паливо, заробітної плати та інших витрат.

Ключові слова: атомна електростанція, потужність, високовольтне обладнання, струмоведучі частини, електричні апарати.

ANNOTATION

Hnatyuk Mykola. Electrical part of a nuclear power plant with a capacity of 2200 MW with PWR-440 reactors. Master's qualification work – Vinnytsia: VNTU, 2024. – 177 p., tables: 46, figures: 35, bibliographies: 21.

Master's qualification work on the design of a nuclear power plant with VVER-440 reactors. The work considers such sections as feasibility study, electrical part, relay protection and automation, automated control system of a nuclear power plant, special part, measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations, calculation of technical and economic indicators of the plant.

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

In the section "Relay protection and automation" the relay and protection trip settings are selected. In the special part the economic effect of uniform loading of TPP units is calculated.

In the section "Measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations" such issues as the analysis of potentially dangerous and harmful production factors and fire safety are considered. In the economic part of the project the cost of generated electricity is determined taking into account depreciation, fuel costs, wages and other costs.

Keywords: nuclear power plant, power, high-voltage equipment, live parts, electrical devices.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ANNOTATION

ВСТУП	3
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОБҐРУНТУВАННЯ ОБ’ЄКТУ	7
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	8
2.1 Графіки електричних навантажень станції	8
2.2 Вибір основного обладнання	17
2.3 Вибір головної схеми електричних з’єднань електростанції	18
2.4 Вибір електричних схем станції	31
2.5 Схема власних потреб станції	39
2.6 Розрахунок струмів короткого змикання	43
2.7 Вибір комутаційного обладнання	63
2.8 Вибір струмоведучих частин	69
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів	83
2.10 Вибір розрядників	86
2.11 Вибір високочастотних загороджувачів	89
2.12 Вибір установки постійного струму	90
2.13 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 330 кВ	93
2.14 Розрахунок заземлення для ВРП 330 кВ	96
3 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	100
ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ТЕС	
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА	111
4.1 Вибір системи оперативного управління АЕС	111
4.2 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки, зв’язку	112
4.3 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором	116
5 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ АЕС	130

5.1 Розробка структурної схеми та інформаційного забезпечення АСУ АЕС 2200 МВт на базі SCADA – систем	130
5.2 Визначення оптимального розподілу навантаження між блоками з врахуванням витрат на власні потреби	137
5.3 Розрахунок техніко-економічних показників від впровадження АСУ на базі SCADA-систем	146
6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	149
6.1 Задачі розділу	149
6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача	150
6.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ	150
6.4 Метеорологічні умови	153
6.5 Склад повітря робочої зони	154
6.6 Розрахунок захисного заземлення	155
6.7 Пожежна безпека	161
7 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	162
7.1 Визначення кошторисної вартості проектованої електростанції	162
7.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії	164
7.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань	164
7.4 Визначення фонду заробітної плати	166
7.5 Витрати на паливо	168
7.6 Інші затрати	169
7.7 Визначення собівартості відпущеної енергії	170
7.8 Аналіз отриманих результатів	171
ВИСНОВКИ	172
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	174
ДОДАТКИ	177

ВСТУП

Актуальність теми. У резолюції Міжнародної конференції МАГАТЕ "Атомна енергетика в 21-му столітті" наголошували на важливості збереження навколишнього середовища, включаючи мінімізацію ризиків глобальної зміни клімату. Ці питання визначені як пріоритетні завдання для урядів усіх країн. Також підкреслюється необхідність диверсифікації джерел енергії для задоволення зростаючого попиту на неї.

Позитивна роль атомної енергетики:

1. **Екологічність:** Атомні електростанції (АЕС) не забруднюють атмосферу викидами, що спричиняють глобальне потепління.
2. **Перевірені технології:** АЕС використовують надійні технології, що забезпечують конкурентоспроможну вартість електроенергії для споживачів у різних умовах.
3. **Енергетична безпека:** АЕС сприяють стабільності цін на електроенергію та зменшують залежність від змін вартості традиційних видів палива.
4. **Конкурентоспроможність:** АЕС беруть участь у формуванні конкурентного середовища в економіці.

Розвиток електроенергетики в Україні має враховувати три ключові аспекти:

- **Економічна безпека:** Для забезпечення конкурентоспроможності вітчизняної продукції необхідно мінімізувати витрати на електроенергію, які входять до собівартості продукції. Зменшення ресурсної складової в енергетиці сприяє загальній економічній стабільності.
- **Енергетична безпека:** Потрібно досягти самодостатнього рівня виробництва електроенергії на національному рівні. Важливим є диверсифікація типів генерації (атомна, відновлювальна, теплова тощо) та джерел імпорту палива у разі значної залежності від зовнішніх поставок.

- **Екологічна безпека:** Під час нормальної експлуатації об'єктів енергетики їхній вплив на довкілля не повинен перевищувати прийнятні норми, визначені міжнародною практикою. Ризик аварій має бути мінімальним, а для можливого подолання їх наслідків повинні бути забезпечені організаційні, матеріально-технічні та фінансові ресурси.

Розвиток атомної енергетики в Україні є стратегічно важливим для забезпечення енергетичної, економічної та екологічної безпеки. Вона сприяє стабільності енергосистеми, підтримує конкурентоспроможність національної економіки та зменшує негативний вплив на довкілля, відповідаючи сучасним глобальним викликам.

Відповідно до енергетичної стратегії України до 2030 року, затвердженої рішенням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 року № 145-р, прогнозується суттєве зростання споживання електроенергії – з поточного рівня близько 150 млрд кВт·год на рік до приблизно 420 млрд кВт·год у 2030 році, навіть з урахуванням заходів з енергозбереження. Це створює значні перспективи для розвитку електроенергетичної галузі України.

Перспективи розвитку електроенергетики:

1. Вплив водневої енергетики:

- Оцінка споживання електроенергії не враховує можливого підвищення попиту через розвиток водневої енергетики.
- Водень, як екологічно чисте альтернативне паливо, може стати важливим чинником у збільшенні потреби в електроенергії.
- За світовими прогнозами, масштабне виробництво водню може потребувати додаткового збільшення встановлених потужностей електроенергетики на кілька десятків відсотків.

2. Пріоритет традиційних джерел:

- У найближчі десятиліття основний внесок у забезпечення виробництва електроенергії буде зроблено за рахунок традиційних джерел: теплової, ядерної та гідроенергетики.

- Ці типи генерації залишаються найбільш економічно ефективними та енергетично потужними порівняно з альтернативними джерелами.

3. Обмеження альтернативної енергетики:

- Хоча сонячна, вітрова, геотермальна енергетика та інші альтернативні джерела мають екологічні переваги, їх потенціал обмежений.

- Економічні показники альтернативної генерації суттєво поступаються традиційним джерелам, що стримує їх розвиток.

- За світовими оцінками, частка альтернативних джерел у загальному енергетичному балансі залишатиметься на рівні до 10% у найближчі 20–30 років.

Україна стоїть перед викликом значного збільшення споживання електроенергії, що вимагає модернізації та розширення енергосистеми. Основну роль у цьому процесі відіграватимуть традиційні види генерації, які мають високі економічні показники та забезпечують стабільність. Водночас розвиток альтернативної енергетики повинен тривати, зокрема для вирішення екологічних питань і диверсифікації джерел енергії. Розвиток водневої енергетики може стати важливим драйвером для електроенергетики, створюючи додатковий попит на електроенергію та стимулюючи її виробництво.

Протягом наступних 30 років основними типами генерації електроенергії в Україні, як і в багатьох розвинених країнах світу, залишатимуться теплова та ядерна енергетика, сукупна частка яких складатиме 80–90% від загального обсягу виробництва. Економічні показники цих джерел енергії підтверджуються їх значною часткою в енергетичних системах провідних країн.

Порівняння теплової та ядерної енергетики:

Економічні аспекти:

- Теплова енергетика потребує у 2–3 рази менших капіталовкладень порівняно з ядерною, але має у 1,5–2 рази вищі поточні витрати на виробництво електроенергії; ядерна енергетика, хоч і капіталоемна,

забезпечує стабільність виробництва при нижчих витратах у довгостроковій перспективі.

- **Енергетичний аспект безпеки:** для збереження енергетичної стійкості небажаним є дисбаланс, коли частка одного типу генерації перевищує 50% загального обсягу; рівномірний розподіл між тепловою та ядерною енергетикою зменшує ризики залежності від одного джерела.

- **Екологічні аспекти:** теплова енергетика: значні викиди вуглекислого газу та інших шкідливих речовин до атмосфери; ядерна енергетика: утворення радіоактивних відходів (РАВ), які, за умов безпечної локалізації, мають менший вплив на навколишнє середовище порівняно з викидами теплових станцій.

За сукупністю економічних, енергетичних та екологічних аспектів доцільно зберігати поточний баланс виробництва електроенергії між тепловою та ядерною енергетикою в межах 40–45% для кожного типу генерації. Такий розподіл є можливим за умов: безпечного поводження з радіоактивними відходами; дотримання соціально прийнятного рівня ризику аварій на АЕС; забезпечення організаційних, технічних і фінансових ресурсів для ліквідації можливих наслідків аварійних ситуацій.

Стратегічний баланс між тепловою та ядерною енергетикою в Україні забезпечує стійкість, економічну ефективність та екологічну безпеку енергосистеми. Збереження поточного розподілу генерації дозволяє уникнути надмірної залежності від одного джерела та забезпечити надійну і стабільну роботу енергетичної галузі в довгостроковій перспективі.

Мета і задачі дослідження: спроектувати електричну частину АЕС з реакторами типу ВВЕР-440, вибрати обладнання та розрахувати режими роботи електростанції.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина АЕС, а предметом дослідження використання нормативних документів в галузі електроенергетики.

Методи досліджень: розробка програм та проведення розрахунків за допомогою ПЕОМ.

1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Виробництво енергії є одним із основних джерел забруднення довкілля. Теплові електростанції (ТЕС) значною мірою сприяють утворенню кислотних дощів, які знижують родючість ґрунтів, зменшують врожайність сільськогосподарських культур і призводять до загибелі лісів. Серед ключових проблем розвитку ТЕС – обмеженість розвіданих запасів органічного палива, які не здатні задовольнити зростаючий попит на електроенергію. До того ж ці запаси розподілені нерівномірно по території України.

Найвищий рівень викидів на одиницю виробленої електроенергії створюють ТЕС, що працюють на вугіллі. Вугілля містить природні радіоактивні елементи, зокрема торій, ізотопи урану, продукти їхнього розпаду (радій, радон, полоній) і калій-40. Під час спалювання ці речовини практично повністю вивільняються у довкілля. У результаті питома активність викидів ТЕС у 5–10 разів перевищує рівень викидів атомних електростанцій (АЕС).

Одна вугільна електростанція потужністю 1 млн кВт щороку викидає в навколишнє середовище близько 90 тонн миш'яку, 300 тонн барію, 20 тонн ртуті та інших токсичних речовин, що еквівалентно приблизно двом мільярдам смертельних доз для людини. Навіть радіоактивних елементів у викидах вугільних електростанцій у 2–5 разів більше, ніж у викидах атомних електростанцій (АЕС). Загальновизнано, що АЕС, за умови нормальної експлуатації, є значно екологічно чистішими, ніж теплові електростанції – не менше ніж у 5–10 разів.

Сьогодні у світі спостерігається ренесанс ядерної енергетики – це об'єктивна тенденція, яка, ймовірно, збережеться у найближчі десятиліття. Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2030 року, схваленої урядом, планується зберегти провідну роль атомної генерації у забезпеченні країни електроенергією. Передбачається, що виробництво атомної електроенергії зросте до 219 млрд кВт·год на рік. Для досягнення цього показника до 2030 року необхідно мати щонайменше 29,5 ГВт встановлених потужностей на атомних електростанціях.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворювання і споживання, а також витрати на власні потреби станції.

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}, \quad (2.1)$$

де P'_{pt} – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, 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:

– в мережах місцевого району:

$$\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015); \Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08);$$

– в мережах системи:

$$\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03); \Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16).$$

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}, \quad (2.2)$$

де $\Delta P'_1 = 0,01$. Вони залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

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

де $\Delta P'_2 = 0,06$.

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}, \quad (2.4)$$

де P'_{ct} – потужність, яку споживає енергосистема, %;

$P_{c \max}$ – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}, \quad (2.5)$$

де $\Delta P''_1 = 0,02$.

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

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

де $\Delta P''_2 = 0,14$.

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

$$P_{p.вуд.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.7)$$

$$P_{c.вуд.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \quad (2.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вид.t} = P_{р.вид.t} + P_{с.вид.t} \quad (2.9)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.маx}}{100}, \quad (2.10)$$

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

$P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$P'_{ВП} = 5 \%$ (табл. 1.2 [1]);

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

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} \quad (2.11)$$

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 6-12 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} = \frac{85 \cdot 400}{100} = 340 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max} = 0,01 \cdot 400 = 4,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}} = 0,06 \cdot \frac{340^2}{400} = 17,34 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 340 + 4,0 + 17,34 = 361,34 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100} = \frac{90 \cdot 1300}{100} = 1170,0 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_1'' \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 1300 = 26,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P_2'' \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}} = 0,14 \cdot \frac{1170,0^2}{1300} = 147,42 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 1170,0 + 26,0 + 147,42 = 1343,42 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t} = 361,34 + 1343,42 = 1704,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{БП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{БП} \cdot P_{вид.\max}}{100} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1704,76}{2200} \right) \cdot \frac{5 \cdot 1936}{100} = 83,73 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{БП.t} = 1704,76 + 83,73 = 1788,49 \text{ (МВт)}.$$

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу

–	Час	0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження МР P_{pt} , %	Зима	75	85	85	92	100	85	90	85
	Літо	70	80	80	87	95	80	85	80
Навантаження МР P_{pt} , МВт	Зима	300	340	340	368	400	340	360	340
	Літо	280	320	320	348	380	320	340	320
Навантаження С P_{ct} , %	зима	85	90	90	97	100	90	95	90
	літо	80	85	85	92	95	85	90	85
Навантаження С P_{ct} , МВт	Зима	1105	1170	1170	1261	1300	1170	1235	1170
	Літо	1040	1105	1105	1196	1235	1105	1170	1105
Постійні втрати потужності в МР ΔP_{1p} , МВт	Зима	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
	Літо	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Постійні втрати потужності в С ΔP_{1c} , МВт	Зима	26	26	26	26	26	26	26	26
	Літо	26	26	26	26	26	26	26	26
Змінні втрати потужності в МР ΔP_{2pt} ,	Зима	13,50	17,34	17,34	20,31	24,0	17,34	19,44	17,34
	Літо	11,76	15,36	15,36	18,17	21,66	15,36	17,34	15,36

МВт									
Змінні втрати поту- жно- сті в С ΔP_{2ct} , МВт	Зима	131,5	147,42	147,42	171,24	182,0	147,42	164,26	147,42
	Літо	116,48	131,5	131,5	154,04	164,26	131,50	147,42	131,50
Поту- ж- ність, яка відда- ється до шин РП $P_{р.вид.t}$, МВт	Зима	317,5	361,34	361,34	392,31	428,0	361,34	383,44	361,34
	Літо	295,76	339,36	339,36	370,17	405,66	339,36	361,34	339,36
Поту- ж- ність, яка відда- ється до шин РП $P_{с.вид.t}$, МВт	Зима	1262,5	1343,4	1343,4	1458,2	1508	1343,4	1425,3	1343,4
	Літо	1182,4	1262,5	1262,5	1376,0	1425,3	1262,5	1343,4	1262,5
Сума- рна поту- ж- ність, що відда- ється $P_{вид.t}$, МВт	Зима	1580,0	1704,8	1704,8	1850,6	1936,0	1704,8	1808,7	1704,8
	Літо	1478,2	1601,9	1601,9	1746,2	1830,9	1601,9	1704,8	1601,9
Поту- ж- ність, що витра- ча- ється на ВП $P_{ВП.t}$, МВт	Зима	80,43	83,73	83,73	87,57	89,83	83,73	86,47	83,73
	Літо	77,75	81,01	81,01	84,82	87,06	81,01	83,73	81,01
	Зима	1660,4	1788,5	1788,5	1938,1	2025,8	1788,5	1895,2	1788,5

Потужність, що виробляється $P_{вир.т}$, МВт	Літо	1556,0	1682,9	1682,9	1831,0	1918,0	1682,9	1788,5	1682,9
--	------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

- максимальне навантаження станції $P_{\max} = 2025,8$ МВт;
- річний виробіток електроенергії:

$$E_P = \sum_{i=1}^m P_{вир.т_i} \cdot t_i ; \quad (2.12)$$

$$E_P = (1660,4 \cdot 6 + 1788,5 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 4 + 1938,1 \cdot 2 + 2025,8 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 2 + 1895,2 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 4) \cdot 183 + (1556,0 \cdot 6 + 1682,9 \cdot 2 + 1682,9 \cdot 4 + 1831,0 \cdot 2 + 1918,0 \cdot 2 + 1682,9 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 2 + 1682,9 \cdot 4) \cdot 182 = 15285293,18 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

- встановлена потужність ЕС: $P_{вст} = 2200$ МВт;
- середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_P}{T} = \frac{15285293,18}{8760} = 1744,9 \text{ МВт}; \quad (2.13)$$

- коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} = \frac{1744,9}{2025,9} = 0,86 ; \quad (2.14)$$

- коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}} = \frac{1744,9}{2200} = 0,79; \quad (2.15)$$

– число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_P}{P_{\max}} = \frac{15285293,18}{2025,8} = 7545,3 \text{ год}; \quad (2.16)$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_P}{P_{вст}} = \frac{15285293,18}{2200} = 6947,86 \text{ год}; \quad (2.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{\max}} = \frac{2200}{2025,8} = 1,086. \quad (2.18)$$

По результатам розрахунків побудуємо добові графіки навантаження для зими та літа (рис. 2.1) та річний графік по тривалості (рис. 2.2), приймаючи що зимовий період триває 183 доби, а літній – 182 доби.

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 2.1. Спочатку складаємо графік потужності по даним для зимового періоду, після цього по даним для літнього періоду. По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами електричної станції (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будуємо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами електричної станції, по ступені зменшення величини. По горизонталі відкладаємо кількість годин в році. Час тривалості навантаження визначається шляхом добутку тривалості навантаження на протязі доби на тривалість періоду. Графік складається для всіх значень потужності, що знаходяться в останній графі таблиці.

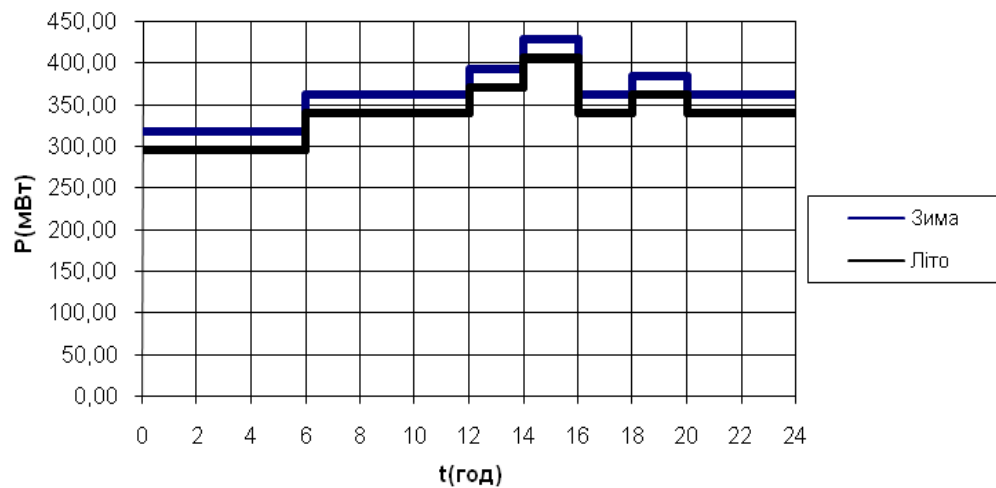


Рисунок 2.1 – Графік навантаження місцевого району

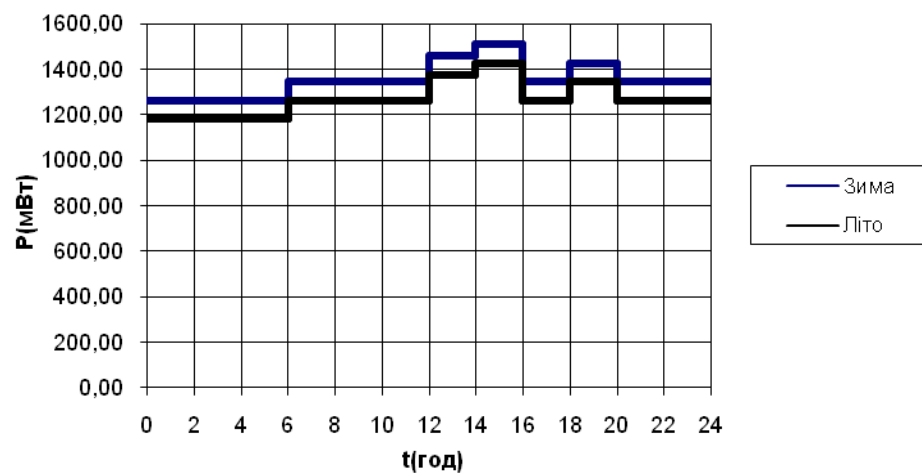


Рисунок 2.2. Графік навантаження системи

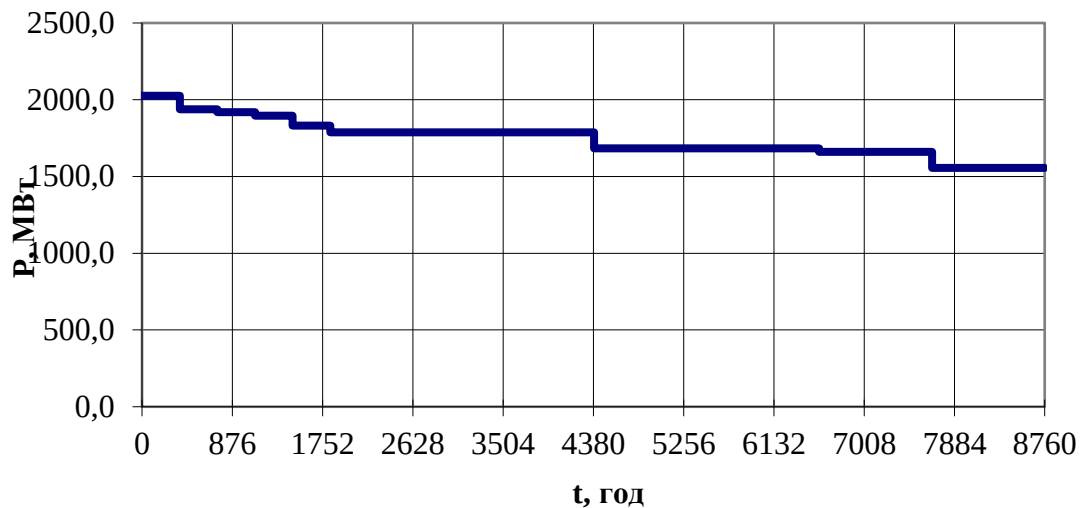


Рисунок 2.3 – Річний графік навантаження

2.2 Вибір основного обладнання

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

Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, встановлюваних на проєктованій станції, визначаються в залежності від типу (КЕС, ТЕЦ, АЕС) і потужності станції. Згідно завдання вибираємо з [1, ст. 48] десять турбін К-220-44. Параметри турбін з [1] заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, атм	Температура свіжого пару, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год	Кількість
К-220-44	220	44	255	—	1445	10

Вибір реакторних установок

Вибираємо п'ять реакторних установок ВВЕР-440. Номінальні дані реакторних установок [1, ст. 47] заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 - Параметри реакторних установок

Потужність	ВВЕР-440
Потужність електрична	440
ККД, %	32,0
Параметри пари перед турбіною тиск, МПа температура, °С	12,3 268
Кількість ГЦН	6
Число петель (число парогенераторів)	6

Вибір генераторів

Число і одинична потужність генераторів повинні співпадати з числом і електричною потужністю турбін. Напруга генераторів великої потужності (вище 60 МВт) приймається виходячи з умов їх виготовлення, причому перевага надається більш високим напругам.

Вибираємо десять генераторів ТВВ-220-2ЕУЗ, параметри яких з [2, ст. 76] записано в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos \varphi_n$	x''_d	Кіль- кість
	S , МВА	P , МВт					
ТВВ-220-2ЕУЗ	258,3	220	15,75	8,625	0,85	0,1906	10

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проектуванні електричної частини електростанції, оскільки він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

Вибір схеми приєднання станції до системи

Головна електрична схема в значній мірі визначає основні показники електричної частини станції, а також обумовлює характеристики ЕС в цілому: надійність, економічність, ремонтоздатність, безпеку обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розширення тощо. Тому на етапі проектування до головної схеми електричних з'єднань висуваються такі вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, режимам що очікуються, а також відповідність технологічній схемі;
- простота і наочність, мінімальний об'єм перемикань при зміні режиму, доступність обладнання для ремонту без порушення режиму роботи;
- зручність спорудження електричної частини з врахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ЛЕП;
- можливість автоматизації установки в економічно доцільному обсязі;
- достатня, економічно виправдана міра надійності.

Видача потужності на електростанції, що проектується, буде здійснюватись на двох напругах: в систему – 330 кВ, в місцевий район – 220 кВ.

Вибір числа та пропускної спроможності ЛЕП здійснюється згідно вимог:

- 1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватися видача всієї потужності електростанції;
- 2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, яка видається електростанцією, але, бажано, без зупинки блоків.

Згідно з завдання приймаємо відстань до системи 320 км.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС визначаємо по наступних формулах:

для системи:

$$n_{\text{ЛЕП}330} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп}}} + 1; \quad (2.19)$$

$$n_{\text{ЛЕП}750} = \frac{1508}{300} + 1 = 7 \text{ ліній.}$$

для місцевого району:

$$n_{\text{ЛЕП}220} = \frac{P_{\text{р.в.від.т. х}}}{P_{\text{пр.доп}}} + 1; \quad (2.20)$$

$$n_{\text{ЛЕП}220} = \frac{428}{200} + 1 = 4 \text{ ліній.}$$

Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між розподільчими пристроями (РП) різних рівнів напруги, структуру блоків "генератор–трансформатор", а також тип електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні).

Основні принципи побудови:

1. Розподіл генераторів між РП різних напруг:
 - Здійснюється з урахуванням потужності, яка відводиться від шин кожного рівня напруги.
 - Метою є мінімізація перетікань потужності між розподільчими установками різних рівнів напруги як у нормальних, так і в аварійних режимах.
2. Структура блоків "генератор–трансформатор":
 - Вибір конфігурації залежить від потужності генераторів і вимог до надійності електропостачання.
 - Ефективний розподіл знижує втрати електроенергії в трансформаторах та підвищує стабільність роботи системи.

3. Тип електромагнітних зв'язків:

- Трансформаторні зв'язки: Використовуються для передачі потужності між рівнями напруги при значному перепаді їх величин.
- Автотрансформаторні зв'язки: Ефективні при незначній різниці напруги, оскільки забезпечують вищий ККД і менші втрати.

Цілі оптимізації:

- Забезпечення надійності та стабільності електропостачання.
- Мінімізація перетікання потужності між РП різних напруг для зменшення втрат енергії.
- Підвищення ефективності роботи станції в нормальних і аварійних режимах.

Згідно з завданням ЕС має видавати потужність на два класи напруг: 330 і 220 кВ. У відповідності до цього виберемо відповідну структурну схему ЕС з РП двох напруг і з АТ зв'язку між ними.

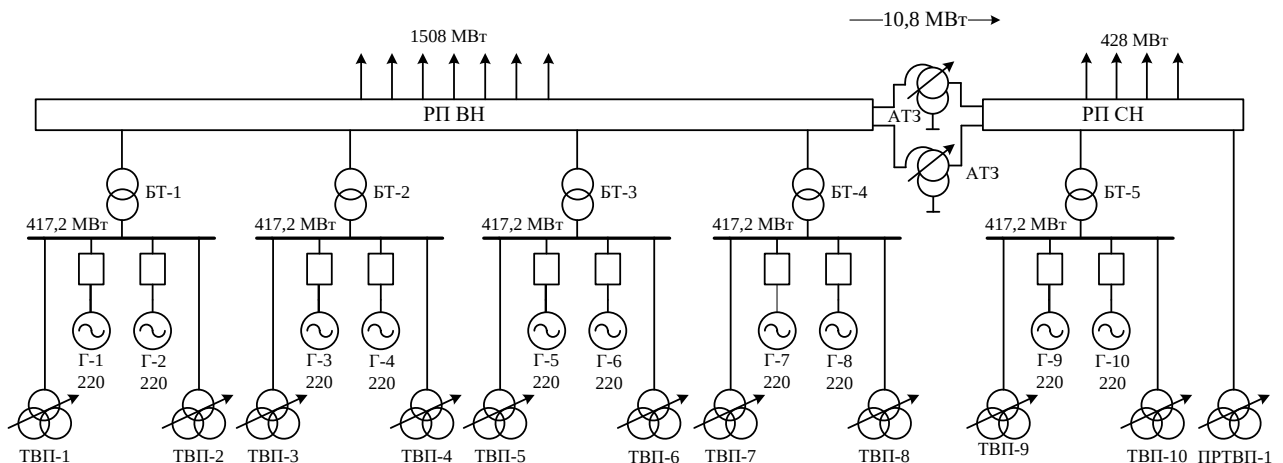


Рисунок 2.4, а – Структурна схема станції

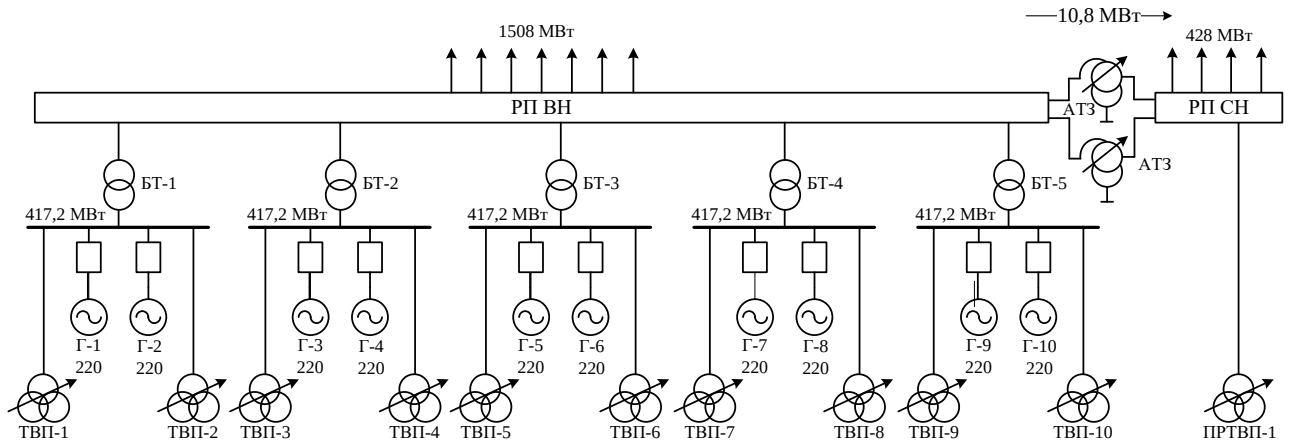


Рисунок 2.4, б – Структурна схема станції

Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двохобмоточних блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

При виборі потужності блочного трансформатора (автотрансформатора) враховуємо таку умову: генератор включається в блок із трансформатором і на відгалуженні до блока підключене тільки навантаження власних потреб - $P'_{ВП} = 5\%$.

Схема 1

Блочні трансформатори для генератора Г-1 (РП 220 кВ):

$$S_{БТ\ розр} = S_{ном\ Г} - S_{ВП} ; \quad (2.21)$$

$$S_{ВП} = P'_{ВП} \cdot S_{ном\ Г} \cdot K_{П} ; \quad (2.22)$$

$$S_{ВП} = 0,05 \cdot 258,3 \cdot 0,8 = 10,3 \text{ (МВА)};$$

$$S_{БТ\ розр} \geq 2 \cdot (258,3 - 10,3) = 496 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатори: БТ-1-4 – тип ТНЦ-630000/330, БТ-5 – тип ТНЦ-630000/220.

Схема 2

Блочні трансформатори для генераторів Г-1, Г-2 (РП 220 кВ):

$$S_{ВП} = 0,05 \cdot 258,3 = 12,92 \text{ (МВА)};$$

$$S_{БТ\ розр} \geq 2 \cdot (258,3 - 12,92) = 490,74 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатори: БТ-1-5 – тип ТНЦ-630000/330.

Параметри всіх блочних трансформаторів зведені в таблицях 2.5 та 2.7.

Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір потужності автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) виконується на основі аналізу перетоків потужностей між РУ в різних режимах.

Схема 1

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{p\max} = S_{ном\ Г} - S_{ВП} - S_{p.від.\max}, \quad (2.23)$$

$$S_{p\max} = 2 \cdot (258,3 - 10,3) - \frac{428}{0,85} = -7,53 \text{ (МВА)},$$

де $S_{ном\ Г}$ – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{ВП}$ – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p.від.\max}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю:

$$S_{p \min} = S_{\text{ном } \Gamma} - S_{\text{ВП}} - S_{p.\text{від.}\min}, \quad (2.24)$$

$$S_{p \min} = 2 \cdot (258,3 - 10,3) - \frac{295,76}{0,85} = 148,05 \text{ (МВА)},$$

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

в) аварійне відключення генератора в період максимального навантаження, який включений на шини місцевого району. Оскільки в цій секції увімкнутий один генератор то формула буде мати вигляд:

$$S_{p \text{ авар}} = -S_{\text{ВП}} - S_{p.\text{від.}\max}; \quad (2.25)$$

$$S_{p \text{ авар}} = -\frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо автотрансформатори зв'язку:

АТЗ – тип 6×АОДЦТН-133000/330/220.

Схема 2

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{p \max} = 0 - 0 - \frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)};$$

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю:

$$S_{p \min} = 0 - 0 - \frac{295,76}{0,85} = -347,95 \text{ (МВА)};$$

в) аварійне відключення генератора в період максимального навантаження, який включений на шини місцевого району. Оскільки в цій секції увімкнутий один генератор то формула буде мати вигляд:

$$S_{p \text{ авар}} = -\frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо автотрансформатори зв'язку: АТЗ – тип 6×АОДЦТН-133000/330/220.

Параметри автотрансформатора зв'язку записані в таблицях 2.5 та 2.7.

Вибір трансформаторів власних потреб

Номінальна потужність працюючих ТВП вибирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанцій, перенавантаження працюючих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається:

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot P_{ном Г} \cdot k_{П}. \quad (2.26)$$

Схема 1

Трансформатори власних потреб для генератора Г-1-10:

$$S_{ТВП} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,8 = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо трансформатор власних потреб: ТВП-1-10 – тип ТРДНС-25000/35.

Схема 2

Трансформатори власних потреб для генераторів Г-1-10:

$$S_{ТВП} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,8 = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо два трансформатора власних потреб: ТВП-1-10 – тип ТРДНС-25000/35.

Параметри трансформаторів власних потреб записані в таблицях 2.6 та 2.8.

Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і при наявності генераторних вимикачів.

$$S_{\text{ПРТВП}} = S_{\text{ТВП}} \cdot \quad (2.27)$$

Схема 1

Пускорезервні трансформатори власних потреб:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо пускорезервні трансформатори власних потреб:
ПРТВП – типу ТРДН-32000/220.

Схема 2

Пускорезервні трансформатори власних потреб:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо пускорезервні трансформатори власних потреб:
ПРТВП – типу ТРДН-32000/220.

Параметри трансформаторів пускорезервних власних потреб записані в таблицях 2.6 та 2.8.

Параметри обраних трансформаторів.

Схема 1

Таблиця 2.5 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}},$ МВА	Напруга обмоток, кВ			$U_k, \%$			Кіл ·	Вар. , тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН		
БТ-1-4	ТНЦ- 630000/330	630	330	–	15,75	–	11,5	–	4	4632
БТ-5	ТНЦ- 630000/220	630	242	–	15,75	–	12,5	–	1	4592
АТЗ	АОДЦТН- 133000/330/220	133	$330 / \sqrt{3}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	10,5	9	60	48	6	2388

Таблиця 2.6 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВ А	Напруга обмоток, кВ			U_k , %		Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН ₁ -НН ₂		
ТВП-1 -10	ТРДНС-25000/35	25	15,75	–	10,5-10,5	10,5	30	10	344
ПРТВП	ТРДНС-32000/220	32	220	–	11	11,5	28	1	957

Схема 2

Таблиця 2.7 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	Напруга обмоток, кВ			U_k , %			Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
БТ-1-5	ТНЦ-630000/330	630	330	–	15,75	–	11,5	–	5	4632
АТЗ	АОДЦТН-133000/750/220	133	$330 / \sqrt{3}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	10,5	9	60	48	6	2388

Таблиця 2.8 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	Напруга обмоток, кВ			U_k , %		Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН ₁ -НН ₂		
ТВП-1-10	ТРДНС-25000/35	25	15,75		10,5-10,5	10,5	30	10	344
ПРТВП	ТРДНС-32000/220	32	220		10,5	11,5	28	1	957

Техніко-економічне порівняння схем станції

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K_{\Sigma} + B + 3b, \quad (2.28)$$

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

K – капіталовкладення в споруду електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$Зб$ – збиток, $Зб = 0$.

Капіталовкладення K при виборі оптимальних схем видачі електроенергії визначаються по укрупненим показникам:

$$K_{\Sigma} = \sum (K_{\text{тр}}), \quad (2.29)$$

де $K_{\text{тр}}$ – загальна вартість трансформаторів включаючи трансформатори власних потреб і пускорезервні трансформатори власних потреб.

Кількість генераторів на ЕС та приєднань до ВРУ СН і ВРУ ВН для двох структурних схем однакова, тому капіталовкладення в генераторні вимикачі і вимикачі, що встановлюються на ВРУ на даному етапі не враховуємо.

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{a_a + a_0}{100} \cdot K_{\Sigma} + \Delta W \cdot \beta, \quad (2.30)$$

де $a_a + a_0 = 8,4\%$;

β – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії $\beta = 6,4 \cdot 10^{-5}$ тис.

грн/кВт·год;

ΔW – втрати в блочних трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку:

$$\Delta W = \sum \Delta W_{\text{тр}}, \quad (2.31)$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = n \cdot P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.32)$$

де τ – час втрат

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.33)$$

де $T_{\text{макс}}$ – число годин використання максимального навантаження.

Проведемо техніко-економічний розрахунок першого варіанту структурної схеми АЕС (рис. 2.4, а).

Загальна вартість трансформаторів:

$$K_{\text{тр}} = 4632 \cdot 4 + 4592 \cdot 1 + 2388 \cdot 6 + 344 \cdot 8 + 344 \cdot 2 + 957 \cdot 1 = 41845 \text{ (тис. грн).}$$

Капітальні затрати:

$$K_{\Sigma} = 41845 \text{ (тис. грн).}$$

Час втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7545,3}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 6761,1 \text{ (год).}$$

Втрати в блочних БТ-1-4:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 4 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{1668,8 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 33428600,36 \text{ (кВт·год).}$$

Втрати в блочному БТ-5:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 1 \cdot 400 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 1200 \cdot \left(\frac{417,2 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 8428569,315 \text{ (кВт·год).}$$

Втрати в АТЗ:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 3 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 250 \cdot \left(\frac{10,8 / 0,85}{133} \right)^2 \cdot 6761,1 = 2651139,56 \text{ (кВт·год).}$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 33428600,36 + 8428569,315 + 2651139,56 =$$

$$= 44508309,24 \text{ (кВт·год)}.$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot 41845 + 4458309,24 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 7760,89 \text{ (тис. грн)}.$$

Затрати:

$$Z = P_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 41845 + 7760,89 = 12782,29 \text{ (тис. грн)}.$$

Проведемо техніко-економічний розрахунок другого варіанту структурної схеми АЕС (рис. 2.4, б). Загальна вартість трансформаторів:

$$K_{\text{тр}} = 4632 \cdot 5 + 2388 \cdot 6 + 344 \cdot 10 + 957 \cdot 1 = 41885 \text{ (тис. грн)}.$$

$$K_{\Sigma} = 41885 \text{ (тис. грн)}.$$

Втрати в блочних БТ-1-5:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 5 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{2086 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 41785750,45$$

(кВт·год).

Втрати в АТЗ:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 3 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 250 \cdot \left(\frac{428 / 0,85}{133} \right)^2 \cdot 6761,1 = 46852845,88$$

(кВт·год).

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 41785750,45 + 46852845,88 = 88638596,33 \text{ (кВт·год)}.$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot 41885 + 88638596,33 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 8132,04 \text{ (тис. грн)}.$$

Затрати:

$$Z = P_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 41885 + 8132,04 = 13158,24 \text{ (тис. грн)}.$$

Результати розрахунку техніко-економічних показників записані в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку техніко-економічних показників

	Час втрат, год	Сумарні втрати є/є в трансформаторах, кВт·год	Витрати, тис. грн.	Затрати, тис. грн.	Капітальні витрати, тис. грн.
Схема 1	6761,1	44487740,74	41845	12782,29	41845
Схема 2	6761,1	48451622,22	41885	13158,24	41885

$$\delta = \frac{13158,24 - 12782,29}{13158,24} \cdot 100\% = 2,9\%.$$

Варіанти структурних схем АЕС відрізняються за капітальними витратами на 2,9%. Два варіанти майже однакові по затратах, тому обираємо схему 2.

2.4 Вибір електричних схем станції

Схеми РП підвищених напруг (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем КЕС. Відповідно з вимогами надійності й економічності роботи станції схеми повинні складатися з урахуванням наступних вимог:

- ремонт вимикачів 150 кВ і 330 кВ виконується без відключення приєднання;
- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;
- трансформатори блоків відключаються від РП не більш ніж трьома вимикачами;
- автотрансформатори зв'язку двох РП відключаються не більш ніж шістьма вимикачами на обидва РП і не більш ніж чотирма на одному РП;
- відмови вимикачів РП в нормальному і ремонтному режимах не повинні приводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, включених на шини однієї підстанції, а також до одночасного відключення декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість системи;
- при відмовах вимикачів у нормальному режимі РП не повинно вимикатись більше одного блока, а в ремонтному режимі РП – не більше двох блоків.

Вибір ВРП 220 кВ

Для РП 220 кВ з числом приєднань більше шести рекомендуються схеми

- з двома основними та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);
- з однією секціонованою та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);
- блочні схеми «генератор – трансформатор – лінія».

Для схеми зображеної на рис. 2.4, б обираємо схему ВРП 220 кВ з двома основними та обхідною системами шин (рис. 2.5).

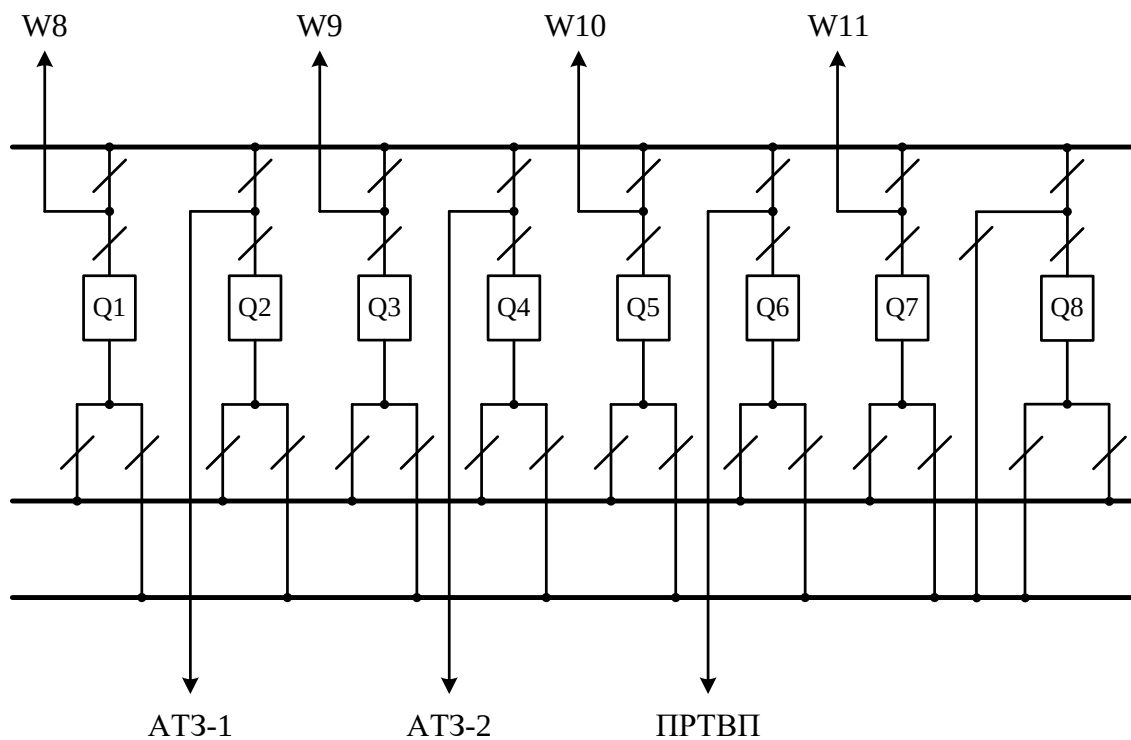


Рисунок 2.5 – Схема ВРП 220 кВ схема з двома основними та обхідною системами шин

Вибір ВРП 330 кВ

На ВРП-330 кВ рекомендують схеми

- з двома системами збірних шин, з трьома вимикачами на два приєднання (схема 3/2),

- схеми з двома системами збірних шин, з чотирма вимикачами на три приєднання (схема 4/3),
- схеми зв'язаних багатокутників (з вимикачами в перемичках) з числом приєднань до шести включно в кожному багатокутнику,
- блочні схеми «генератор – трансформатор – лінія».

Обираємо схему ВРП 330 кВ з двома системами збірних шин, з трьома вимикачами на два приєднання (рис. 2.6) та схему з двома системами збірних шин, з чотирма вимикачами на три приєднання (рис. 4.3).

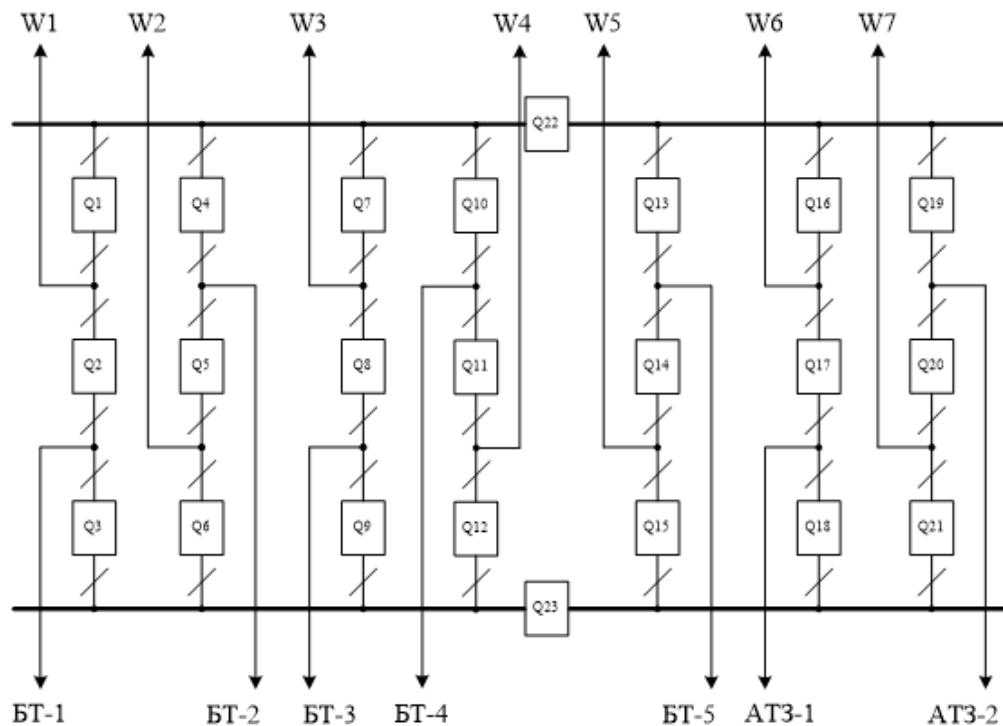


Рисунок 2.6 – Схема ВРП 330 кВ «схема 3/2»

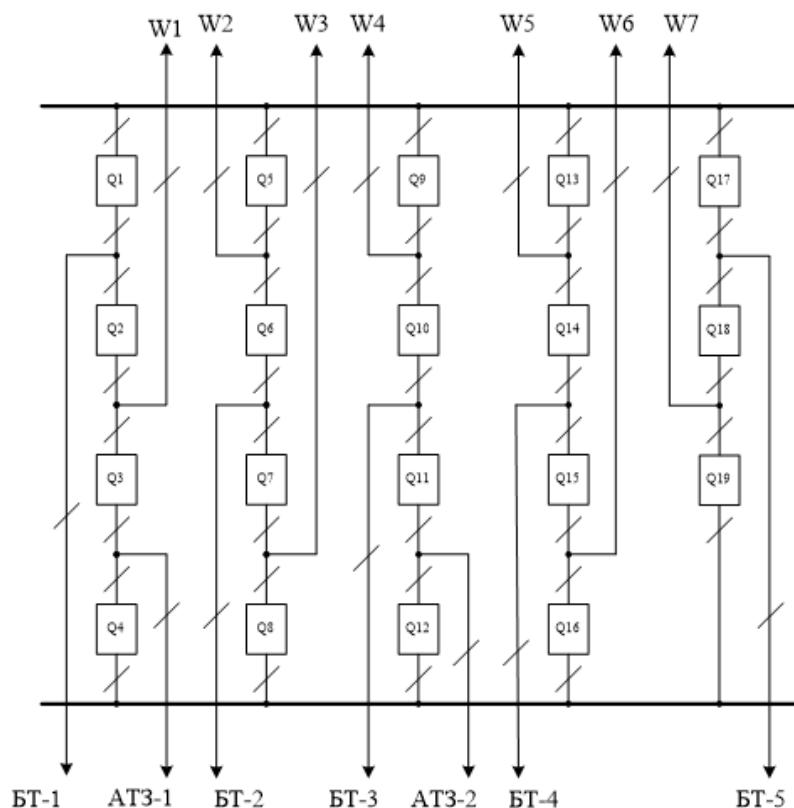


Рисунок 2.7 – Схема ВРП 330 кВ «схема 4/3»

Техніко-економічний розрахунок схем ВРУ 330 кВ

Для вибору схеми електричних з'єднань РУ станції передбачається не менше ніж два конкурентоспроможних варіанти.

Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_0) \rightarrow \min, \quad (2.34)$$

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

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_0)$ – очікувані збитки від недовідпуску електроенергії.

Капіталовкладення K під час вибору оптимальних схем видачі електроенергії визначаються за укрупненими показниками. Якщо кількість

трансформаторів в порівнюваних схемах однакова, то капіталовкладення в РУ оцінюються за числом комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{\text{ком}}, \quad (2.35)$$

де $C_{\text{ком}}$ – вартість комірки з вимикачем.

Друга складова розрахункових витрат – річні експлуатаційні витрати:

$$B = (\alpha_a + \alpha_o) \cdot K / 100 + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.36)$$

де α_a, α_o – відрахування на амортизацію і обслуговування, % ($\alpha_a + \alpha_o = 8,4 \%$); β – вартість 1 кВт·год. втрат електроенергії; ΔW – втрати електроенергії.

У випадку ідентичності ліній електропередач, типів трансформаторів та їх кількості втрати потужності при визначенні витрат не враховуються.

Розрахуємо капіталовкладення K та річні експлуатаційні витрати для кожного варіанту схеми РУ. Передбачаємо установку вимикачів типу ВГБ-330 У1, вартість становитиме $C_{\text{ком}} = 3200$ тис. грн.

Для схеми 3/2:

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} = 23 \cdot 3200 = 73600 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = (\alpha_a + \alpha_o) \cdot K / 100 = 8,4 \cdot 73600 / 100 = 6182,4 \text{ (тис. грн.)}.$$

Для схеми 4/3:

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} = 19 \cdot 3200 = 60800 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = (\alpha_a + \alpha_o) \cdot K / 100 = 8,4 \cdot 60800 / 100 = 5107,2 \text{ (тис. грн.)}.$$

Розрахунок очікуваних збитків здійснюється формалізованим таблично-логічним методом. Суть розрахунку полягає в визначенні математичного очікування числа відключень елементів, які комутуються в РУ (ліній,

трансформаторів, генераторів), розділень РУ на електрично-незв'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключаються.

Якщо варіанти відрізняються тільки кількістю і схемою з'єднання вимикачів, а кількість трансформаторних з'єднань і ЛЕП однакова, то в розрахунках очікуваного збитку враховуються тільки показники надійності вимикачів. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РУ ω_1 та ω_2 , час відновлення вимикача T_v , що відмовив, періодичності μ та тривалості планових ремонтів T_n . Вказані величини наведені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Параметри вимикача

Напруга, кВ	Тип вимикача	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_n , год.
		ω_1	ω_2			
330	Елегазовий	0,015	0,005	120	0,2	250

Розрахунок очікуваного збитку $M(Z_0)$ здійснюється за таким алгоритмом.

В порівнюваних варіантах схем виділяються генераторні та лінійні вимикачі. Вимикачі, які відключають лінії електропередач, відносять до лінійних, інші – до генераторних.

Визначаються параметри потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{г.в} = k_{рв} \cdot \omega_1; \quad \omega_{л.в} = k_{рв} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right), \quad (2.37)$$

де $k_{рв} = 0,6$ – коефіцієнт, що характеризує долю раптових відмов;

ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикача (таблиця 2.10);

l – довжина лінії електропередачі, км.

Обчислюються коефіцієнти ремонтного k_p і нормального k_0 режимів роботи РП:

$$k_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}, \quad (2.38)$$

$$k_0 = 1 - n \cdot k_p, \quad (2.39)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

Якщо відмовляє вимикач, то елемент може бути введений в роботу через час T_0 (після виконання перемикачів в РП) або через час $T_{вп}$ (після введення в роботу одного з двох вимикачів у випадку, якщо один був в плановому ремонті, а інший – в аварійному простой):

$$T_0 = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл}, \quad (2.40)$$

де $T_{вим}$ – час, необхідний для того, щоб обслуговуючий персонал міг встановити місце і характер пошкодження, для електростанцій $T_{вим} = 0,3$ год.

m – кількість роз'єднувачів, які повинні бути відключені для відокремлення пошкодженого вимикача після відключення струму приєднання;

T_p – час для відключення роз'єднувача ($T_p = 0,1$ год.);

$T_{бл}$ – час пуску блока з гарячого стану після зняття навантаження через відмову вимикача ($T_{бл} = 0,5$ год.).

Час одночасного простою вимикача, що відмовив, і вимикача, що ремонтується:

$$T_{вп} = T_v - \frac{T_v^2}{2 \cdot T_n}. \quad (2.41)$$

Визначається математичне очікування числа відмов генераторних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах:

$$k_0 \omega_{г.в}; \quad k_p \omega_{г.в}; \quad (2.42)$$

$$k_0 \omega_{л.в}; \quad k_p \omega_{л.в}. \quad (2.43)$$

Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів можна визначити за виразом:

$$M(Z_0) = y_0 \cdot \sum_{j=1} k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i, \quad (2.44)$$

де y_0 – питомий збиток, $y_0 = 4,8$ грн/кВт·год.;

k_j – коефіцієнт режиму схеми (k_0 або k_p);

P_i – потужність, яка втрачається;

T_i – час простою елемента (T_0 або $T_{вп}$).

Визначення приєднань, що втрачають при виводі в ремонт одного вимикача і одночасній відмові іншого вимикача, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів для обох варіантів схем ВРП 330 кВ представлено в таблицях Б1 і Б3.

Розрахунок втрат потужності при відмові приєднань для обох варіантів схем ВРП 330 кВ показано в таблицях Б2 і Б4.

Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів для кожного варіанту схеми РП:

Для схеми 3/2:

$$M(Z_0) = 94404,764 \text{ (тис. грн).}$$

Для схеми 4/3:

$$M(Z_0) = 72808,283 \text{ (тис. грн).}$$

Визначимо мінімальні приведені затрати для кожного варіанту схеми РУ:

Для схеми 3/2:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_{\sigma}) = 0,12 \cdot 67200 + 5644,8 + 94404,764 = 108113,564 \text{ (тис. грн).}$$

Для схеми 4/3:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_{\sigma}) = 0,12 \cdot 60800 + 5107,2 + 72808,283 = 85211,483 \text{ (тис. грн).}$$

Кінцевий вибір варіанта виконаємо за даними таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн.	Варіанти	
	3/2	4/3
Капітальні витрати	67200	60800
Щорічні витрати	5644,8	5107,2
Очікуваний збиток	94404,764	72808,283
Розрахункові затрати	108113,564	85211,483

$$\delta = \frac{108113,564 - 85211,483}{108113,564} \cdot 100\% = 21,834\%.$$

Варіанти відрізняються за розрахунковими затратами Z_1 та Z_2 на 21,834%, тобто кінцевим варіантом слід обрати варіант РП 330 кВ «схема 4/3»

2.5 Схема власних потреб електростанції

Власні потреби – важливий елемент АЕС. Пошкодження в системі ВП можуть призвести до порушення роботи ЕС в цілому та розвитку аварій в енергосистемах.

Склад електроспоживачів ВП, їх потужність залежать від типу реактору, який застосовується на АЕС, та параметрів основного обладнання.

Всі споживачі в системі ВП АЕС за ступенем надійності та допустимому часі перерви живлення в режимі зникнення напруги в системі ВП можуть бути поділені на 3 групи:

I група – споживачі, які допускають за умови безпеки перерву живлення тільки на долі секунди в усіх режимах роботи, включаючи режимів

повного зникнення змінної напруги від робочих та резервних трансформаторів ВП, та які вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання аварійного захисту реактора (АЗР). До них відносяться:

- системи контрольно-вимірювальних приладів та пристроїв автоматики реактора;
- частина споживачів системи управління і захисту реактора (СУЗ);
- постійно діюча частина аварійного освітлення;
- електроприводи швидкодіючих клапанів, які забезпечують вступ в дію систем розхолодження;
- прилади технологічного контролю реактора та його систем;
- деякі системи дозиметрії;
- споживачі постійного струму 220 В, які не допускають перерви живлення;
- аварійні маслонасоси турбоагрегату та інші.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення I категорії надійності.

Аварійними джерелами живлення таких мереж є акумуляторні батареї (АБ) та агрегати безперебійного живлення (АБЖ).

II група – споживачі, які допускають перерву живлення в залежності від типу реактора та технологічної схеми на час від десятків секунд до десятків хвилин. Ці споживачі також вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання АЗР. До них відносяться:

- механізми, які забезпечують розхолодження реактора та локалізацію аварії у різних аварійних режимах;
- насоси вентиляційних систем охолодження приміщень першого контуру спринклерні насоси, маслонасоси турбогенераторів, валоповоротні пристрої, перевантажувальна машина, системи біологічної та технологічної дозиметрії та інші.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення II категорії надійності. Аварійними джерелами живлення таких мереж є

дизель-генераторні установки (ДГУ) з швидкодіючим автоматичним запуском.

ІІІ група – споживачі, які не вимагають до надійності більш високих вимог, ніж до живлення відповідальних споживачів на теплових ЕС. До них відносяться:

- ГЦН з великими маховими масами;
- газодувки (на АЕС з газовим теплоносієм);
- конденсатні, циркуляційні, живлячі насоси та інші.

Ці споживачі не вимагають обов’язкового вмикання при від’єднанні системи живлення ВП та не приймають участі в процесі аварійного розхо-лодження. Їх нормальне живлення здійснюється від робочих ТВП, а ре-зервне – від резервних трансформаторів ВП.

Враховуючи те, що АЕС має блочну структуру, схеми власних потреб також будуються по блочному принципу: РП кожного блоку під’єднаємо че-рез робочі ТВП до відгалуження від блоку. При розробці схеми живлення ВП (рис. 5.1), використовуємо рекомендації, що викладені в [1]. Для жив-лення схеми ВП приймаємо типову схему ВП блоку ВВЕР-440.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне жив-лення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

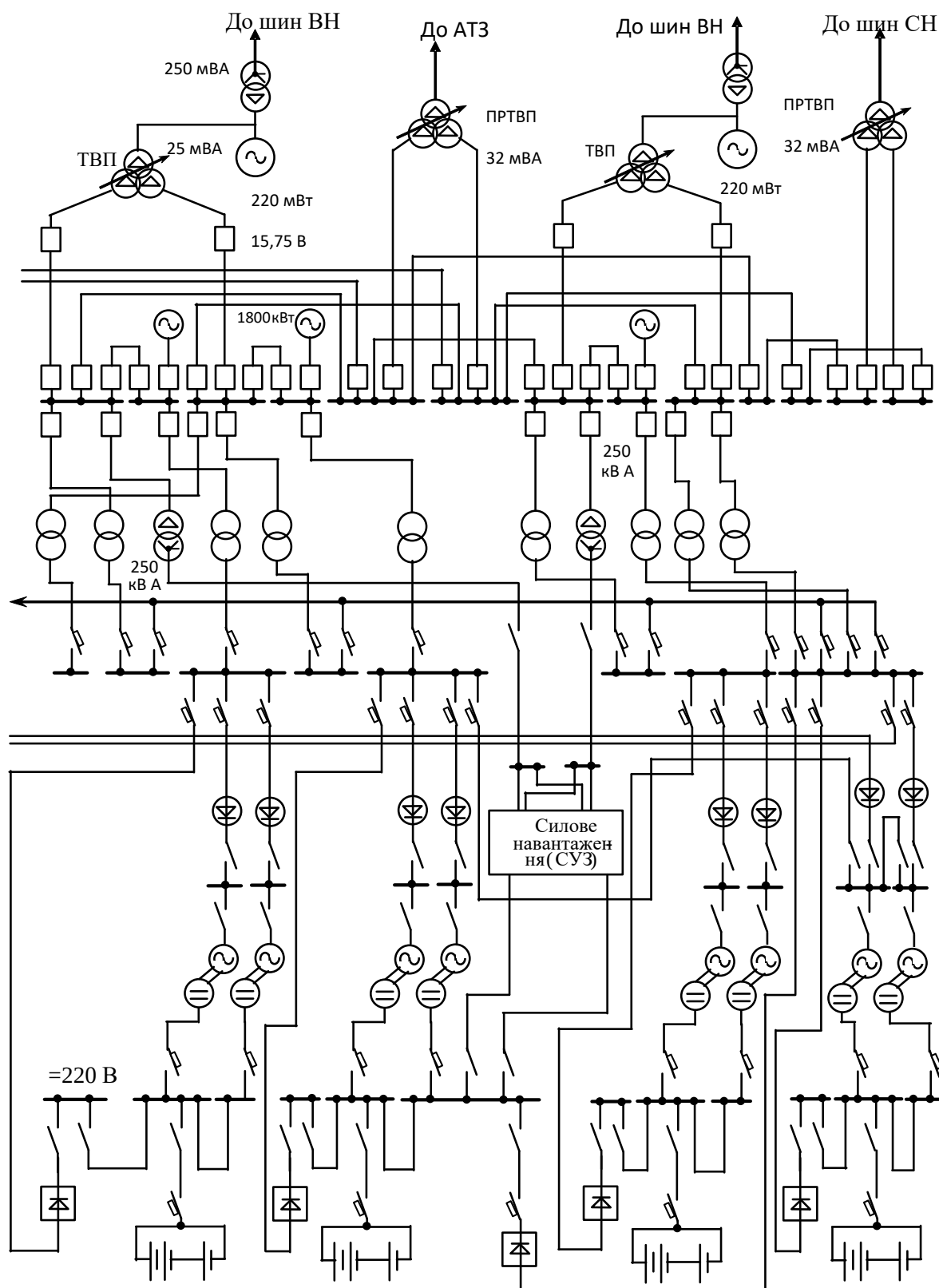


Рисунок 2.8 – Схема електропостачання ВП блока з реактором ВВЕР-440

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується для вибору чи перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору чи перевірки уставок релейного захисту і автоматики.

Розрахункова схема установки

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вкажемо всі елементи, які впливають на струм КЗ і намічаємо точки КЗ (рис. 2.9).

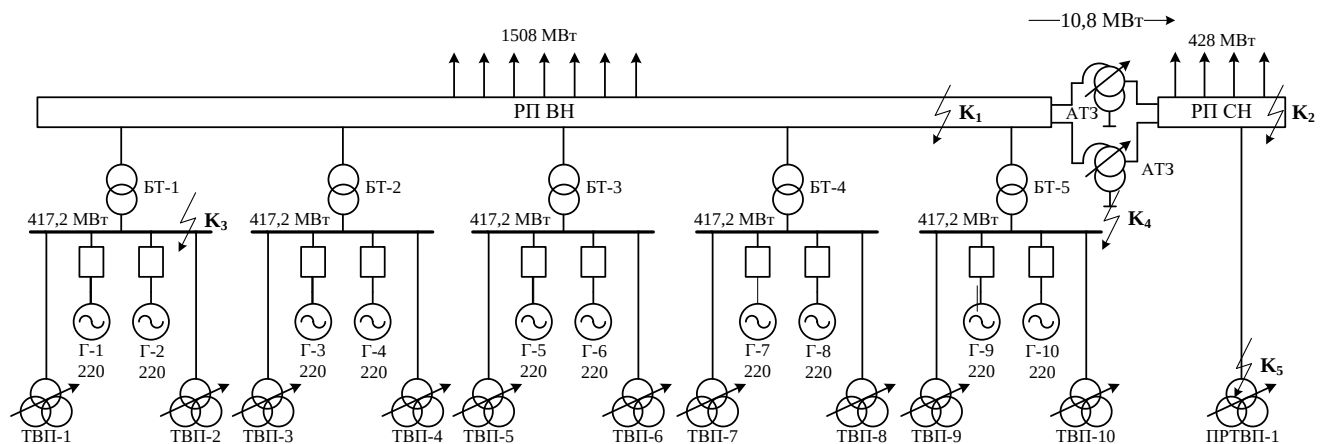


Рисунок 2.9 – Розташування точок короткого замикання

Електрична схема заміщення установки

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути представлені в відносних або іменованих одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути представлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня).

Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

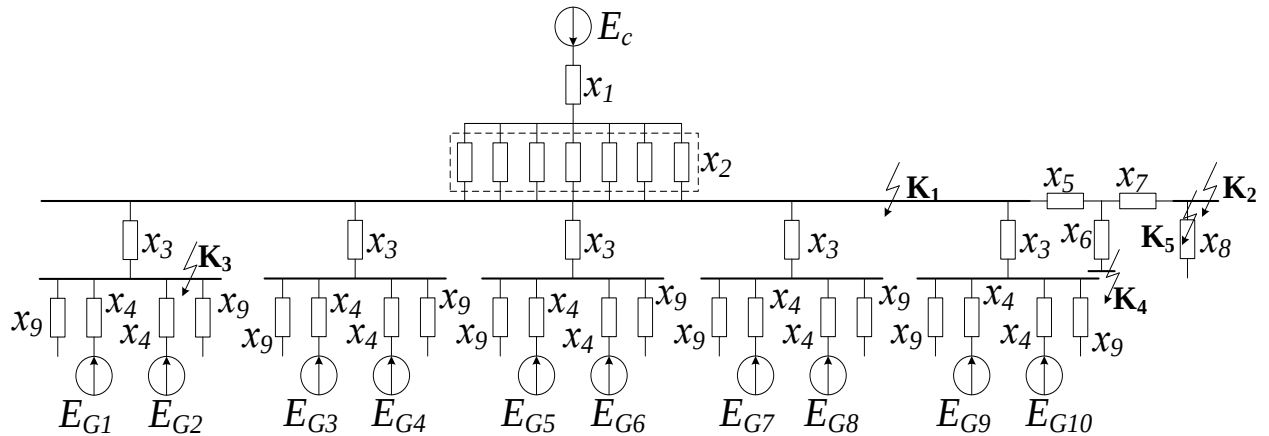


Рисунок 2.10 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення

Прийmemo $S_{\sigma} = 1000$ (МВА).

Згідно з [1]:

$$E''_{*G} = 1,13; E''_{*C} = 1; x_{num330} = 0,32 \text{ Ом/км.}$$

Відповідно до завдання:

$$x_C = 0,12; l_c = 320 \text{ км; } S_{Cном} = 16000 \text{ МВА; } U_{ВН} = 340 \text{ кВ; } U_{CH} = 230 \text{ кВ.}$$

Опір системи:

$$x_1 = x_C \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Cном}} = 0,12 \cdot \frac{1000}{16000} = 0,0075. \quad (2.45)$$

Опір ПЛЕП 330:

$$x_2 = l_C \cdot x_{num750} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{BH}^2} = 320 \cdot 0,32 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,886. \quad (2.46)$$

Опір блочних трансформаторів:

$$\tilde{\sigma}_3 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{a}}}{S_{\hat{i}\hat{i}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,1825. \quad (2.47)$$

Опір АТЗ:

$$u_{\kappa \epsilon} = \frac{1}{2}(u_{\kappa BH} + u_{\kappa BC} - u_{\kappa CH}) = \frac{1}{2}(60 + 9 - 48) = 10,5\%; \quad (2.48)$$

$$u_{\kappa c} = \frac{1}{2}(u_{\kappa BC} + u_{\kappa CH} - u_{\kappa BH}) = \frac{1}{2}(9 + 48 - 60) = -1,5 \approx 0 \%; \quad (2.49)$$

$$u_{\kappa H} = \frac{1}{2}(u_{\kappa CH} + u_{\kappa BH} - u_{\kappa BC}) = \frac{1}{2}(48 + 60 - 9) = 49,5\%; \quad (2.50)$$

$$x_7 = x_{ATCH} = 0; \quad (2.51)$$

$$x_5 = x_{ATBH} = \frac{u_{\kappa \epsilon} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{133 \cdot 3} = 0,263; \quad (2.52)$$

$$x_7 = x_{ATHH} = \frac{u_{\kappa H} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}} = \frac{49,5}{100} \cdot \frac{1000}{133 \cdot 3} = 1,241. \quad (2.53)$$

Опір генераторів:

$$x_4 = x_d'' \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном G1}} = 0,1906 \cdot \frac{1000}{258,3} = 0,738. \quad (2.54)$$

Опір ПРТВП-1:

$$\tilde{\alpha}_8 = 1,875 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{a}}}{S_{i\hat{i}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,738. \quad (2.55)$$

Опір ТВП:

$$x_9 = 1,875 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875. \quad (2.56)$$

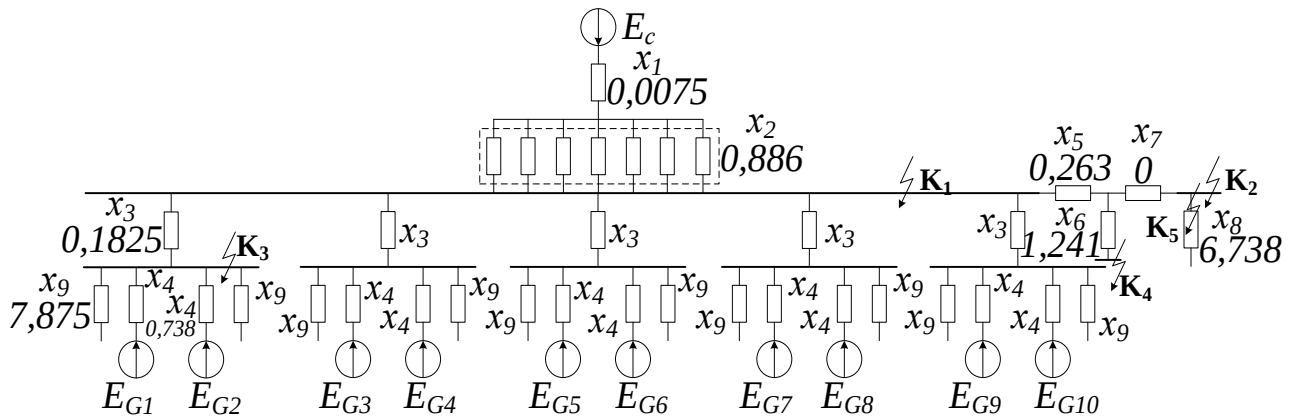


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = 0$

Розрахунок точки К₁. Еквівалентна схема заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ.

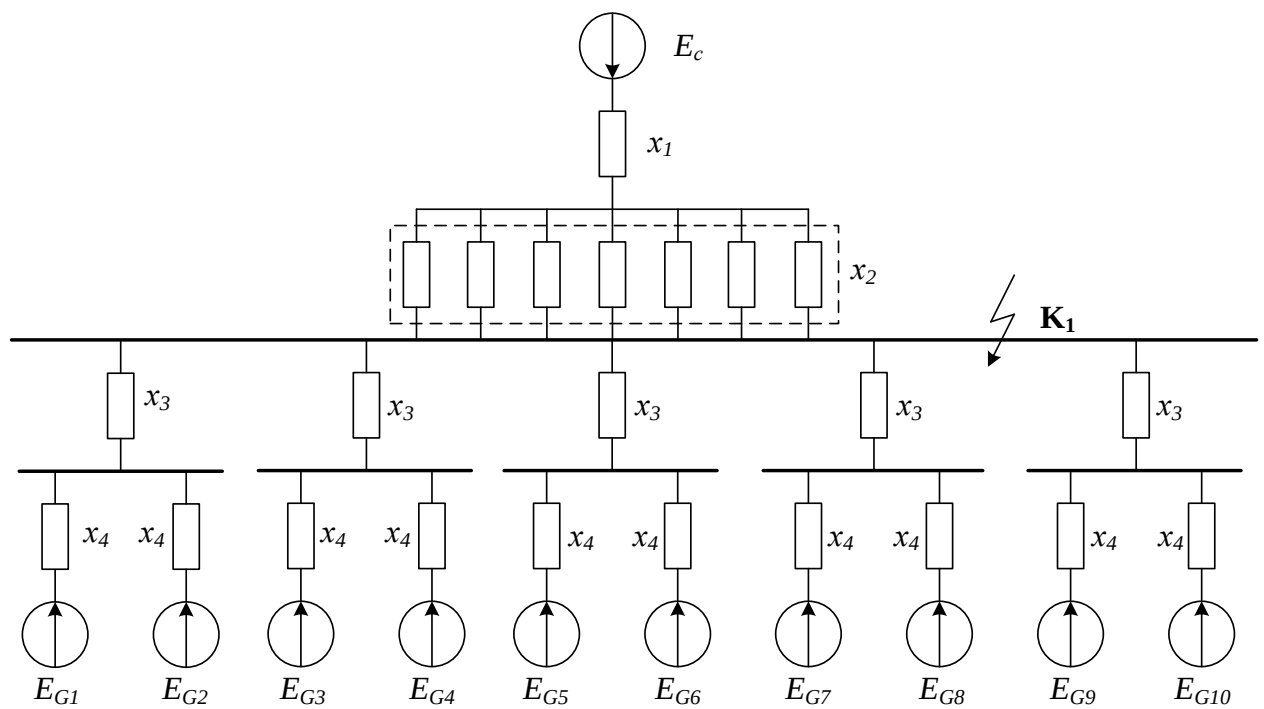


Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема заміщення

Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ (рис. 2.13):

$$x_{10} = x_1 + \frac{x_2}{7} = 0,0075 + \frac{0,866}{7} = 0,134;$$

$$x_{11} = x_3 + \frac{x_4}{2} = 0,1825 + \frac{0,738}{2} = 0,5515;$$

$$x_{12} = \frac{x_{11}}{5} = \frac{0,5515}{5} = 0,1103;$$

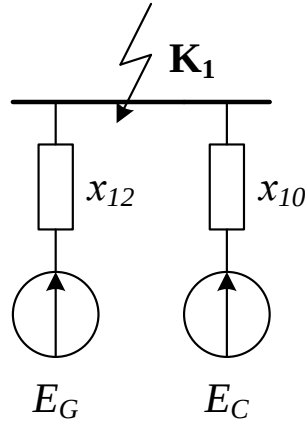


Рисунок 2.13 – Розташування точки K_1

Базовий струм:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ (кА)}. \quad (2.57)$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{поГ}} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\delta}}{x_{12}} = \frac{1,13 \cdot 1,698}{0,1103} = 17,396 \text{ (кА)}; \quad (2.58)$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*С} \cdot I_{\delta}}{x_{10}} = \frac{1 \cdot 1,698}{0,134} = 12,672 \text{ (кА)}. \quad (2.59)$$

Розрахунок точки K_2 . Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку другої точки КЗ (рис. 2.14).

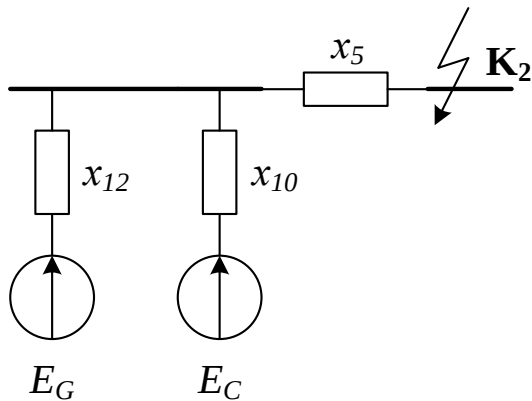


Рисунок 2.14 – Розташування точки K_2

Приведемо цю схему до більш простого вигляду (рис. 2.15).

$$x_{\Delta} = \frac{x_5}{2} \cdot (x_{10} + x_{12}) = \frac{0,263}{2} \cdot (0,134 + 0,1103) = 0,376;$$

$$x_{13} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{0,376}{0,1103} = 3,543;$$

$$x_{14} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{0,376}{0,134} = 2,916.$$

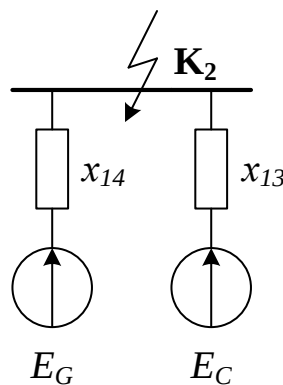


Рисунок 2.15 – Розгашування точки K₂

Базовий струм:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{поГ} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\delta}}{x_{14}} = \frac{1,13 \cdot 2,51}{2,916} = 0,973 \text{ (кА)};$$

$$I_{поС} = \frac{E''_{*С} \cdot I_{\delta}}{x_{13}} = \frac{1 \cdot 2,510}{3,543} = 0,708 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₃. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку третьої точки КЗ (рис. 2.16).

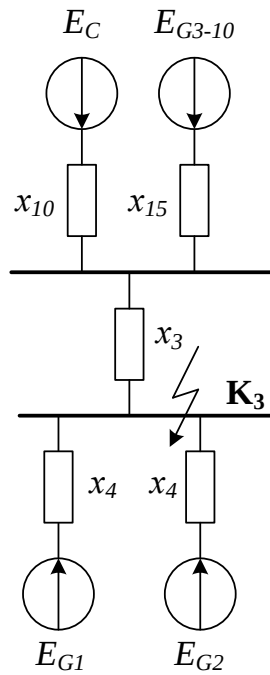


Рисунок 2.16 – Розташування точки K_3

Приведемо цю схему до більш простого вигляду (рис. 2.17).

$$x_{15} = \frac{x_{11}}{4} = \frac{0,5515}{4} = 0,138;$$

$$x_{16} = \frac{x_4}{2} = \frac{0,738}{2} = 0,369;$$

$$x_{\Delta} = x_3 \cdot (x_{10} + x_{15}) = 0,1825 \cdot (0,134 + 0,138) = 0,05;$$

$$x_{17} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{15}} = 0,134 + \frac{0,05}{0,138} = 0,496;$$

$$x_{18} = x_{15} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,138 + \frac{0,05}{0,134} = 0,511.$$

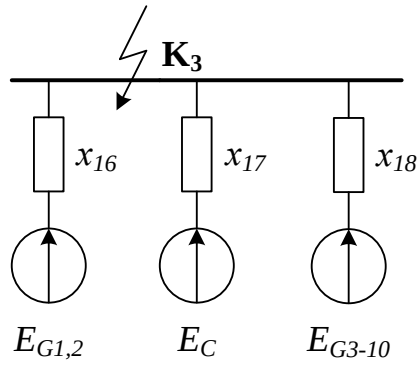


Рисунок 2.17 – Розташування точки K3

Базовий струм:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,657 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{поГ1,2}} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{16}} = \frac{1,13 \cdot 36,657}{0,369} = 112,256 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ3-10}} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{18}} = \frac{1,13 \cdot 36,657}{0,511} = 81,061 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*С} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{17}} = \frac{1 \cdot 36,657}{0,496} = 73,905 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки K4. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку п'ятої точки КЗ (рис. 2.18).

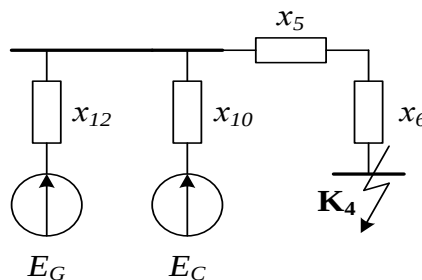


Рисунок 2.18 – Розташування точки K4

Спростимо схему (рис. 2.19)

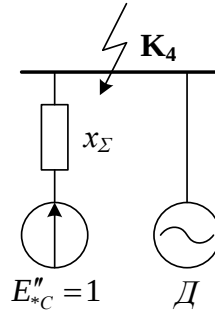


Рисунок 2.19 – Розташування точки К₄

$$x_{19} = \frac{x_5}{2} + x_6 = \frac{0,263}{2} + 1,241 = 1,3725;$$

$$x_{\Delta} = x_{19} \cdot (x_{10} + x_{12}) = 1,3725 \cdot (0,134 + 0,1103) = 0,335;$$

$$x_{20} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{0,335}{0,1103} = 3,171;$$

$$x_{21} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{0,335}{0,134} = 2,61;$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{20} \cdot x_{21}}{x_{20} + x_{21}} = \frac{3,171 \cdot 2,61}{3,171 + 2,61} = 1,43.$$

Базовий струм:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{поСГ} = \frac{E''_C \cdot I_{\bar{o}}}{x_{35}} = \frac{1 \cdot 54,986}{1,43} = 38,45 \text{ (кА)};$$

$$I_{поД} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot S_{ТВП}}{2 \cdot U_{ТВП}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot 32}{2 \cdot 10} = 8 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₅. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку п'ятої точки КЗ (рис. 2.20).

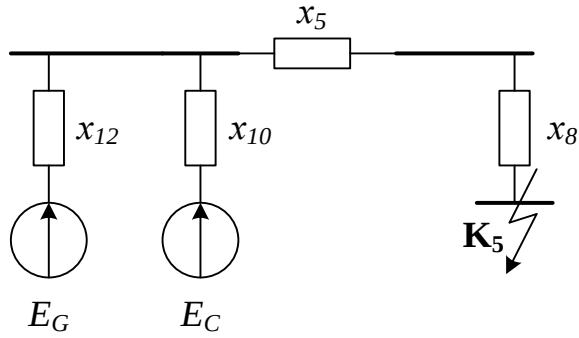


Рисунок 2.20 – Розташування точки K₅

Спростимо схему (рис. 2.21)

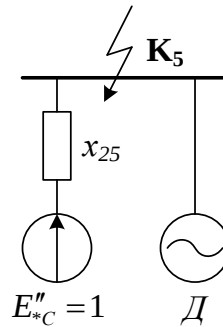


Рисунок 2.21 – Розташування точки K₅

$$x_{22} = \frac{x_5}{2} + x_8 = \frac{0,263}{2} + 6,738 = 6,87;$$

$$x_{\Delta} = x_{22} \cdot (x_{10} + x_{12}) = 6,87 \cdot (0,134 + 0,1103) = 1,678;$$

$$x_{23} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{1,678}{0,1103} = 15,347;$$

$$x_{24} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{1,678}{0,134} = 12,633;$$

$$x_{25} = \frac{x_{23} \cdot x_{24}}{x_{23} + x_{24}} = \frac{15,347 \cdot 12,633}{15,347 + 12,633} = 6,93.$$

Базовий струм:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{поСГ}} = \frac{E''_C \cdot I_\phi}{x_{35}} = \frac{1 \cdot 54,986}{6,93} = 7,934 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot S_{\text{ТВП}}}{2 \cdot U_{\text{ТВП}}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot 32}{2 \cdot 10} = 8 \text{ (кА)}.$$

Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y, \quad (2.60)$$

де I_{n0} – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [1, табл. 4.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, табл. 4.7].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{\text{ВЧ відкл}} + 0,01$ с, де $t_{\text{ВЧ відкл}}$ – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (2.61)$$

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.12 – Тип вимикачів та значення часу τ

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{вч.відкл}}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$
ВРП 330 кВ	ВГБ-330У1	0,035	0,045
ВРП 220 кВ	ВГБУ-220У1	0,035	0,045
ТВВ-220	ВГМ-20-90/11200У3	0,150	0,160
ВП	ВРС-10	0,050	0,060

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Значення періодичного струму короткого замикання в момент часу $t = 0$, часу τ , T_a і ударного коефіцієнту

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{н0}}, \text{кА}$	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{\frac{\tau}{T_a}}$
К ₁ (ВРУ ВН)	Генератори	17,396	0,045	0,26	1,95	0,841
	Система	12,672	0,045	0,04	1,760	0,325
К ₂ (ВРУ СН)	Генератори	0,973	0,045	0,26	1,95	0,841
	Система	0,708	0,045	0,03	1,717	0,223
К ₃ (Г-1,2)	Генератори 1,2	112,256	0,16	0,326	1,96	0,612
	Генератори 3-10	81,061	0,16	0,26	1,95	0,54
	Система	73,905	0,016	0,04	1,760	0,018
К ₄ (НН АТЗ)	Система + генератор	38,45	0,045	0,062	1,862	0,484
	Двигун	8	0,06	—	1,65	—
К ₅ (ПРТВП)	Система + генератор	7,934	0,045	0,062	1,862	0,484
	Двигун	8	0,06	—	1,65	—

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

Точка КЗ – К₁:

Ударний струм:

$$i_{y \Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0} \Gamma} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 17,396 \cdot 1,95 = 48,096 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \text{C}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0} \text{C}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 12,672 \cdot 1,76 = 31,768 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a \Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0} \Gamma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \Gamma}}} = \sqrt{2} \cdot 17,396 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 20,69 \text{ (кА)};$$

$$i_{a \text{C}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0} \text{C}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \text{C}}}} = \sqrt{2} \cdot 12,672 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 5,824 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$. Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$I_{\tau C} = I_{п0 C} = 12,672 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ [1, рис. 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}}; \quad (2.62)$$

2) Знаходимо відношення $I_{ноG} / I'_{номG}$, для якого по кривій рис. 4.2 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\tau G} / I_{ноG}$, з якого і отримаємо значення $I_{\tau G}$.

$$I'_{номГ} = \frac{10 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 4,386 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{поГ}}{I'_{номГ}} = \frac{17,396}{4,386} = 4, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{\tau Г}}{I_{поГ}} = 0,91;$$

$$I_{\tau Г} = 0,91 \cdot 17,396 = 15,83 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₂:

Ударний струм:

$$i_{yГ} = \sqrt{2} \cdot I_{п0Г} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 0,973 \cdot 1,95 = 2,69 \text{ (кА)};$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{п0C} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 0,708 \cdot 1,717 = 1,719 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau Г} = \sqrt{2} \cdot I_{п0Г} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aГ}}} = \sqrt{2} \cdot 0,973 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 1,157 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 0,708 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 0,223 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$. Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$I_{n\tau C} = I_{п0 C} = 0,708 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ [1, рис. 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpKЗ}}; \quad (2.63)$$

2) Знаходимо відношення $I_{ноG} / I'_{номG}$, для якого по кривій рис. 4.2 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{n\tau G} / I_{ноG}$, з якого і отримаємо значення $I_{n\tau G}$.

$$I'_{номГ} = \frac{10 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 6,484 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{поГ}}{I'_{номГ}} = \frac{0,973}{6,484} = 0,15 \approx 1, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{n\tau Г}}{I_{поГ}} = 0,98;$$

$$I_{n\tau Г} = 0,98 \cdot 0,973 = 0,954 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – КЗ:

Ударний струм:

$$i_{yГ1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{п0Г1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 112,256 \cdot 1,96 = 310,158 \text{ (кА)};$$

$$i_{yГ3-10} = \sqrt{2} \cdot I_{п0Г3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 81,061 \cdot 1,95 = 221,54 \text{ (кА)};$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{п0C} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 73,905 \cdot 1,760 = 182,95 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau \Gamma 1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0 \Gamma 1,2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 1,2}}} = \sqrt{2} \cdot 112,256 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,326}} = 97,157 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau \Gamma 3-10} = \sqrt{2} \cdot I_{n0 \Gamma 3-10} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 3-10}}} = \sqrt{2} \cdot 81,061 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,26}} = 61,904 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{n0 C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}} = \sqrt{2} \cdot 73,905 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,04}} = 1,881 \text{ (кА)}.$$

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

$$I_{n\tau C} = I_{n0 C} = 75,905 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном\Gamma 1,2} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 18,937 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 1,2}}{I'_{ном\Gamma 1,2}} = \frac{112,256}{18,937} = 6, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{п\tau \Gamma 1,2}}{I_{по \Gamma 1,2}} = 0,7;$$

$$I_{п\tau \Gamma 1,2} = 0,7 \cdot 112,256 = 78,579 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном\Gamma 3-10} = \frac{8 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 75,748 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 3-10}}{I'_{ном\Gamma 3-10}} = \frac{81,061}{75,748} = 2, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{п\tau \Gamma 3-10}}{I_{по \Gamma 3-10}} = 0,92;$$

$$I_{п\tau \Gamma 3-10} = 0,92 \cdot 81,061 = 74,576 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₄:

Розрахунок точки на власних потребах проводиться за наступною методикою.

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot k_{y\text{сГ}} + \sqrt{2} \cdot I_{n0Д} \cdot k_{yД}, \quad (2.64)$$

де $k_{y\text{сГ}}$ визначається по кривим [1, рис. 4.5] ($k_{y\text{сГ}} = 1,862$);

$$k_{yД} = 1,65.$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot 1,65 = 18,668 \text{ (кА)};$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 38,45 \cdot 1,862 = 101,249 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\tilde{N}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{a\tilde{N}}}} + \sqrt{2} \cdot I_{i0\tilde{A}} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}}, \quad (2.65)$$

де $T_{a,C+G}$ визначається по кривим [1, рис. 4.4] в залежності від потужності живлячої обмотки трансформатора ВП.

$$i_{a\tauД} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,04}} = 2,524 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 38,45 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,062}} = 26,318 \text{ (кА)}.$$

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

$$I_{n\tau C} = I_{n0 C} = 38,45 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau Д} = 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,07}} = 3,395 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₅:

Розрахунок точки на власних потребах проводиться за наступною методикою.

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot k_{yCG} + \sqrt{2} \cdot I_{n0Д} \cdot k_{yД},$$

де k_{yCG} визначається по кривим [1, рис. 4.5] ($k_{yCG} = 1,862$);

$$k_{yД} = 1,65.$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot 1,65 = 18,668 \text{ (кА)};$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 7,934 \cdot 1,862 = 20,892 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{aC}}} + \sqrt{2} \cdot I_{n0D} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}},$$

де $T_{a,C+G}$ визначається по кривим [1, рис. 4.4] в залежності від потужності живлячої обмотки трансформатора ВП.

$$i_{a\tau D} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,04}} = 2,524 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 7,934 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,062}} = 5,43 \text{ (кА)}.$$

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

$$I_{n\tau C} = I_{n0C} = 7,934 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau D} = 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,07}} = 3,395 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання

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%. Така точність дозволяє в подальшому проводити вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин тощо.

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{n0} , кА	$I_{n\tau}$, кА	$i_{a\tau}$, кА	i_y , кА
К ₁ (ВРУ ВН)	Генератори	17,396	15,83	20,69	48,096
	Система	12,672	12,672	5,824	31,768
	Сума	30,041	28,502	26,514	79,864
К ₂ (ВРУ СН)	Генератори	0,973	0,954	1,157	2,69
	Система	0,708	0,708	0,223	1,719
	Сума	1,681	1,662	1,38	4,409
К ₃ (Г-1,2)	Генератори 1,2	112,256	78,579	97,157	310,158
	Сума	112,256	78,579	97,157	310,158
	Генератори 3-10	81,061	74,576	61,904	221,54
	Система	73,905	73,905	1,881	182,95
	Сума	154,966	148,481	63,785	404,49

К ₄ (НН АТЗ)	Система + генератор	38,45	38,45	26,318	101,249
	Двигун	8	3,395	2,524	18,668
	Сума	46,45	41,845	28,842	119,917
К ₅ (ПРТВП)	Система + генератор	7,934	7,934	5,43	20,892
	Двигун	8	3,395	2,524	18,668
	Сума	15,934	11,329	7,954	39,56

Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Критерієм термічної стійкості провідника є припустима температура його нагрівання струмами КЗ. Тому провідник або апарат варто вважати термостійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує припустимого значення.

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерні випадки: віддалене КЗ, КЗ поблизу генераторів, КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

При віддаленому КЗ тепловий імпульс КЗ визначиться з виразу:

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (2.66)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення (час дії струму КЗ), $t_{\text{відкл}} = 0,2$ (див. [1] табл. 4.10.).

Точка КЗ – К₁:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) = 30,041^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 415,132 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Точка КЗ – К₂:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) = 1,681^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 1,3 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

При КЗ поблизу генераторів тепловий імпульс КЗ визначиться як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ:

$$B_K = B_{Kл} + B_{Ka}, \quad (2.67)$$

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

$$B_{ка} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{ноГ}^2 \cdot T_{aГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{ноГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{aГ}^{-1}}, \quad (2.68)$$

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

$$B_{кп} = B_{кC} + B_{кГ} + B_{кГC}, \quad (2.69)$$

$$B_{кC} = I_C^2 \cdot t_{відк}, \quad (2.70)$$

$$B_{кГ} = B_* \cdot I_{ноГ}^2 \cdot t_{відк}, \quad (2.71)$$

$$B_{кГC} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{ноГ} \cdot t_{відк}, \quad (2.72)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 4.7 [1] ($B_* = 0,3$, $T_* = 0,53$).

Точка КЗ – К₃:

$$B_{кC} = 154,966^2 \cdot 4 = 96057,845 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{кГ} = 0,3 \cdot 112,256^2 \cdot 4 = 15121,691 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{кГC} = 2 \cdot 154,966 \cdot 0,53 \cdot 112,256 \cdot 4 = 73758,46 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{кп} = 96057,845 + 15121,691 + 73758,46 = 184937,996 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{ка} = 154,966^2 \cdot 0,04 + 112,256^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 154,966 \cdot 112,256}{0,04^{-1} + 0,326^{-1}} = 7547,786 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{к} = 184937,996 + 7547,786 = 192485,782 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

При КЗ за ПРТВП поблизу групи двигунів, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму КЗ з урахуванням двигунів скористуємось формулою [3]:

$$B_{\kappa} = I_{n0C}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{a,ck}) + I_{n0Д}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{Д} + T_{a,ck}) + 2 \cdot I_{n0Д} \cdot I_{n0C} \cdot (T'_{Д} + T_{a,ck}); \quad (2.73)$$

$$T_{a,ck} = \frac{I_{n0C} \cdot T_{aC} + I_{n0Д} \cdot T_{aД}}{I_{n0C} + I_{n0Д}}. \quad (2.74)$$

Точка КЗ – К₄:

$$T_{a,ck} = \frac{0,078 \cdot 38,45 + 0,04 \cdot 8}{38,45 + 8} = 0,071;$$

$$B_{\kappa} = 38,45^2 \cdot (0,2 + 0,071) + 8^2 \cdot (0,5 \cdot 0,070 + 0,071) + 2 \cdot 38,45 \times \\ \times 8 \cdot (0,07 + 0,071) = 498,718 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Точка КЗ – К₅:

$$T_{a,ck} = \frac{0,062 \cdot 7,934 + 0,04 \cdot 8}{7,934 + 8} = 0,051;$$

$$B_{\kappa} = 7,934^2 \cdot (0,2 + 0,051) + 8^2 \cdot (0,5 \cdot 0,070 + 0,051) + 2 \cdot 7,934 \times \\ \times 8 \cdot (0,07 + 0,051) = 36,664 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Таблиця 2.15 – Значення теплових імпульсів

Точка КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅
$B_{\kappa}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	415,132	1,3	192485,782	498,718	36,664

2.7 Вибір комутаційного обладнання

Всі елементи РП електричної станції повинні надійно працювати в умовах тривалих нормальних режимів, а також мати достатню термічну та динамічну стійкість при виникненні найскладніших коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується заводом-виробником тільки у

випадку їх правильного вибору. При виборі апаратів ми перевірятьтимо відповідність їх параметрів тривалим робочим та короткочасним аварійним режимам, які можуть виникати в експлуатації.

Основними параметрами обладнання, які повинні відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальний струм та напруга.

Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-330 кВ

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРУ-330 кВ:

струм генератора:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном } G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,951 \text{ (кА)}; \quad (2.75)$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{проп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}; \quad (2.76)$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,047 \text{ (кА)}. \quad (2.77)$$

Вибираємо вимикач типу ВГБ-330 У1 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$: $330 \text{ кВ} = 330 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{\text{ном}}$: $1,047 \text{ кА} < 3,15 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача:

$$i_{a \tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном відкл}} \cdot \beta_n, \quad (2.78)$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у ви-
микаючому струмі, %, яке визначається по кривій рис. 4.11 [1]: $\beta_n = 0,45$.

$$26,514 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,45 = 31,82 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення: $I_{нт} \leq I_{відкл\ ном}$;

$$28,502 \text{ кА} < 50,0 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{н0} \leq I_{дин};$$

$$30,041 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$i_y \leq i_{дин};$$

$$79,864 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

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

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

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m; \quad (2.79)$$

де B_k – тепловий імпульс струму КЗ;

I_m – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по
каталогу [2]; t_m – тривалість протікання струму термічної стійкості по ката-
логу [2].

$$415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 276]: РП-330-1/3200УХЛ1 по умовам:

– напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $330 \text{ кВ} = 330 \text{ кВ}$;

– тривалому струму: $I_{р\ max} \leq I_{ном}$; $1,047 \text{ кА} < 3,200 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин};$$

$$79,864 \text{ кА} < 160 \text{ кА}, \text{ – умова виконується};$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m;$$

$$415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується}.$$

Таблиця 2.16 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 330 кВ	ВГБ-330У1	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{p \text{ max}} = 1,047 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,200 \text{ кА}$
$I_{нт} = 28,502 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ в іюкл}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{ат} = 26,514 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ в іюкл}} \cdot \beta_n = 31,82 \text{ кА}$	–
$I_{н0} = 30,041 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 79,864 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-220 кВ

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРУ-220 кВ:

струм від ЛЕП:

$$I_{p \text{ max}} = \frac{P_{проп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)};$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \text{ max}} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,57 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВГБУ-220 У1 на базі головних параметрів:

– по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: $220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$;

– по тривалому струму: $I_{p \text{ max}} \leq I_{ном}$: $1,57 \text{ кА} < 2 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0,45$):

$$1,38 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,45 = 31,82 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$1,662 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$1,681 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$4,409 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

г) на термічну стійкість:

$$1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 274]: РНДЗ.1-220/2000У1 по умовам:

– напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$;

– тривалому струму: $I_{р \max} \leq I_{ном}$; $1,57 \text{ кА} < 2 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$4,409 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

– на термічну стійкість:

$$1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.17 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 220 кВ	ВГБУ-220У1	РНДЗ.1-220/2000У1
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{р \max} = 1,57 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$
$I_{нт} = 1,662 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{ат} = 1,38 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 31,82 \text{ кА}$	–
$I_{н0} = 1,681 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 4,409 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір генераторних вимикачів

Визначаємо робочий максимальний струм генератора ТВВ-220-2ЕУ3:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном } G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,967 \text{ (кА)};$$

Вибираємо комплексний пристрій КАГ-24.

Таблиця 2.18 – Параметри комплексного пристрою КАГ-24

Розрахункові дані	Каталожні дані
Генератор ТВВ-220-2ЕУЗ	КАГ-24-30/30000УЗ
$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$
$I_{p \max} = 9,967 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 30,0 \text{ кА}$
$I_{n\tau} = 148,845 \text{ кА}$	$I_{\text{ном відкл}} = 30,0 \text{ кА}$
$i_{a\tau} = 63,785 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 360 \text{ кА}$
$I_{n0} = 154,966 \text{ кА}$	—
$i_y = 410,157 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 500 \text{ кА}$

Вибір вимикачів ВП

Визначаємо робочий максимальний струм трансформатора власних потреб:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном ТВП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{32}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,924 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВРС-10 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$: $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{\text{ном}}$: $0,924 \text{ кА} < 3,15 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0,54$):

$$26,318 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,54 = 30,547 \text{ кА},$$

умова виконується;

б) на симетричний струм відключення:

$$38,45 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$38,45 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$101,249 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

г) на термічну стійкість:

$$498,718 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.19 – Параметри вимикачів

Розрахункові дані	Каталожні дані
	Вимикач
ВП	ВРС-10
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{p \max} = 0,924 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,15 \text{ кА}$
$I_{нт} = 38,45 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 40 \text{ кА}$
$i_{ат} = 26,318 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 30,547 \text{ кА}$
$I_{т0} = 38,45 \text{ кА}$	$I_{отн} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 101,249 \text{ кА}$	$i_{отн} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 498,718 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

2.8 Вибір струмоведучих частин

Вибір гнучких (збірних) шин 330 кВ

При виборі площі перерізів провідників необхідно враховувати витрати провідникового матеріалу та втрати електроенергії в провідниках. Вибір збірних шин ВРУ-330 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

струм від БТ:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном \text{ Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,476 \text{ (кА)}; \quad (2.80)$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{проп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}; \quad (2.81)$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,047 \text{ (кА)}, \quad (2.82)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга РП.

Економічна густина струму для алюмінієвих проводів (тривалість використання максимального навантаження $T_{\max} > 5000$ год.) [1, табл. 4.12] $j_{\text{ек}} = 1,0$.

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22 [3, ст. 624], параметри

$$I_{\text{доп}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

Перевірка гнучких шин ВРУ-330 проводимо по номінальному струму найбільш потужного приєднання. Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 1660 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 1047 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.83)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d / 20 = 1,33$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}}, \quad (2.84)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$\hat{E} = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067; \quad (2.85)$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{\hat{a}\hat{e}} = \sqrt{r_0 \cdot \hat{a}} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)}; \quad (2.86)$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 4.14].

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

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)};$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 2$).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg\left(\frac{567}{7,29}\right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Оскільки $I_{по} > 20 \text{ кА}$, $i_y > 50 \text{ кА}$, проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п.0}^{(3)2}}{D};$$

(2.87)

$$f = 0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g=1,1 \cdot 9,8 \cdot m ;$$

(2.88)

$$g=1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ек}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо b:

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} ; \quad (2.89)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{3,4 - 0,4 - 1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)};$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{доп}} < b ;$$

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)};$$

умова виконується.

Ділянка БТ-1 – ВРП-330

Максимальний струм, що протікає через блочний трансформатор БТ-1 (аналогічно БТ-2, БТ-3, БТ-4, БТ-5):

$$I_{p \text{ max}} = \frac{S_{\text{ном}} G}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,951 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22 [3, ст. 624], параметри:

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм}.$$

$$I_{\text{дон}} = 1660 \text{ (А)} > I_{p \text{ max}} = 951 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу
($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d / 20 = 1,33$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

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

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 4.14]:

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

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)},$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 2$).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg\left(\frac{567}{7,29}\right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Оскільки $I_{по} > 20 \text{ кА}$, $i_y > 50 \text{ кА}$, проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п.0}^{(3)2}}{D};$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m;$$

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо b:

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2};$$

$$b_{доп} = \frac{3,4 - 0,4 - 1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{доп} < b;$$

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)},$$

умова виконується.

Ділянка АТЗ – ВРУ-330

Максимальний струм, що протікає через АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,7 \text{ (кА)};$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22, параметри:

$$I_{дон} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

$$I_{дон} = 1660 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 700 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d / 20 = 1,33 \text{ см}$ – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

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

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 4.14].

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

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)},$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 2$).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg\left(\frac{567}{7,29}\right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Оскільки $I_{по} > 20 \text{ кА}$, $i_y > 50 \text{ кА}$, проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{i,0}^{(3)2}}{D},$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m;$$

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо b :

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2};$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{3,4 - 0,4 - 1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови: $b_{\text{доп}} < b$,

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)},$$

умова виконується.

Вибір гнучких (збірних) шин 220 кВ

Вибір збірних шин ВРУ-220 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

струм від ПРТВП:

$$I_{p \text{ max}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном ПРТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,08 \text{ (кА)};$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \text{ max}} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)};$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \text{ max}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,57 \text{ (кА)};$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22 [3, ст. 624], параметри:

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм}.$$

Перевірка гнучких шин ВРП-220 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{дон}} = 1660 \text{ (А)} > I_{p \text{ max}} = 1570 \text{ (А)}.$$

Радіус проводу:

$$r_0 = d / 20 = 1,33 \text{ см}.$$

Розрахункова напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{30} = 1,089.$$

Еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,33 \cdot 30} = 6,317 \text{ (см)}.$$

Середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ (см)};$$

$$U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ (кВ)}.$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 2$).

$$E = 1,089 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,33}\right)} = 17,597 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 17,597 = 18,828 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

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

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не проводиться, оскільки $I_{n0}^{(3)} < 20 \text{ кА}$ та $i_y < 50 \text{ кА}$.

Ділянка ПРТВП – ВРП-220

Максимальний струм, що протікає через ПРТВП:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВЛ}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,08 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 120/19, параметри:

$$I_{дон} = 390 \text{ А}; \quad d = 15,2 \text{ мм}.$$

$$I_{дон} = 780 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 80 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,368 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = 1,051 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 0,76 \cdot \lg \left(\frac{504}{4,775} \right)} = 27,935 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 33,368 = 30,031 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 27,935 = 29,89 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться.

Ділянка ЛЕП-220 – ВРП-220

Максимальний струм, що протікає через лінії:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 150/24, параметри:

$$I_{\text{дон}} = 450 \text{ А}; \quad d = 17,1 \text{ мм}.$$

$$I_{\text{дон}} = 900 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 617 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}} \right) = 32,88 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = 1,057 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 0,855 \cdot \lg \left(\frac{504}{5,065} \right)} = 25,3 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 32,88 = 29,592 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 25,3 = 27,071 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться.

Вибір жорстких шин

Максимальний струм, що протікає через ПРТВП:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВП}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,924 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо жорсткі шини типу ТЗК-10-1600-51 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: 10 кВ = 10 кВ;
- по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$: 924 А < 1600 А.

де $I_{нн}$ – номінальний струм в шинах.

$$i_y = 39,56 \text{ кА} < i_{дин} = 51 \text{ кА},$$

– умова виконується.

Вибір кабелів

Споживачі 6-10 кВ, як правило, отримують живлення кабельними лініями, які спочатку прокладаються в кабельних тунелях в РП, а потім в землі (в траншеях). Для приєднання споживачів власних потреб станцій до відповідних шин також використовуються кабелі 10 та 0,66 кВ. Ці кабелі прокладаються в кабельних півповерхах, кабельних тунелях, на металевих лотках, закріплених та стінах і конструкціях будівлі або ВРП. В залежності від місця прокладання, властивостей середовища, механічних зусиль, які впливають на кабель, рекомендуються різні марки кабелів. Обираємо двигун А4-400У-6У3 з параметрами:

$$P = 500 \text{ кВт} \quad I = 46,67 \text{ А} \quad U = 10 \text{ кВ} \quad n = 985 \text{ об/хв.}$$

Кабелі вибирають:

- за напругою установки:

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

- за конструкцією обираємо кабель ААШв;
- за економічною густиною струму:

$$q_{ек} = \frac{I_{роб.н}}{j_{ек}} = \frac{46,67}{1,2} = 38,89 \text{ мм}^2. \quad (2.90)$$

Вибираємо кабель з перерізом 50 мм² [2, ст. 401]

– за допустимим струмом:

$$I'_{дон} = k_2 I_{дон} = 0,93 \cdot 140 = 130,2 \text{ А} > I_{max} = 46,67 \text{ А}, \quad (2.91)$$

де k_2 – поправочний коефіцієнт на температуру повітря ($k_2 = 0,93$).

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ здійснюється за умовою:

$$q_{min} \leq q.$$

$$q_{min} = \sqrt{B_k} / C, \quad (2.92)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1, табл. 4.11]; B_k – з табл.

2.15.

$$q_{min} = \sqrt{498,718 \cdot 10^6} / 90 = 248,13 \text{ мм}^2;$$

$$q_{min} = 248,14 \text{ мм}^2 > q = 50 \text{ мм}^2.$$

Враховуючи, що $q_{min} = 248,13 \text{ мм}^2$, то обираємо два кабелі з перерізом 2х150 мм².

Вибір комплектних струмопроводів

Комплектні екрановані струмопроводи вибираємо в колі генератора і на ділянці від шин власних потреб до ТВП і ПРТВП. Для з'єднання виводів генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП застосовуються комплектні пофазноекрановані струмопроводи, кожна фаза яких знаходиться в закритому металевому (алюмінієвому) кожусі.

Вибір здійснюємо по номінальних параметрах генератора і трансформатора власних потреб. Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_y \leq i_{дин}.$$

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

Обираємо струмопровід в коло генератора ТВВ-220, [2, ст. 540] ТЭКН-Е-20-20000-560:

$$I_{ном} = 20 \text{ кА}; U_{ном} = 20 \text{ кВ}; i_{дин} = 560 \text{ кА}.$$

Струм максимального режиму:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном G}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,967 \text{ кА}.$$

Ударний струм в колі генератора:

$$i_y = 559,569 \text{ кА} < i_{дин} = 560 \text{ кА};$$

$$I_{max} = 9,967 \text{ кА} < I_{ном} = 10,0 \text{ кА}.$$

Отже, струмопровід відповідає номінальним параметрам генератора ТВВ-220.

Результати вибору комплектних струмопроводів наведено у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Вибір комплектних екранованих струмопроводів для турбогенератора ТВВ-220

Параметри	ТЭКН-Е-20-20000-560
Тип турбогенератора	ТВВ-220-2ЕУ3
Номінальна напруга, кВ: турбогенератора струмопроводу	15,75 20
Номінальний струм, А: турбогенератора струмопроводу	9967 20000
Електродинамічна стійкість, кА	560
Струмоведуча шина $a \times S$, мм	650×15
Кожух (екран) $D \times \delta$, мм	1160×7
Між фазна відстань, мм	1500
Параметри	ТЭКН-Е-20-20000-560
Тип опорного ізолятора	ОФР-24-750
Крок між ізоляторами, мм	3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗОМ-1/20
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШ-20-24000/5
Гранична довжина монтажного блоку або секції, м	6,5
Маса 1 м однієї фази, кг	190

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги призначені для зменшення відповідно первинного струму та напруги до стандартних значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на прикладі трансформатора струму, встановленого в коло ЛЕП напругою 330 кВ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [3]. Вибираємо вбудований трансформатор струму ТВ-330, параметри $U_{\text{ном}} = 330$ кВ; $I_{\text{ном}} = 2000$ А; $Z_{2\text{ном}} = 30$ Ом; $i_{\text{дин}} = 50$ кА; $I_{\text{тер}} = 50$ кА; $t_{\text{тер}} = 3$ с, клас точності 0,2.

Його перевірку проводимо за умовами:

– по напрузі установки:

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

– по допустимому струму:

$$I_{p \text{ max}} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 617 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

– по електродинамічній стійкості:

$$i_y = 31,768 \leq i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА};$$

– по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}};$$

$$415,132 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

– по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{np} + R_k + R_{з.пров}$ – розрахункове навантаження; R_k – опір контактів [1] ($R_k = 0,1$ Ом); $R_{з.пров}$ – опір з'єднувальних проводів; $\Sigma Z_{np} = \Sigma S_{np} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (таблиця 2.21).

Таблиця 2.21 – Тип та навантаження вимірювальних приладів

№	Назва приладу	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
2	Ватметр	Д-305	0,5	–	0,5
3	Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
4	Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Сумарне значення			3,1	0,1	3,1

З таблиці 2.21 видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{np} = \Sigma S_{np} / I_{2н}^2 = 3,1 / 1^2 = 3,1 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{з.пров.} = Z_{2н} - \Sigma Z_{np} - R_k = 30 - 3,1 - 0,1 = 26,8 \text{ (Ом)}.$$

Переріз кабелю, мм²: $q = \rho \cdot l_{розр} / R_{з.пров.}$.

Відповідно [3], для електростанцій з генераторами 220 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho = 0,0175$), орієнтовна довжина 150 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1]: $l_{розр} = 150$ м; тоді:

$$q = 0,0175 \cdot 150 / 26,8 = 0,098 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм². Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,5} + 0,1 + 26,8 = 28,65 \text{ Ом} < Z_{2н} = 30 \text{ (Ом)}.$$

Вибір інших трансформаторів струму проводимо аналогічно. Результати вибору представлено в таблиці 2.22.

Таблиця 2.22 – Місце встановлення трансформаторів струму

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму
1	На генераторі ТВВ-220-2ЕУЗ	ТШ-20-10000/5
2	На ВРУ-330 кВ	ТВ-330
3	На ВРУ-220 кВ	ТВ-220
4	На стороні ВН АТЗ	ТВТ- 330
5	На стороні СН АТЗ	ТВТ-220
6	На виводах БТ-1	ТВТ-330
7	В системі ВП	ТШЛ-10

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки. Для прикладу здійснимо вибір ВТН, встановленого біля генератора, $U_{уст} = 15,75$ кВ.

Приймаємо трансформатор напруги, вбудований в пофазноекранований струмопровід: ЗНОМ-15, $U_{нл} = 15,75$ кВ.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню: $S_{2н} \geq S_{2розр.}$

де $S_{2н} = 75$ (В·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. 2.23). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2].

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ (В·А)},$$

$$S_{2розр} = 71,65 \text{ В·А} < S_{2н} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ (В·А)},$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Результати вибору інших трансформаторів напруги показано в таблиці 2.24.

Таблиця 2.23 – Тип вимірювальних приладів

Назва приладу	Тип	S од- нієї ко- тушки, В·А	К-ть кот.	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P , Вт	Q , В·Ар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	–
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Ватметр (щит турбіни)	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	10	–
Лічильник активної енергії	І680	2,0 Вт	2	0,38	0,925	3	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	20	–
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	10	–
Частотомір	Е-372	3	1	1	0	3	–
Частотомір (щит турбіни)	Е-372	3	1	1	0	3	–
Сумарне значення						71	9,7

Таблиця 2.24 – Тип вимірювальних приладів

Місце встановлення	Тип	U , кВ	U_{2H} , В
ТВВ-220-2ЕУЗ	ЗНОМ-15	$15750/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
ВРП-330 кВ	НКФ-330-73У1	$330000/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
ВРП-220 кВ	НКФ-220-58У1	$220000/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
В системі ВП	ЗНОЛ.09-10У2	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

2.10 Вибір розрядників

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Їх вибір здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2, с. 364]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки.

Обрані розрядники занесені до таблиці 2.25.

Місця встановлення розрядників на головній схемі електричних з'єднань електростанцій показані на рисунку 2.22.

Таблиця 2.25 – Параметри обраних розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ-1 з боку ВРП-330 кВ	ОПН-330У1
Виводи БТ-1 з боку генераторів	РВМ-15У1
ЛЕП 220 кВ	ОПН-220У1
Виводи СН АТ	ОПН-220У1
Виводи ВН АТ	ОПН-330У1
ЛЕП 330 кВ	ОПН-330У1
Виводи ПРТВП	ОПН-220У1
Виводи TV з боку ВРП-220 кВ	ОПН-220У1
Виводи TV з боку ВРП-330 кВ	ОПН-330У1
Нейтраль трансформатора ПРТВП	ОПН-110У1
РУВП	РВРД-10У2

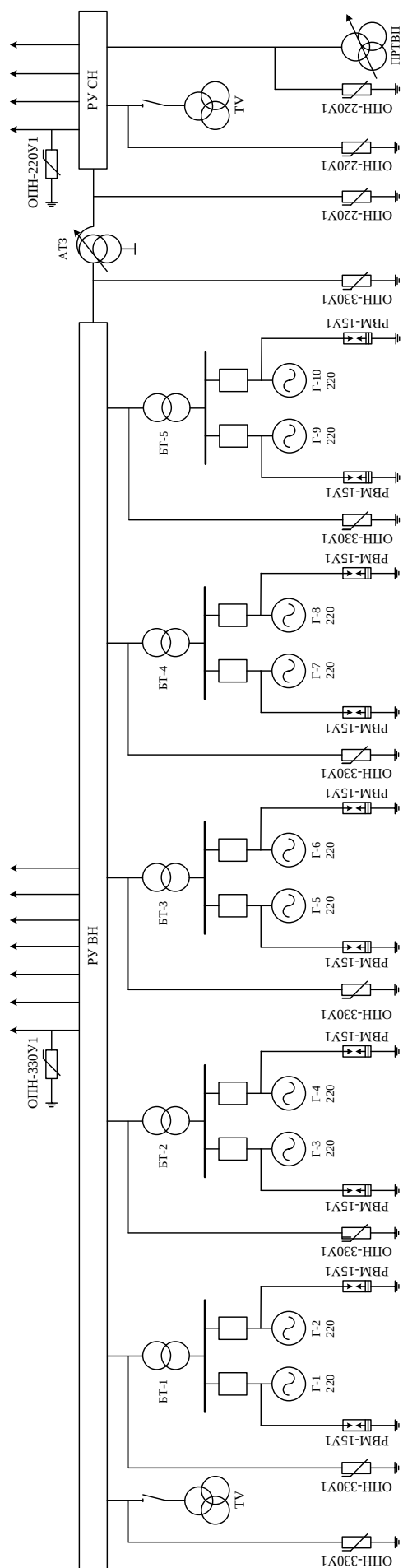


Рисунок 2.22 – Місця встановлення розрядників

2.11 Вибір високочастотних загороджувачів

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 220 та 330 кВ.

Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 220 кВ:

$$I_{\max 220} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач [2, с.362] ВЗ-630-0,5У1:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 0,617 \text{ кА} < 0,63 \text{ кА},$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$4,409 \text{ кА} < 41 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 16^2 \cdot 1 = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконується. Результати вибору високочастотних загороджувачів на ЛЕП 220 та 330 кВ наведено у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26 – Вибір високочастотних загороджувачів

Розрахункові дані	Високочастотний загороджувач
ВРУ – 220 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
$U_{\hat{i}\hat{i}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\hat{i}\hat{i}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 0,617 \text{ кА}$	$I_{\hat{i}\hat{i}} = 0,63 \text{ кА}$
$i_{\hat{o}} = 4,409 \text{ кА}$	$i_{\hat{a}\hat{e}\hat{i}} = 41 \text{ кА}$
$B_{\hat{e}} = 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2_{\hat{o}}^2 \cdot t_{\hat{o}} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП – 330 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
$U_{\hat{i}\hat{i}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\hat{i}\hat{i}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 0,617 \text{ кА}$	$I_{\hat{i}\hat{i}} = 1,25 \text{ кА}$
$i_{\hat{o}} = 79,864 \text{ кА}$	$i_{\hat{a}\hat{e}\hat{i}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\hat{e}} = 415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2_{\hat{o}}^2 \cdot t_{\hat{o}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.12 Вибір установки постійного струму

На атомних електростанціях акумуляторні батареї (АБ) є аварійним джерелом живлення систем безпеки, СУЗ, аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту. Для кожного енергоблоку встановлюється одна загальноблочна акумуляторна батарея, а також по одній АБ на кожну систему безпеки, по одній АБ на кожен дизель-генератор, для споживачів СУЗ передбачається окремі АБ на різні номінальні напруги; для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту елементів підвищеної напруги поза головним корпусом встановлюються АБ в зоні ВРП, по дві на ВРП 220 і 330 кВ.

Проведемо розрахунок загально блочної АБ для блоку потужністю 220 МВт. Розрахунок її навантаження [4] зведений в табл. 2.27.

Таблиця 2.27 – Підрахунок навантаження блоку 440 МВт

Електроприймач	К-ть	$P_{ном.}$ кВт	$I_{ном.}$ А	$I_{розр.}$ А	$I_{пуск.}$ А	$I_{ав.}$ А	$I_{т.}$ А
Постійне навантаження	–	–	–	25	–	25	25
Аварійне освітлення	–	–	–	130	–	130	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнень генератора	2	25	128	120	300	240	600
Електродвигун аварійного маслонасосу змазки турбін	2	14	75	73	184	146	368
Разом						571	1023

Приймаємо до встановлення акумуляторну батареї типу СК. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рис. 2.23).

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год (оскільки електростанція зв'язана з енергосистемою). 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 $+25^{\circ}$ С.

Розрахуємо кількість елементів батареї:

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

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{нз}} = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108.$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p} = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130,$$

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

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0 = 130 - 108 = 22.$$

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

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

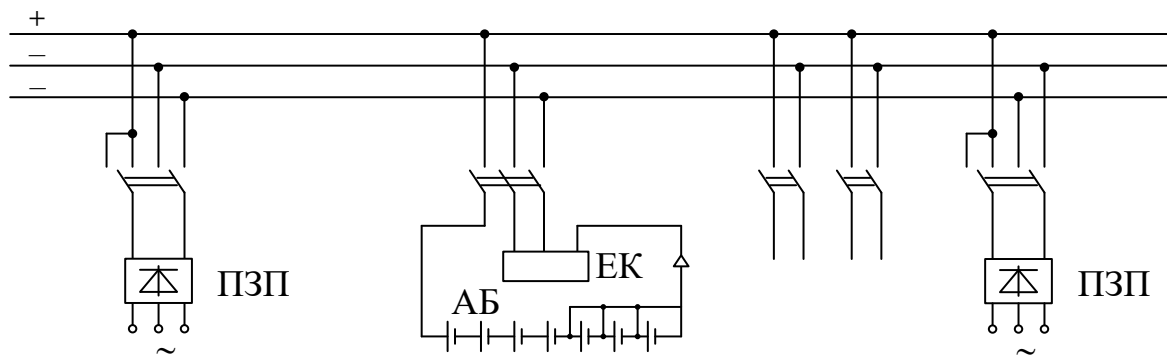


Рисунок 2.23 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму).

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.93)$$

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

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

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

$$N = 1,05 \cdot 571 / 25 = 22,84.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]: $N = 24$ (СК-24).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46, \quad (2.94)$$

$$N = 1023 / 46 = 22,24 < 24,$$

умова виконується, отже залишаємо типовий номер 24.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > I_T / N, \quad (2.95)$$

де j – визначається по кривим рис. 6.2 [1] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{\text{ном}}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі $5\% U_{\text{ном}}$.

$$j = 55 \text{ A} / N > \frac{1023}{44} = 23,25 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-24.

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

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.96)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження (табл. 2.23).

$$I_{\text{пзп}} = 25 + 0,15 \cdot 24 = 28,6 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{пзп}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (2.97)$$

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

В якості ПЗП застосовуємо агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 80 А.

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

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (2.98)$$

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ (А)};$$

$$U_{\text{пзп дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (2.99)$$

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

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

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{зп}} = 25 + 5 \cdot 24 = 145 \text{ А};$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і в змозі підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу необхідного для відновлення нормального режиму.

2.13 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 330 кВ

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ). Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом.

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами.

h_x, h, L – беруться на підставі обраної схеми ВРП.

r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (2.100)$$

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2} . \quad (2.101)$$

b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,25 \cdot (h_0 - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (2.102)$$

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, (\text{м}). \quad (2.103)$$

Розрахуємо всі величини необхідні для побудови зон захисту.

$$h_0 = 26 \text{ м}, h = 40 \text{ м}, L = 48 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_0) = 1,5 \cdot (40 - 1,25 \cdot 26) = 11,25 \text{ м};$$

$$h_0 = 4 \cdot 40 - \sqrt{9 \cdot 40^2 + 0,25 \cdot 48^2} = 37,62 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) = 3 \cdot (37,62 - 1,25 \cdot 26) = 15,36 \text{ м};$$

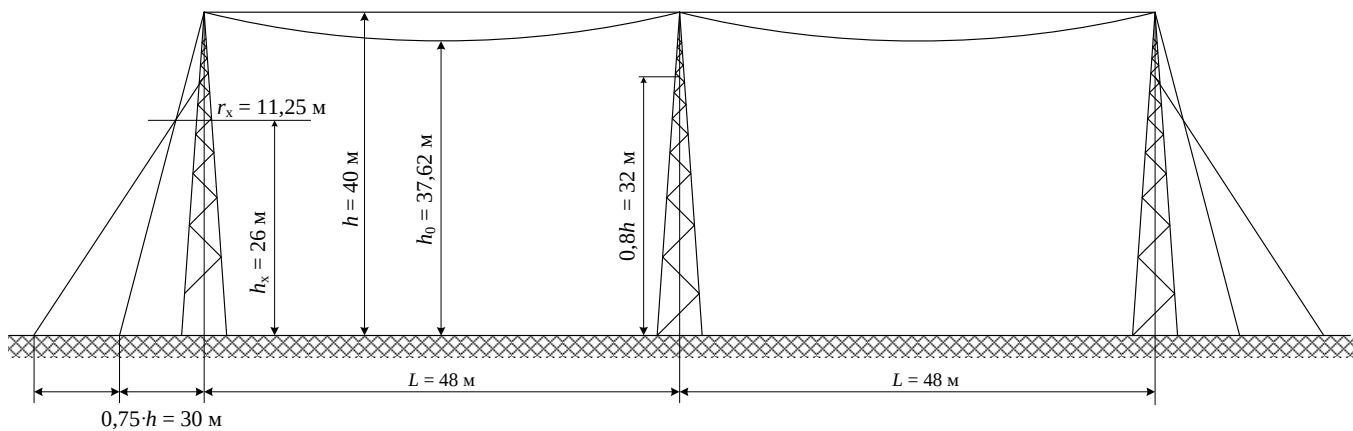
$$R = 4 \cdot 40 - 37,62 = 122,38 \text{ м}.$$

Для інших пар блискавковідводів розрахунки проводяться аналогічно, результати розрахунку приведемо в таблиці 2.28.

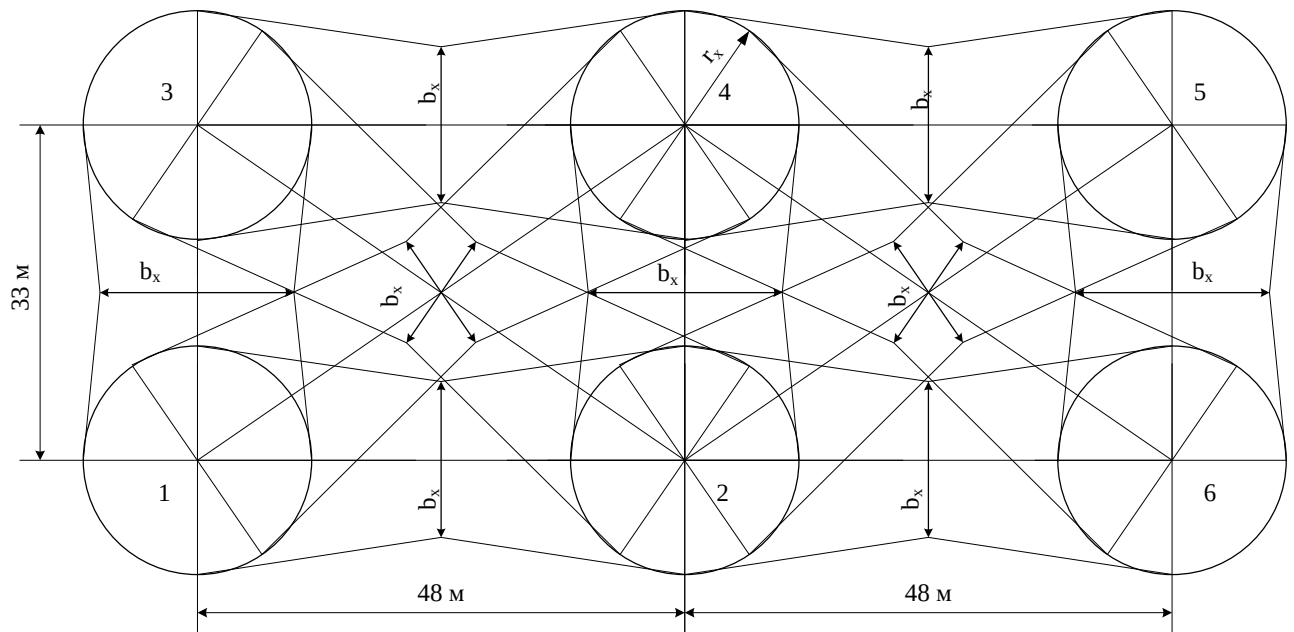
Таблиця 2.28 – Розраховані величини

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 3-4, 4-5, 2-6	48	37,62	15,36	11,25
1-4, 2-3, 2-5, 4-6	58,25	36,52	12,06	11,25
1-3, 2-4, 5-6	33	38,87	19,11	11,25

Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рис 2.24 а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.



а – вид збоку



б – вид зверху

Рисунок 2.24 – Зони захисту РП блискавковідводами

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

2.14 Розрахунок заземлення для ВРП 330 кВ

Таблиця 2.29 - Вхідні дані для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-330 кВ
Площа, м ²	24684 (102×242)
Питомий опір верхнього (ρ_1) та нижнього (ρ_2) шарів ґрунту, Ом·м	700, 70
Товщина верхнього шару ґрунту (h), м	2
Глибина закладання ЗП (t), м	0,7

Таблиця 2.30 Визначення величин необхідних для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-330 кВ
Кількість вертикальних заземлювачів (n_B), шт	44
Довжина вертикального заземлювача (l_B), м	4
Середня відстань між вертикальними заземлювачами (a), м	15,64
$\sqrt{S}$, м	157,1

$\frac{\rho_1}{\rho_2}$	10
$\frac{a}{l_B}$	3,91
$(h-t)/l_B$	0,325
$(l_B + t)/\sqrt{S}$	0,03

Опір заземлюючого пристрою [3,4]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{екв.}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв.}}{L_\Gamma + L_B}, \quad (2.104)$$

де A – функція відношення $(l_B + t)/\sqrt{S}$;

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

L_Γ , L_B – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

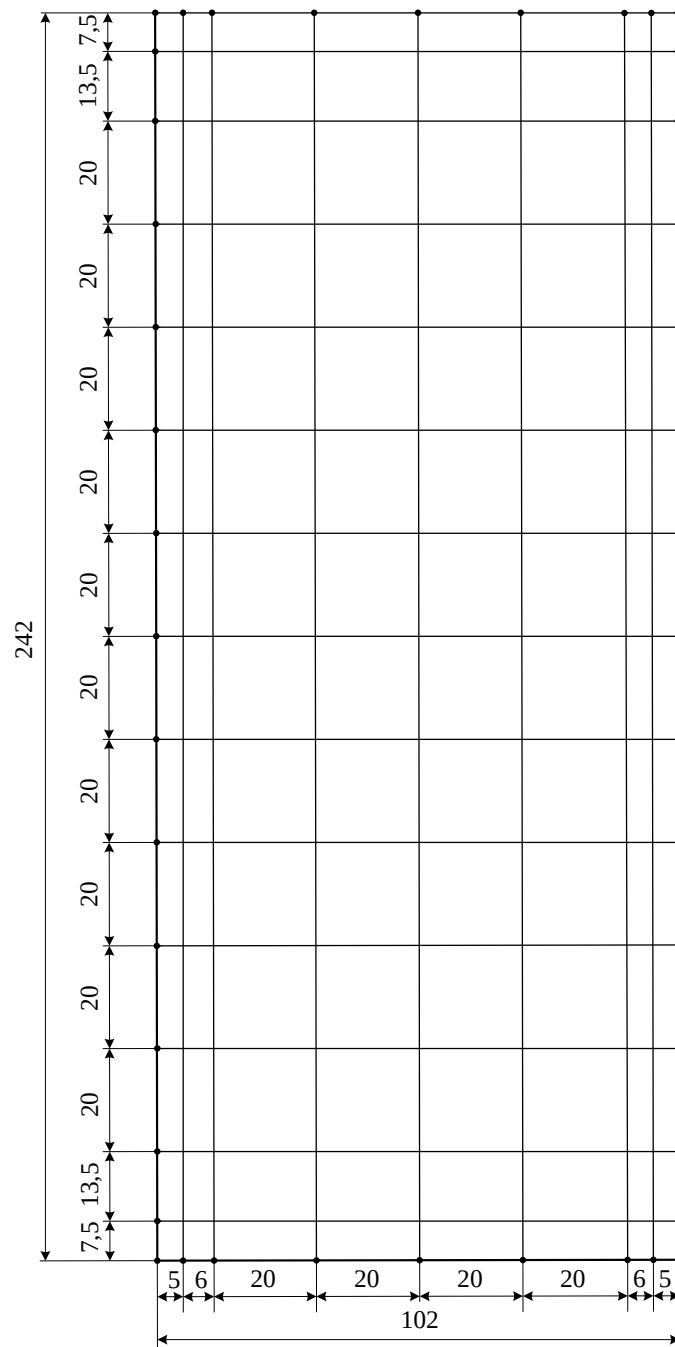


Рисунок 2.25 – Схема заземляющего устройю ВРП-750 кВ

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (2.105)$$

$$A_1 = 0,444 - 0,84 \cdot 0,03 = 0,4188.$$

З таблиці 7.6 [3] визначаємо, що

$$\rho_{екв.1} / \rho_1 = 2,33;$$

$$\rho_{екв.1} = 2,33 \cdot 700 = 1631 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$L_\Gamma + L_B = (102 \cdot 15 + 242 \cdot 9) + 4 \cdot 44 = 3884 \text{ м}.$$

Опір заземлюючого пристрою:

$$R_3 = 0,4188 \cdot \frac{1631}{157,1} + \frac{1631}{3884} = 4,77 \text{ Ом} > R_{з\partial on} = 0,5 \text{ Ом}.$$

На території ВРП є природні заземлювачі:

а) системи «трос-опори»:

$$R_{n1} = 1,0 \text{ Ом};$$

б) фундаменти опор:

$$R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Приєднуємо їх до заземлюючих пристроїв:

$$R'_3 = \frac{4,77 \cdot 1,2 \cdot 1,0}{4,77 \cdot 1,2 + 4,77 \cdot 1,0 + 1,2 \cdot 1,0} = 0,49 \text{ Ом} < R_{з\partial on} = 0,5 \text{ Ом}.$$

3 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ТЕС

На даному етапі розвитку електроенергетики України збільшується доля АЕС у складі генеруючих потужностей енергосистеми. Це загострює проблему забезпечення базового режиму роботи атомних електростанцій. Глибоке регулювання можливе, але швидкий підйом потужності блока може привести до закипання ядерного палива, що представляє небезпеку.

ТЕС дозволяє регулювати потужність в широкому діапазоні (40%-50%). Однак це призводить до збільшення витрат палива та погіршення техніко-економічних показників роботи теплової електростанції.

Вирішення цих проблем можливе завдяки застосуванню в енергосистемах накопичувачів енергії.

Одним із видів накопичувачів є ГАЕС. В Україні споруджуються Дгі-стровська та Ташлицька гідроакумуючі станції, які будуть частково вирішувати задачу вирівнювання графіків навантаження електроенергетичних систем.

Питання ефективного і раціонального покриття нерівномірного графіка навантаження ЕЕС є однією з важливих задач електроенергетики.

Незважаючи на певні складності ця задача може бути технічно вирішена, але ці рішення пов'язані із значними капітальними затратами, що необхідні для збільшення маневрування енергетичних агрегатів, побудови пікових агрегатів, а також із збільшенням витрат палива.

Які б технічні та економічні міри по зниженню витрат на покриття змінної частини графіка навантаження в ЕЕС не приймалися, вартість виробництва електроенергії при нерівномірному графіку навантаження завжди буде вище, ніж при рівномірному графіку.

Вирівнювання графіка навантаження викликане економічною доцільністю і тому виникають наступні принципово різні задачі (в залежності від економічного спрямування):

- 1) створення можливості продажу " надлишкової" потужності з метою отримання максимального прибутку енергопостачаючими фірмами і монополіями. Відповідно будується і тарифна політика;
- 2) забезпечення режиму споживання електроенергії, який можна зобразити в наступному математичному вигляді:

$$\min Z_{nx} = Z_e + Z_{n,e} \quad (3.1)$$

де Z_{nx} - сумарні народногосподарські затрати, пов'язані з виробництвом продукції; Z_e - затрати на виробництво електроенергії, необхідної для виробництва продукції; Z_{ne} - затрати, безпосередньо пов'язані з виробництвом продукції.

Затрати електроенергетичної системи (ЕЕС) складаються з затрат на виробництво електроенергії по всьому комплексі електростанцій, затрат на передачу і розподіл електроенергії до споживача й інших загальносистемних витрат на забезпечення стійкості і надійності енергопостачання, утримання загальних резервів потужності, міжсистемних ліній електропередач і регулювання графіка навантажень. Середня структура щорічних витрат ЕЕС на виробництво, передачу і розподіл електроенергії показана в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1-Структура затрат в електроенергетиці (у відсотках до підсумку)

Економічні елементи затрат	1989 р.	2000 р.	2016 р.
Паливо	55,6	51,7	81,07
Допоміжні матеріали	5,4	5,0	0,8
Енергія	0,1	0,4	0,03
Амортизація	21,0	25,3	12,4
Зарплата та відрахування на соціальні потреби	12,4	11,4	2,5
Інші	5,5	6,2	3,2
В с ь о г о	100	100	100

Всі витрати ЕЕС можна розділити на постійні — незалежні від обсягу виробленої енергії, і змінні — пропорційні виробленій енергії.

Розглядаючи структуру затрат ЕЕС, можна відзначити, що в основному тільки витрати на паливо залежать від обсягу виробленої енергії. Інші головні елементи витрат практично не залежать від обсягу виробленої енергії. Більше 85% виробленої електроенергії приходить на ТЕС і АЕС, причому частка виробництва електроенергії на АЕС уже зрівнялася з часткою ТЕС, і надалі буде зростати.

У виробничих фондах ЕЕС України на частку ТЕС і АЕС приходить близько 50%, електричних мереж — більш 40% і близько 10% на ГЕС. Оскільки основні фонди ЕЕС визначаються фондами ТЕС, АЕС і електричних мереж і основна кількість електроенергії виробляється на ТЕС і АЕС, для спрощення подальшого аналізу можна прийняти, що ЕЕС складається тільки з конденсаційних ТЕС, АЕС і електричних мереж. Таке допущення є коректним, оскільки метою нашого аналізу є не калькулювання електроенергії, а виявлення тенденцій зміни вартості електроенергії при зміні числа годин використання встановленої потужності ЕЕС, і це не викличе якісних неточностей у результатах аналізу.

Результати аналізу не зміняться в зв'язку зі зростанням частки АЕС у структурі ЕЕС, оскільки їх експлуатаційні економічні характеристики досить аналогічні.

Проаналізуємо, як змінюються затрати на вироблення 1 кВт-год в ЕЕС з конденсаційними ТЕС при зміні числа годин використання встановленої потужності (експлуатаційна економічна характеристика).

Розглянемо ЕЕС з конденсаційними електростанціями, яка виробляє $\mathcal{E}$, кВт*год/рік, за графіком, при якому потужність, споживана увесь час доби (року), постійна і дорівнює P_0 . При такому графіку нерівномірність $\alpha_n=1$, коефіцієнт заповнення $\gamma=1$, річне число використання максимуму 8760 год., а $P_{max} = P_0$; резерв потужності в такій ЕЕС буде:

$$P_p = \alpha_p \cdot P_{max} = \alpha_p \cdot P_0,$$

де α_p — коефіцієнт, що визначає необхідний резерв у ЕЕС; P_{max} — максимальне навантаження.

У такій ЕЕС питомі приведені затрати на 1 кВт*год, відпущену споживачеві, можна вважати рівними:

$$\begin{aligned} Z_0 = & b_0(1-\alpha_1)^{-1} \cdot (1-\alpha_2)^{-1} + \\ & + \left\{ (A_1 + \alpha_1 \cdot K_1) \cdot (1-\alpha_1)^{-1} \cdot (1-\alpha_p)^{-1} + (A_2 + \alpha_2 \cdot K_2) + E \cdot \left[K_1 \cdot (1-\alpha_1)^{-1} \times (1-\alpha_p)^{-1} + K_2 \right] \right\} \times \\ & \times (1-\alpha_2)^{-1} \cdot 8760^{-1} = Z_{T0} + Z_{П0}, \end{aligned} \quad (3.2)$$

де b — паливна складова затрат на вироблення 1 кВт*год; α_1 — коефіцієнт, що враховує витрати на власні потреби; α_2 — коефіцієнт, що враховує втрати при передачі електроенергії від електростанції до шин підстанції споживача; A_1 — щорічні витрати на електростанції (віднесені до 1 кВт встановленої потужності), що не залежать від вироблення електроенергії, — заробітна плата, матеріали і т.п.; A_2 — щорічні витрати в розподільних мережах і підстанціях енергосистеми (віднесені до 1 кВт встановленої потужності), матеріали (віднесені до 1 кВт встановленої потужності), що не залежать від вироблення електроенергії, — заробітна плата, матеріали і т.п.; K_1 — капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності на електростанції; K_2 — капітальні вкладення в мережі і підстанції енергосистеми на 1 кВт станційної встановленої потужності; α_1 - коефіцієнт що враховує амортизаційні відрахування на електростанції; α_2 — коефіцієнт, що враховує амортизаційні відрахування в мережах і підстанціях енергосистеми; E — нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; Z_{T0} — паливна складова затрат на 1 кВт*год. Вираз (3.2) можна представити у вигляді:

$$Z_0 = Z_{T0} + Z_{П0}, \quad (3.3)$$

де $Z_{T0} = b_0(1-\alpha_1)^{-1}(1-\alpha_2)^{-1}$ - паливна складова затрат на 1 кВт*год;

$$Z_{п0} = ((A_1 + \alpha_1 \cdot K_1) \cdot (1 - \alpha_1)^{-1} \cdot (1 - \alpha_p)^{-1} + (A_2 + \alpha_2 \cdot K_2) + \\ E \cdot [K_1 \cdot (1 - \alpha_1)^{-1} \times (1 - \alpha_p)^{-1} + K_2]) \times (1 - \alpha_2)^{-1} \cdot 8760^{-1} = Z_{т0} + Z_{п0},$$

$Z_{п0}$ - інші затрати на 1 кВт·год.

Частка паливної складової 1 кВт·год, відпущену із шин, дорівнює

$$\beta_{т0} = Z_{т0} / Z_0. \quad (3.4)$$

Відповідно частку інших затрат у вартості 1 кВт*год позначимо

$$\beta_{п0} = Z_{п0} / Z_0.$$

Очевидно, що $\beta_{т0} + \beta_{п0} = 1$.

Якщо та ж кількість електроенергії виробляється (і споживається) за нерівномірним графіком, то річний максимум навантаження для такої ЕЕС буде $P_{max} > P_0$.

Число годин використання максимуму потужності такої ЕЕС за інших рівних умов буде:

$$h = E / P_{max} < 8760.$$

Відповідно резерв потужності в такій ЕЕС буде:

$$P'_p = \alpha_p \cdot P_{max} > \alpha'_p \cdot P_0.$$

Нерівномірний графік споживання електроенергії приведе до збільшення витрат на її виробництво. Відповідно затрати на 1 кВт*год складуть:

$$Z = Z_{т0} \cdot \xi + Z_{п0} \cdot \frac{8760}{h} + C, \quad (3.5)$$

де ξ — коефіцієнт, що враховує зміну паливної складової затрат, викликаній змінним режимом роботи енергетичного обладнання; C — додаткові витрати на пуск, зупинку, утримання на холостому ході і у гарячому резерві енергетичного обладнання, викликані роботою за нерівномірним графіком.

Збільшення затрат, викликане нерівномірністю споживання електроенергії, складе:

$$\begin{aligned}\Delta Z &= Z - Z_0 = Z_{T0} \cdot \xi + Z_{I0} \cdot \frac{8760}{h} + C - Z_{T0} - Z_{I0} = Z_{T0}(\xi - 1) + Z_{I0} \cdot \left(\frac{8760}{h} - 1 \right) + C = \\ &= Z_{T0} \cdot (\xi - 1) + Z_{I0} \cdot \frac{8760 - h}{h} + C = Z_{T0}(\xi - 1) + Z_{I0} \frac{\Delta h}{h} + C,\end{aligned}\quad (3.6)$$

де $\Delta h = 8760 - h$.

Збільшення затрат у частках від Z_0 складе:

$$\Delta Z' = \frac{\Delta Z}{Z_0} = \frac{Z_{T0}}{Z_0} \cdot (\xi - 1) + \frac{Z_{I0}}{Z_0} \cdot \frac{\Delta h}{h} + \frac{C}{Z_0}.$$

З врахуванням (3.4) і (3.5) маємо:

$$\Delta Z' = \beta_{T0}(\xi - 1) + \beta_{I0} \cdot \frac{\Delta h}{h} + \frac{C}{Z_0} = \beta_{T0}(\xi - 1) + (1 - \beta_{T0}) \cdot \frac{\Delta h}{h} + \frac{C}{Z_0}.$$

Співвідношення питомих затрат на 1 кВт·год вироблену при нерівномірному і рівномірному графіках навантаження буде дорівнює:

$$Z' = \frac{Z}{Z_0} = \frac{Z_0 + \Delta Z}{Z_0} = 1 + \frac{\Delta Z}{Z_0} = 1 + \beta_{T0}(\xi - 1) + (1 - \beta_{T0}) \cdot \frac{\Delta h}{h} + \frac{C}{Z_0}. \quad (3.7)$$

З (3.6) маємо

$$\frac{\partial Z'}{\partial \beta_{T0}} = \xi - 1 - \frac{\Delta h}{h} + \frac{1}{Z_0} \cdot \frac{\partial C}{\partial \beta_{T0}} = \xi - \frac{h + \Delta h}{h} + \frac{1}{Z_0} \cdot \frac{\partial C}{\partial \beta_{T0}} = \xi - \frac{8760}{h} + \frac{1}{Z_0} \cdot \frac{\partial C}{\partial \beta_{T0}}; \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial Z'}{\partial h} = -\frac{8760}{h^2} \cdot (1 - \beta_{T0}) + \frac{1}{Z_0} \cdot \frac{\partial C}{\partial h}. \quad (3.9)$$

Аналіз рівнянь (3.7) — (3.9) показує, що збільшення приведених затрат на виробництво і передачу 1 кВт*год електроенергії, викликане нерівномірністю графіка навантаження, швидко зростає зі зменшенням h .

Витрати палива в енергосистемі визначаються енергетичними характеристиками обладнання електростанцій, що представляють собою залежність витрат палива від активних навантажень, і графіком навантаження енергосистеми.

При зміні навантаження на $\Delta P(t)$ протягом часу t_1 — t_2 зміна витрат палива складе:

$$\Delta G = \int_{t_1}^{t_2} \varphi \Delta P(t) dt,$$

де φ — відносний приріст витрат палива.

Нагадаємо, що відносним приростом витрат палива називається перша похідна витрат палива по навантаженню або, інакше кажучи, приріст витрат палива при зміні навантаження на одиницю. Відносний приріст витрат палива змінюється зі зміною навантаження.

Оскільки в загальній собівартості виробництва електроенергії паливна складова досягає 80-90%, розглянемо економічний ефект від зниження затрат палива при вирівнюванні графіка навантажень.

На рисунку 3.1 приведені дослідні дані витрат палива на пускові операції в залежності від тривалості простою для блоків 160, 200 та 300 МВт.

Дані залежності апроксимуються формулою:

$$\Delta B = a + k * \tau, \quad (3.10)$$

де τ - тривалість простою блока, год.

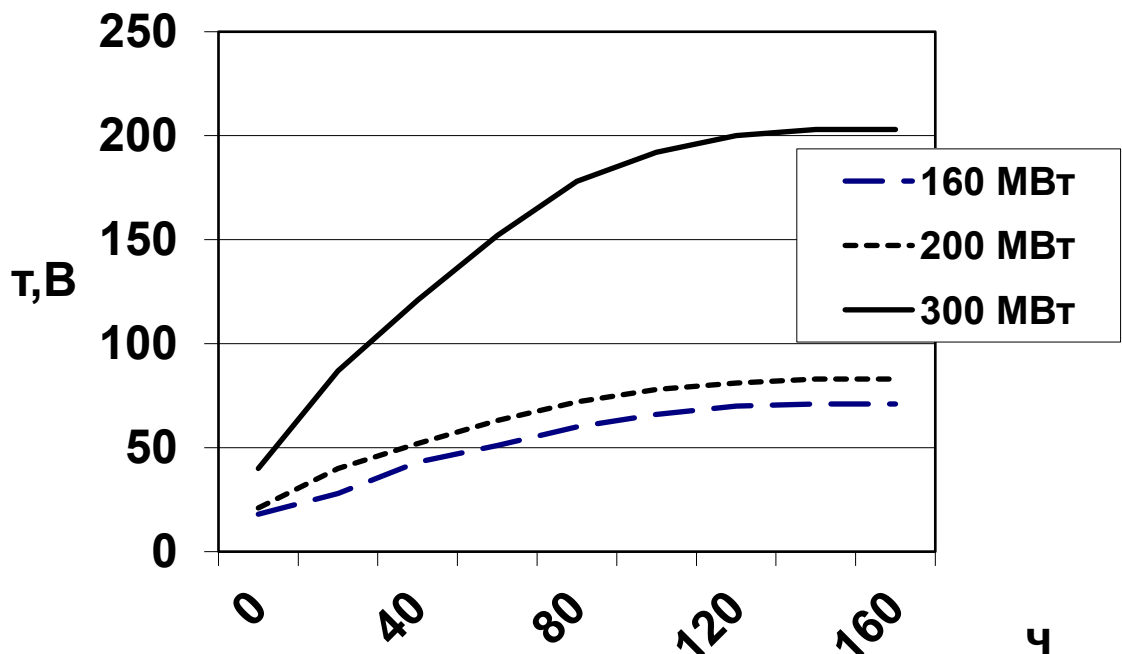


Рисунок 3.1 – Пускові витрати палива

Розрахункові питомі витрати палива b_i на відпущену одиницю енергії визначаються за формулою:

$$b_i = b_0 \left(\frac{N_0}{N_i} \right)^m = b_0 * c^m, \quad (3.11)$$

де b_0 – питомі витрати палива при номінальному навантаженні блока; N_0 - встановлена потужність, N_i – навантаження блока; a , k , m – в формулах 3.10 та 3.11 постійні коефіцієнти, значення яких приведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – значення коефіцієнтів a , k , m і b_0

Тип блока	Тип котла	Паливо	Коефіцієнти			
			$a * 10^3$	$k * 10^3$	b_0 , кг/(кВт*год)	m
Моноблок	Барабанний	газ,мазут	14	0,5	0,365	0,165
		тверде	24	0,5	0,342	0,160
Дубльблок	Прямоточний	мазут	55	1,8	0,324	0,060
		тверде	40	1,8	0,324	0,060

Розглянемо економічну ефективність вирівнювання графіка навантаження Ладижинської ТЕС потужністю 1800 МВт з шістьма блоками по 300 МВт по даним графіка електричного навантаження на 15 грудня 2020 року (таблиця 4.3).

Розрахуємо питомі витрати палива b_i на відпущену одиницю енергії для генератора 2 на проміжку часу від 0:00 год до 1:00 год:

$$b_1 = 0,324 \cdot \left(\frac{300}{183} \right)^{0,06} = 0,333,$$

Розрахуємо витрати палива при роботі генератора в даному режимі:

$$B_i = b_i \cdot P_{\text{ген1}}, \quad (3.12)$$

$$B_1 = 0,333 \cdot 188 = 62,52(\text{т}),$$

Визначаємо сумарні витрати палива при роботі генераторів в не рівномірному режимі:

$$B_{\Sigma} = \sum B_i = 5688,121(\text{т});$$

Визначаємо сумарний виробіток електроенергії на Ладизинській
ТЕС за добу:

$$W_{\Sigma} = \sum P_i = 16745,6(\text{МВт} \cdot \text{год});$$

Таблиця 3.3 – Видача потужності генераторами Ладизинської ТЕС

15.12.20р.	P _{ген1} , (МВт)	P _{ген2} , (МВт)	P _{ген3} , (МВт)	P _{ген4} , (МВт)	P _{ген5} , (МВт)	P _{ген6} , (МВт)
0:00	0	188	0	181	181	0
1:00	0	186	0	184	188	0
2:00	0	186	0	181	188	0
3:00	0	183	0	181	183	0
4:00	0	186	0	181	184	0
5:00	0	183	0	186	186	0
6:00	0	184	0	183	188	0
7:00	0	183	0	186	188	0
8:00	0	232	0	241	231	0
9:00	0	246	0	247	251	0
10:00	0	281	0	279	271	0
11:00	0	286	0	279	277	0
12:00	0	289	0	282	282	0
13:00	0	257	0	247	259	0
14:00	0	256	0	244	256	0
15:00	0	257	0	249	247	0
16:00	0	256	0	254	251	0
17:00	0	254	0	252	256	0
18:00	0	256	0	249	259	0
19:00	0	256	0	249	256	0
20:00	0	252	0	249	251	0
21:00	0	286	0	277	279	0
22:00	0	286	0	284	281	0
23:00	0	194	0	198	196	0

Таблиця 3.4 – Витрати палива, які залежать від навантаження генератора

15.12.20р.	Генератор 2		Генератор 4		Генератор 5	
	b_2	$B_2, (т)$	b_4	$B_4, (т)$	b_5	$B_5, (т)$
0:00	0,333256	62,51887	0,333984	60,41775	0,333984	60,41775
1:00	0,333438	61,98619	0,333611	61,48456	0,333256	62,51887
2:00	0,333438	61,98619	0,333984	60,41775	0,333256	62,51887
3:00	0,333797	60,95131	0,333984	60,41775	0,333797	60,95131
4:00	0,333438	61,98619	0,333984	60,41775	0,333611	61,48456
5:00	0,333797	60,95131	0,333438	61,98619	0,333438	61,98619
6:00	0,333611	61,48456	0,333797	60,95131	0,333256	62,51887
7:00	0,333797	60,95131	0,333438	61,98619	0,333256	62,51887
8:00	0,329002	76,45999	0,32831	79,02415	0,329147	75,93413
9:00	0,327905	80,56625	0,327777	81,05932	0,327509	82,10647
10:00	0,325309	91,24922	0,325421	90,75987	0,326011	88,21865
11:00	0,324964	92,77736	0,325421	90,75987	0,32554	90,23976
12:00	0,32474	93,78506	0,325191	91,76897	0,325191	91,76897
13:00	0,326999	84,13674	0,327777	81,05932	0,326869	84,65918
14:00	0,327129	83,61409	0,328042	80,04215	0,327129	83,61409
15:00	0,326999	84,13674	0,327643	81,583	0,327777	81,05932
16:00	0,327129	83,61409	0,327252	83,122	0,327509	82,10647
17:00	0,327252	83,122	0,327384	82,59895	0,327129	83,61409
18:00	0,327129	83,61409	0,327643	81,583	0,326869	84,65918
19:00	0,327129	83,61409	0,327643	81,583	0,327129	83,61409
20:00	0,327384	82,59895	0,327643	81,583	0,327509	82,10647
21:00	0,324964	92,77736	0,32554	90,23976	0,325421	90,75987
22:00	0,324964	92,77736	0,325074	92,28854	0,325309	91,24922
23:00	0,332566	64,58424	0,33223	65,61534	0,332392	65,11554
Сума		1907,728		1883,167		1897,225

Визначаємо сумарні витрати палива при роботі генераторів в рівномірному режимі:

$$B_{\Sigma \text{ рівн}} = 0,324 \cdot W_{\Sigma}; \quad (3.13)$$

$$B_{\Sigma \text{ рівн}} = 0,324 \cdot 16745,6 = 5425,574 \text{ (т)}.$$

Визначимо різницю між витратами палива при рівномірному та нерівномірному навантаженнях блоків:

$$\Delta B = B_{\Sigma} - B_{\Sigma \text{ рівн}}; \quad (3.14)$$

$$\Delta B = 5688,121 - 5425,574 = 262,547 \text{ (т)}.$$

$$\Delta Z = \Delta B \cdot 800 = 262,5463 \cdot 800 = 210037,1 \text{ (грн)};$$

Отже при рівномірному навантаженні блоків можна досягти зменшення витрат палива на 262,547 т. Це дасть змогу зменшити витрати на паливо за добу на 210037,1 грн.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

4.1 Вибір системи оперативного управління АЕС

Оперативне управління (АЕС) електричним обладнанням блоку, включаючи вимикачі зі сторони вищої напруги передбачають централізовано з блочного щита управління (БЩУ).

Розподільчий пристрій (РП) підвищених напруг виділяють в самостійні оперативні ділянки на ЦЩУ. На ЦЩУ зосереджується також інформація про роботу блоків, сигналізація, централізована система управління [7].

Для оперативного двостороннього зв'язку на ЦЩУ встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки (ТМ–512). На ЦЩУ виносять управління та контроль наступними елементами ТЕС: вимикачами РП (розподільчого пристрою) вищої та середньої напруги, резервними трансформаторами власних потреб, включаючи магістральні та секційні вимикачі; блочними трансформаторами; резервними збуджувачами; виробничо протипожежними насосами; телекерованими насосами (освітленої води I і II підйому, насосами хімводоочистки I і II підйому); загально станційними трансформаторами 6/0,4 кВ головного корпусу.

На ЦЩУ передбачені сигналізація положення вимикачів в ланцюгу генератора (якщо вони встановлені) і введення резервного живлення секцій 6 кВ власних потреб блоків; вимір та збільшення активної та реактивної потужності: сигналізація виклику персоналу, сигналізація про несправності на блоці, а також загально станційні засоби центральної сигналізації, телемеханіка, протиаварійна телемеханіка, протиаварійна автоматика, система автоматичного регулювання частоти і активної потужності (САРЧП), групового управління збуджувачем (ГУЗ) автоматики пожежегасіння та інше.

З кожного БІДУ здійснюються операції пуску, зупинки та нормальна експлуатація блоків.

На БЩУ вносяться управління та контроль: системою збудження

генераторів; перевід генератора з робочого збудження на резервне та на-
впаки, вимикачами вводів робочих трансформаторів власних потреб блоку;
вимикачами і автоматами блочних робочих і резервних трансформаторів
6/0,4 кВ власних потреб (ВП) 0,4 кВ головного корпусу; електродвигунами
ВП блоку дизель–генераторної станції, трансформаторами фільтрів, а також
сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах уп-
равління і в електропристроях, які відносяться до даного блоку. На АЕС
установлена система управління устаткуванням, що містить у собі управ-
ління комутаційними апаратами, регулювання і вимір.

Управління генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними
апаратами, лініями ВП здійснюється з ЦЩУ, за яким знаходиться начальник
зміни, що керує оперативними бригадами цехів. Керування електродвигу-
нами, живильно–деаераторною установкою здійснюється з центрального
щита, розташованого в центрі головного корпусу.

4.2 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телеме- ханіки, зв'язку

Система дистанційного управління призначена для контролю і управ-
ління устаткуванням, що знаходиться на відстані. Дистанційне керування
здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами і т.д. Прийнято
дві системи дистанційного управління: індивідуальна і виборча. Для вими-
качів, роз'єднувачів застосовується індивідуальна система управління. Для
управління БЩУ технологічним устаткуванням енергоблоків застосову-
ється виборча система дистанційного керування. Її відмінна риса полягає в
тому, що для групи об'єктів використовується загальний ключ управління і
клавійний номеронабирач.

На щитах управління ЕС передбачені спеціальні види технологічної
сигналізації.

1. Сигналізація положення (комутаційного апарата).

– Червона лампа –"ввімкнено";

– Зелена лампа – "вимкнено".

2. Аварійна сигналізація – сигналізація аварійного вимкнення комутаційних апаратів. Здійснюється сиреною або дзвоником і миготінням зеленої лампи.

3. Попереджувача сигналізація – сигнали про настання нормального режиму в роботі агрегатів. Здійснюється звуковими дискретними сигналами та індивідуальними світловими сигналами (тільки з написом).

4. Сигналізація дії захисту – супроводжується звуковими сигналами і миготінням ламп аварійного вимикання і випаданням прапорця вказівного реле.

5. Сигналізація дії автоматики супроводжується індивідуальними світловими сигналами у вигляді миготіння відповідної лампи (АВР, АЧР).

6. Командна сигналізація – сигнали для передачі з цеху в цех обмеженої кількості найбільше важливих і частих розпоряджень.

На проектуваній АЕС передбачене застосування таких видів автоматики і блокування, як:

1 АВР відповідальних споживачів ВП

2 АЧР на шинних ВП (на базі ІВЧ – 3).

3 Автоматика синхронізації генератора з мережею на базі автоматичного синхронізатора УБАС.

4 Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності.

5 Автоматичне гасіння поля (АГП – 40).

6 Автоматичне форсування та розфорсування збудження.

7 Автоматичне компаундування та електромагнітна корекція напруги (ЕПА – 325В).

8 Вторинні автоматичні регулятори частоти та потужності (загальностанційні та блочні).

9 Автоматика системи хімічного очищення води.

10 Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

Внутрішній зв'язок на АЕС містить у собі:

1. Оперативний зв'язок.
2. Технологічний зв'язок.

Об'єм оперативного зв'язку:

а) установка на ЦЩУ комутатора диспетчерського зв'язку типу ЕДШС – 5 і комутатора типу ДИСа.

б) оперативний зв'язок АЕС – двобічний зв'язок з використанням гучномовця.

в) пожежна сигналізація типу СПДУ з установкою здавачів у всіх помешканнях.

Зовнішній зв'язок АЕС включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми по високочастотному каналу і пристроях телемеханіки.

2. Вихід на місцевий телефонний зв'язок.

3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРП, паросиловим цехом, генераторним та реакторним залом.

4. Радіопошуковий зв'язок (із зворотною відповіддю).

5. Охоронний зв'язок і сигналізація.

6. Радіофікація від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО).

На АЕС, що проектується передбачений пристрій телевимірювання і телесигналізації. Цей пристрій здійснює передачу даних АЕС у ЦДП енергосистеми в об'ємі:

1. Телесигналізація положення основних вимикачів головної схеми.

2. Безупинне телевимірювання сумарної потужності генераторів АЕС.

РЗ є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем [9]. Її основне завдання полягає в тому, щоб виявити ушкоджену ділянку електричної системи і як можливо швидше видати керуючий сигнал на його відключення. Додаткова задача РЗ полягає в сигналізації про виникнення сиг. режимів. Основні захисти на АЕС занесені в таблицю 4.1

Таблиця 4.1 – Основні захисти на АЕС

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Збірні шини	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин
ВРУ–330–220, кВ.	2. Багатофазні КЗ	ДЗШ струмова відсічка, РТ–40
ЛЕП–330 кВ	1. Всі види КЗ	Панель захисту ДФЗ-503
ЛЕП –220 кВ	1. Всі види КЗ	Панель захисту ШДЭ-2802
Шини власних потреб 6 кВ	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ).	Повздовжній диф. захист і ДЗТ 13/3
	2. Між фазне КЗ на (МРЖ).	Повздовжній диф. захист, РНГ–565
Кабельні лінії 6 кВ	1. Захист від багатофазних КЗ 2. Захист від однофазних КЗ	Неповний диференційний захист ДЗШ–10 Двохступеневий струмовий захист (струмова відсічка та МСЗ) на реле типу РТ–80 та вихідному реле РП–23
Трансформатор власних потреб (ТВП)	1. Всі види КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист 1 ДЗТ–21
	2. Зовнішні КЗ	Дистанційний захист з боку ВН та з боку НН ТВП (блок–реле БРЕ – 2801) на резервному ТВП додатково з боку ВН – струмова відсічка на реле типу РТ–40
	3. Симетричне перевантаження	МСЗ, РТ–40
	4. Пожежа в трансформаторі	Газове реле ВВ–80
	5. Пошкодження на шинах ВП–6кВ	Дистанційний захист БРЕ –2801 Диференційний захист на реле РНТ–561
	6. Пошкодження на магістралі резервного живлення 6 кВ	Диференційний захист на реле РНТ–561
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ)	Повздовжній диф. захист ДЗТ–13/3
	2. Між фазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. захист (РНТ – 565)
Автотрансформатор зв'язку та блочні трансформатори	1. Захист від багатофазних КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист ДЗТ – 23
	2. Внутрішні замикання	Газовий захист з двома ступенями дії РЗТ–80
	3. Зовнішні КЗ на землю	МСН нульової послідовності
	4. Зовнішні симетричні перевантаження	МСЗ з незалежною витримкою часу РТ – 40
	5. Зовнішні симетричні КЗ	МСЗ з пуском по напрузі є два реле РНТ, фільтр реле зворотної послідовності РНФ – 1М, мінімальне реле напруги РН–54/160

	6.Зовнішні багатофазні несиметричні КЗ	СЗ (направлений в бік ВН та не направлений в бік СН) зворотної послідовності (фільтр-реле струму та направлення потужності типу РМОП – 2 та ненаправлене фільтр-реле струму РТФ1-М), струмовий захист нульової послідовності.
Двигун	1 .Багатофазні КЗ в обмотках статора і на його виводах. 2. Однофазне замикання 3.Обрив однієї фази провідника 4.Перенапруга двигуна 5.Понижена напруга 6.Виникнення асинхронного ходу при обриві обмотки збудження в синхронному двигуні	Струмова відсічка диференц. повздовжній захист, РНТ-565 Захист нульової послідовності, або захист зворотної послідовності РТЗ-50 РТЗ- 50
		Запобіжники, теплові розчіплювані в автоматах або магнітних пусках, МСЗ Захист від мін. Напруги РН-54,РНФ-И Захист від асинхронного ходу РТ-80
Шиноз'єднувальний вимикач	1.МіжфазніКЗ 2.Замикання на землю	МСЗ, РТ-40/6 Захист від замикань на землю РТЗ-50 (РТ-40/0,2)

4.3 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються спрощені схеми (рис. 3.1) та приблизні розрахунки.

Задамося базисними величинами:

$$S_{\delta} = 1000(\text{МВА}).$$

Розрахуємо опори схеми заміщення:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{\Gamma.\text{ном}}}; \quad (4.1)$$

$$x_{\Gamma} = 0.1906 \cdot \frac{1000}{258.3} = 0.738;$$

$$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.\text{ном}}}; \quad (4.2)$$

$$X_T = \frac{11.5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0.1825.$$

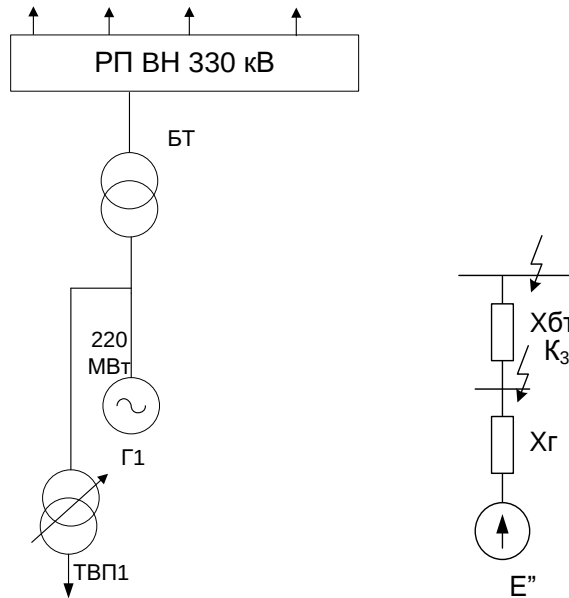


Рисунок 4.1 – Схема для розрахунку струмів КЗ

Опір нульової послідовності для трифазного трансформатора

$$X_{0.T} = 1 \cdot X_T; \quad (4.3)$$

$$X_{0.T} = 1 \cdot 0.1825 = 0.1825.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{ном*} \cdot \cos \phi_{ном})^2 + (U_{ном*} \cdot \sin \phi_{ном} + I_{ном*} \cdot x_d'')^2}, \quad (4.4)$$

$$E_{q*}'' = \sqrt{0.85^2 + (0.527 + 0.1906)^2} = 1.112,$$

$$\text{де } U_{ном*} = I_{ном*} = 1; \sin \phi_{ном} = \sqrt{1 - \cos^2 \phi_{ном}} = 0.527,$$

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики турбогенератора типу ТВВ-220-2УЗ

Параметр	Числове значення
$n_{\text{ном}}, \text{об/хв}$	3000
$P_{\text{ном}}, \text{МВт}$	220
$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	258,3
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	15,75
$\cos \varphi_{\text{ном}}$	0,85
$I_{\text{ном}}, \text{кА}$	8,625
Схема з'єднань обмоток статора	У
Система збудження	ТН
$U_{\text{фном}}, \text{В}$	316
$I_{\text{фк}}, \text{А}$	2680
$I_{\text{фном}}, \text{А}$	1025
ВКЗ	0,465
Опір при 15° С, Ом:	
- обмотка статора	0,00154
- обмотка ротора	0,0878
Опори, в.о.:	
- x_d''	0,1906
- x_d'	0,0275
- x_d	1,68
- x_2	0,232
- x_0	0,086

Розрахуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К₁):

$$I_*^{(3)} = \frac{E''_{q*}}{x_d''}; \quad (4.5)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,112}{0,1906} = 5,83;$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{\text{Г.ном}}; \quad (4.6)$$

$$I^{(3)} = 5,83 \cdot 8,625 = 50,283(\text{кА});$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E''_{q*}}{x_d'' + x_2}; \quad (4.7)$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,112}{0,1906 + 0,232} = 2,631.$$

де x_2 - опір оберненої послідовності генератора.

Розраховуємо струми КЗ за блоковим трансформатором (точка К₂):

$$I_*^{(3)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_T}; \quad (4.8)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1.112}{0.1906 + 0.1825} = 2.98;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_2 + 2x_T}; \quad (4.9)$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1.112}{0.1906 + 0.232 + 2 \cdot 0.1825} = 1.412;$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_2 + 2x_T + x_{0.T}};$$

(4.10)

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{1.112}{0.1906 + 0.232 + 2 \cdot 0.1825 + 0.1825} = 1.146;$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_T + \frac{(x_2 + x_T) \cdot x_{0.T}}{x_2 + x_T + x_{0.T}}} \cdot \frac{x_{0.T}}{x_2 + x_T + x_{0.T}}; \quad (4.11)$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{1.112}{0.1906 + 0.1825 + \frac{(0.232 + 0.1825) \cdot 0.1825}{0.232 + 0.1825 + 0.1825}} \times \frac{0.1825}{0.232 + 0.1825 + 0.1825} = 0.68.$$

Захист від багатofазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора

Використовуємо повздовжній диференційний захист з циркулюючими струмами на реле ДЗТ-11/5. В даному випадку схема з'єднання обмоток статора – “зірка-зірка”, застосовуємо трансформатори струму на лінійних виводах з коефіцієнтом трансформації 10000/5, а в нейтралі – 10000/5, для поперечного диференційного захисту – 1500/5; тоді робоча кількість витків обмотки реле $W_{роб} = 144$ витка.

Максимальну розрахункову силу первинного струму небалансу при зовнішньому КЗ визначаємо як:

Максимальне розрахункове значення первинного струму небаланса $I_{\text{нб.роз.макс}}$ у встановленому режимі протікання через ТТ зовнішнього розрахункового максимального струму:

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = \varepsilon \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{зовн.розр.макс}}; \quad (4.12)$$

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = 0.1 \cdot 0.5 \cdot 50283 = 2514.15 (\text{A}).$$

де $K_{\text{одн}} = 1$, оскільки трансформатори струму різні.

- визначаємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{\text{роб}} = \frac{K_{\text{відстр}} \cdot I_{\text{нб.розр.макс}} \cdot W_{\text{роб}}}{n_{\text{мс}}}; \quad (4.13)$$

$$F_{\text{роб}} = \frac{1.6 \cdot 2514.15 \cdot 144}{2000} = 289.6 (\text{A}).$$

- визначаємо гальмівну МДС за виразом:

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1}; \quad (4.14)$$

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{289.6^2}{100^2} - 1} = 369.6 (\text{A}).$$

Визначаємо значення вторинного гальмівного струму:

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{I_{\text{зовн.розр.макс}}}{n_{\text{мс}}}; \quad (4.15)$$

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{50283}{2000} = 25.1 \text{ вит.}$$

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки складає:

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{F_{\text{гальм.}}}{I_{\text{гальм.втор}}}; \quad (4.16)$$

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{369.6}{25.1} = 14.73 \text{ вит.},$$

приймаємо 15 витків.

Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора

Використовуємо односистемний поперечний диференційний захист з реле струму РТ – 40/Ф з фільтром першої гармоніки. ТС встановлюється на шинопроводі, що з'єднує нейтралі паралельних віток. Струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{0.2 \cdot I_{\text{з.ном}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (4.17)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{0.2 \cdot 8625}{300} = 5.75 (\text{А}).$$

Захист від замикань на землю в обмотці статора

Використовуємо комплект захисту ЗЗГ-1 – захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості. Захист складається з двох органів:

- 1) максимального реле напруги першої гармоніки – яке захищає 85-90% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;
- 2) реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням – яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі і саму нейтраль.

До цих реле підводять напругу зі сторони лінійних виводів від ТН типу ЗНОМ з напругами $U_{\phi} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3} \text{ В}$, а для реле з гальмуванням додатково підводиться напруга зі сторони нульових виводів від спеціально встановленого ТН типу ЗНОЛ або ЗОМ з напругами $\left(\frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}} \right) 100 \text{ В}$. В умовах

проектування параметри не визначаються, т.ч. вони не впливають на вибір типу апаратури. Захист діє з незалежною витримкою часу до 0.5 с.

Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист. Реле включається на різницю фазних струмів від ТС, встановленого зі сторони нульових виводів, і на міжфазну напругу від ТН, який встановлений на лінійних виводах. Реле має кругову характеристику, розташовану в першому квадранті зі зміщенням в третій квадрант і охопленням початку координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу.

Визначимо опір спрацювання захисту:

$$Z_{cз} = \frac{0.95 \cdot U_{\varepsilon, ном}}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot I_{\varepsilon, ном} \cdot k_{відс} \cdot k_v \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нав})}, \quad (4.18)$$

$$Z_{cз} = \frac{0.95 \cdot 15.75}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot 8.625 \cdot 1.2 \cdot 1.5 \cdot \cos(80^\circ - 32^\circ)} = 0.55 (\text{Ом}),$$

де $k_{відс} = 1.2$; $k_v = 1.5$; $\varphi_{мч} = 80^\circ$ - кут максимальної чутливості;

$\varphi_{нав} = 32^\circ$ - кут навантаження реле. Тоді $Z_{cз} = 0.55 \text{ Ом}$.

Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовольняти умові:

$$K_q = \frac{Z_{cз}}{Z_{yч}}; \quad (4.19)$$

$$K_q = \frac{0.55}{0.228} = 2.41 > 1.2.$$

де $Z_{дiл} = Z_m + Z_\varepsilon$;

(4.20)

$$Z_{дiл} = \frac{11.5}{100} \cdot \frac{15.75^2}{630} + 0.1906 \cdot \frac{15.75^2}{258.3} = 0.045 + 0.183 = 0.228 (\text{Ом}).$$

Витримка часу першого ступеню захисту узгоджується з найбільшою витримкою часу резервних захистів від міжфазних КЗ на елементах, приєднаних до шин ВН:

$$t_{с.з.І} = 1с.$$

Витримка часу другого ступеню

$$t_{с.з.ІІ} = 1,5с .$$

Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень

Застосовується струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною витримкою часу. Він виконується одним реле струму зворотної послідовності з фільтром – РТФ-6М. Це реле складається з п'яти елементів :

1) пусковий орган без витримки часу, який забезпечує пуск та повернення інтегрального органу та блокування органу “відсічка ІІ”

$$I_{с.з.ІІО} \approx 0,1 \cdot I_{с.ном}; \quad (4.21)$$

$$I_{с.з.ІІО} = 0,1 \cdot 8625 = 862,5(A);$$

2) інтегральний орган з інтегрально-залежною витримкою часу, який забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотної послідовності і охолодженні ротора після усунення перевантаження

$$t_{дон} = \frac{A}{I_{с.2*}^2}; \quad (4.22)$$

$$t_{дон} = \frac{8}{2,631^2} = 1,156(с).$$

3) орган “відсічка І” спрацьовує без витримки часу і передбачається для дії захисту з незалежною витримкою часу в якості резервного захисту від зовнішніх несиметричних КЗ

$$I_{с.з.2І} = 0,4 \cdot I_{с.ном}; \quad (4.23)$$

$$I_{с.з.2І} = 0,4 \cdot 8625 = 3450(A);$$

4) орган “відсічка II” спрацьовує без витримки часу і передбачається для резервування швидкодіючих захистів ТГ з незалежною витримкою часу, і утворюється виносним реле часу:

$$I_{с.з.2II} = I_2^{(2)} / k_q ; \quad (4.24)$$

$$I_{с.з.2II} = 50283 / 1.2 = 41902.5.$$

5) сигнальний орган спрацьовує без витримки часу і передбачається для фіксації з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного навантаження генератора:

$$I_{с.з.2сиг} = 0.05 \cdot I_{г.ном} ; \quad (4.25)$$

$$I_{с.з.2сиг} = 0.05 \cdot 8625 = 431.25 (A).$$

Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Застосовується МСЗ з незалежною витримкою часу, виконується за допомогою реле РТВК з $K_B = 0,99$. Струм спрацювання захисту

$$I_{сз} = \frac{K_{відс}}{K_{г}} \cdot I_{г.ном} ; \quad (4.26)$$

$$I_{сз} = \frac{1.05}{0.99} \cdot 8625 = 9147.7 (A).$$

Час спрацювання захисту узгоджується з захистом , який діє на відключення.

Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Застосовуємо струмовий захист з двома ступенями інтегрально-залежної витримки часу. Захист здійснюється за допомогою блок-реле, РЗР-1М, який містить наступні елементи:

- 1) вхідний перетворювальний пристрій.

2) сигнальний орган, що спрацьовує без витримки часу при струмах збудження, які перевищують довготривале допустиме значення; необхідна витримка часу створюється виносним реле часу. Діапазон регулювання уставки 0,1...1,2 номінального струму збудження. Рекомендується уставка 1,05, тобто:

$$I_{с.з.СОперв} = 1.05 \cdot I_{рот.ном}; \quad (4.27)$$

$$I_{с.з.СОперв} = 1.05 \cdot 2680 = 2814(A).$$

3) пусковий орган, що спрацьовує без витримки часу і контролює пуск та повертання інтегрального органа. Діапазон регулювання уставки 1,05...1,25 номінального струму збудження. Рекомендується уставка 1,1, тобто

$$I_{с.з.ПОперв} = 1.1 \cdot 2680 = 2948(A).$$

4) інтегральний орган, що працює з двома інтегрально-залежними ступенями витримками часу в залежності від накопичення теплоти в обмотці збудження при перевантаженнях та охолодженні після усунення перевантаження. Зміна уставок інтегрального органа не здійснюється. Для підключення реле РЗР-1М використовується пристрій И – 528, що містить трансформатор постійного струму.

Додатковий (тимчасовий) захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником

Застосовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Первинна напруга спрацювання захисту:

$$U_{с.з.} = 1.5 I_{рот.ном} R_{рот}; \quad (4.28)$$

$$U_{с.з.} = 1.5 \cdot 2680 \cdot 0.0878 = 352.96B; t_{с.з.} = 20(c).$$

Захист від асинхронного режиму при втраті збудження

Застосовується одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу і використовується для захисту одне з трьох реле опору комплекту КРС-2. Реле вмикають на різницю фазних струмів від ТС та на міжфазну напругу від ТН, щоб кругова характеристика розташовувалась в третьому та четвертому квадрантах комплексної площини опорів і не охоплювала початок координат. Лінія максимальної чутливості на комплексній площині при куті максимальної чутливості 80° розташовується в третьому квадранті під кутом 260° .

Діаметр кола характеристики приймаємо рівним $1.1 \cdot x_{d*} = 1.1 \cdot 1.68 = 1.848$ із зміщенням $0.4 \cdot x'_{d*} = 0.4 \cdot 0.0275 = 0.011$. При цих параметрах забезпечується відстройка захисту від нормального режиму, режиму недозбудження та від асинхронного режиму в енергосистемі. Час спрацювання захисту $t_{с.з.} = 1 \dots 2 \text{ с.}$

Захист приводиться в дію після появи струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора

Застосовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, призначену для попередження недопустимого перевищення напруги в режимі х.х. або сбросу навантаження. В якості пускового органу використовується реле напруги типу РН-58/200 з високим коефіцієнтом повернення ($\approx 0,9$). Для виведення захисту з дії в робочому режимі генератора застосовується реле струму РТ-40/Р.

На блоках без вимикача у генератора реле струму контролює струм в колі ВН трансформатора. Реле напруги вмикається на міжфазну напругу ТН на виводах генератора. Реле часу повинно бути термічно стійким. Напруга спрацювання пускового органу приймається:

$$U_{с.з.} = 1.2 \cdot U_{г.ном.}; \quad (4.29)$$

$$U_{c.з.} = 1.2 \cdot 15750 = 18900 (\text{В}).$$

$$U_{c.p.} = \frac{U_{c.з.}}{n_n}; \quad (4.30)$$

$$U_{c.p.} = \frac{18900}{160} = 120 (\text{В}).$$

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{c.з.} = 0.1 \cdot I_{г.ном}; \quad (4.31)$$

$$I_{c.з.} = 0.1 \cdot 8625 = 862.5 (\text{А});$$

$$I_{c.p.} = 862.5 \cdot \frac{1}{2000} = 0.43 (\text{А}).$$

витримка часу $t_{c.з.} \approx 3 \text{ с.}$

Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора

Використовуємо захист типу КЗР-3, що виконується з накладанням на коло збудження змінного струму частотою 25 Гц.

Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Застосовуємо загальний повздовжній диференційний струмовий захист з реле типу ДЗТ-21, що виконується трифазною на всіх сторонах та трирелейною для підвищення чутливості і надійності. Струм спрацювання захисту:

$$I_{номВН} = \frac{I_{номГ}}{K_{БТ}}; \quad (4.32)$$

$$I_{номВН} = \frac{8625}{22.03} = 391.48 (\text{А});$$

$$I_{c.з.} = 0.3 \cdot I_{номВН}; \quad (4.33)$$

$$I_{c.з.} = 0.3 \cdot 391.48 = 117.44 \text{ (A)}.$$

коефіцієнт чутливості:

$$K_q^{(3)} = I_{\kappa \min}^{(3)} / I_{c.з.} = 0.87 \cdot I_{\kappa \max BH}^{(3)} / I_{c.з.}; \quad (4.34)$$

$$K_q^{(3)} = \frac{0.87 \cdot 2.98 \cdot 8625}{22.03 \cdot 117.44} = 8.64 > 2.$$

Захист від замкнень всередині кожуха трансформатора

Встановлюємо газовий захист з двома ступенями дії з реле РЗТ-80.

Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраллями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю

Встановлюємо двохступеневий струмовий захист нулевої послідовності з незалежною витримкою часу. Перша ступінь – з реле струму РСТ-11 та реле часу. Друга ступінь – з реле струму типу РТ-40 та реле часу. Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока.

Уставка I комплекта:

$$I_{c.з.I} = \frac{I_{номBH}}{K_H}; \quad (4.35)$$

$$I_{c.з.I} = \frac{391.48}{1.5} = 260.99 \text{ (A)};$$

$$I_{c.p.I} = \frac{I_{c.з.I}}{\eta_{T1}}; \quad (4.36)$$

$$I_{c.p.I} = \frac{260.99}{300} = 0.87 \text{ (A)}.$$

Установка II комплекта:

- за умови забезпечення надійного спрацювання при неповнофазному вимиканні блоку при мінімальному навантаженні:

$$I_{c.з.II} = 0.4 \cdot I_{номBH} / K_q; \quad (4.37)$$

$$I_{c.з.П} = 0.4 \cdot 391.48 / 1.2 = 130.49 \text{ (A)};$$

$$I_{c.p.П} = \frac{130.49}{300} = 0.43 \text{ (A)}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_q = \frac{0.87 \cdot I_{П.О*}^{(3)} \cdot I_{Г.н.о.м.}}{K_{БТ} \cdot I_{c.з.І}}; \quad (4.38)$$

$$K_q = \frac{43746.86}{5749.6} = 7.6 > 1.2.$$

Витримка часу ділення:

- за умови узгодження з резервними захистами елементів, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{c.з.д.і.л} = t_{c.з.е.л.макс} + \Delta t; \quad (4.39)$$

$$t_{c.з.д.і.л} = 0.5 + 0.5 = 1 \text{ (с)}.$$

- за умови узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{c.з.д.і.л} = t_{c.з.н.п.с.} + \Delta t; \quad (4.40)$$

$$t_{c.з.д.і.л} = 0.1 + 0.5 = 0.6 \text{ (с)}.$$

Приймаємо $t_{c.з.д.і.л} = 1 \text{ с}.$

Витримка часу першої ступені комплекту II:

$$t_{c.з.І} = t_{c.з.д.і.л} + \Delta t;$$

$$t_{c.з.І} = 1 + 0.5 = 1.5 \text{ (с)}.$$

Витримка часу другої ступені комплекту II:

$$t_{c.з.2} = t_{c.з.І} + \Delta t;$$

$$t_{c.з.2} = 1.5 + 0.5 = 2 \text{ (с)}.$$

5 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ АЕС

5.1 Розробка структурної схеми та інформаційного забезпечення АСК АЕС 2200 МВт на базі SCADA – систем

В даний час термін SCADA-система використовують для позначення програмно-апаратних телемеханічних комплексів збору даних.

До основних завдань, що вирішуються SCADA-системами, відносяться:

- Обмін даними з ПЗО (пристроєм зв'язку з контрольованим об'єктом). Цим пристроєм може бути як промисловий контроллер, так і плата введення/виводу.
- Обробка інформації по заданих алгоритмах.
- Відображення інформації на екрані монітора в зрозумілій для людини формі.
- Ведення бази даних з технологічною інформацією.
- Аварійна сигналізація і управління тривожними повідомленнями.
- Підготовка і генерування звітів про хід технологічного процесу.
- Архівація і подальший перегляд технологічної інформації.
- Забезпечення зв'язку із зовнішніми застосуваннями (СУБД, електронними таблицями, текстовими процесорами і так далі). У системі управління підприємством такими застосуваннями найчастіше є додатки, відносявані до рівня MES.

Іноді SCADA-системи комплектуються додатковим ПЗ для програмування промислових контроллерів. Такі SCADA-системи називаються інтегрованими, і до них додають термін Softlogic.

Це було сухе формулювання, узятє з енциклопедії. Насправді системи такого класу мають чітке призначення - вони надають можливість здійснювати моніторинг і диспетчерський контроль безлічі видалених об'єктів (від 1 до 10000 пунктів контролю, іноді на відстані в тисячі кілометрів один від одного) або одного територіально розподіленого об'єкту.

Основне завдання SCADA - це збір інформації про безліч видалених об'єктів, що поступає з пунктів контролю, і відображення цієї інформації в єдиному диспетчерському центрі. Окрім цього, SCADA повинна забезпечувати довгострокову архівацію отриманих даних. При цьому диспетчер часто має можливість не тільки пасивно спостерігати за об'єктом, але і обмежено ним управляти, реагуючи на різні ситуації.

Загальна структура SCADA

Робота SCADA - це безперервний процес збору інформації з видалених об'єктів для обробки, аналізу і можливого управління. Деякі SCADA-системи надають можливість обробки даних в режимі реального часу, що може бути обумовлене необхідністю оперативної доставки даних на центральний інтерфейс оператора. В той же час поняття реального часу відрізняється для різних SCADA-систем. Всі сучасні SCADA-системи включають три основні структурні компоненти: Remote Terminal Unit (RTU), Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS), Communication System (CS).

З метою дублювання ліній зв'язку пристрою можуть підключатися до декількох мереж, наприклад до виділеної лінії і резервного радіоканалу.

В даний момент переважна більшість SCADA-систем базуються на платформах MS Windows. Саме такі системи володіють якнайповнішими і легко нарощуваними людино-машинними інтерфейсами (Man Machine Interface - MMI). Враховуючи посилення позицій Microsoft, що продовжується, на ринку операційних систем (ОС) слід зазначити, що навіть розробники мультиплатформних SCADA-систем, такі як United States DATA Co, вважають пріоритетним подальший розвиток своїх SCADA-систем на платформі Windows NT.

Деякі фірми, що до цих пір підтримували SCADA-системи на базі ОС реального часу (РВ), почали міняти орієнтацію, вибираючи системи на платформі Windows NT. Все більш очевидним стає застосування ОС реального часу, в основному, у вбудовуваних системах. Таким чином, основним полем, де сьогодні розгортаються головні події глобального ринку SCADA-

систем, стала ОС MS Windows NT на фоні згортання активності, що все прискорюється, в області MS DOS, MS Windows 3.xx/95.

Існують так само SCADA-системи, що виконуються під UNIX-подібною ОС реального часу QNX, наприклад Realflex і Sitex.

Особливості SCADA як процесу управління АЕС 2200 МВт

У системах SCADA не обов'язково наявність оператора/диспетчера у випадку, якщо система АСК ТП побудована за дворівневим принципом: на нижньому рівні автоматизації знаходиться автоматика безпеки, що управляє, на верхньому рівні - SCADA-система.

SCADA-система - інструмент автоматизації електричних станцій і мереж

У SCADA-систем, має вже готову базу елементів і алгоритмів функціонування. Також система підтримує широкий круг цифрових пристроїв релейного захисту і автоматики різних виробників.

Функції централізованого збору, зберігання і передачі сигналів в системі виконує один або декілька серверів. Число серверів визначає ступінь надійності системи, число АРМ - ступінь зручності використання системи. У SCADA-системі реалізовані алгоритми "гарячого" резервування, що дозволяють у разі несправності автоматично замінити основні елементи резервними (без втручання персоналу), тим самим забезпечують постійну працездатність системи в цілому.

У системі передбачена можливість використання видалених АРМ, взаємодія яких з системою може здійснюватися з використанням різних каналів зв'язку. Функції узгодження видалених АРМ і SCADA-систем здійснює комп'ютер-шлюз.

Для організації взаємодії між людиною і устаткуванням, система надає різні засоби багатофункціонального ЧМІ: можливість відображення отримуваної інформації у вигляді мнемосхем, таблиць, графіків (трендів), панелей управління і сигналізації. На дисплей може бути виведена

аналогова і дискретна інформація, необхідна для адекватної оцінки ситуації і управління об'єктом.

Головне вікно Автоматизоване робоче місце АРМ (рис. 4) розділене на декілька частин, найбільш важливими з яких є:

- область мнемосхем (центральна частина екрану), призначена для відображення мнемосхеми. Мнемосхема є сукупністю статичної і динамічної інформації, причому динамічна інформація може відноситися до самих різних об'єктів. Мнемосхема складається з мнемосимволів, які представляють спрощене мнемонічне зображення об'єкту;

- навігація по мнемосхемах (права частина екрану) відображає список доступних мнемосхем і служить для швидкого перемикання між ними. Назва поточної мнемосхеми має виділення;

- сигналізація і події (нижня частина екрану) відображає останні 100 подій подій в системі (спрацьовування пристроїв РЗА, перемикання комутаційної апаратури, вихід параметрів режиму за допустимі межі, спрацьовування технологічних захистів устаткування, дії оперативного персоналу і т. п.).

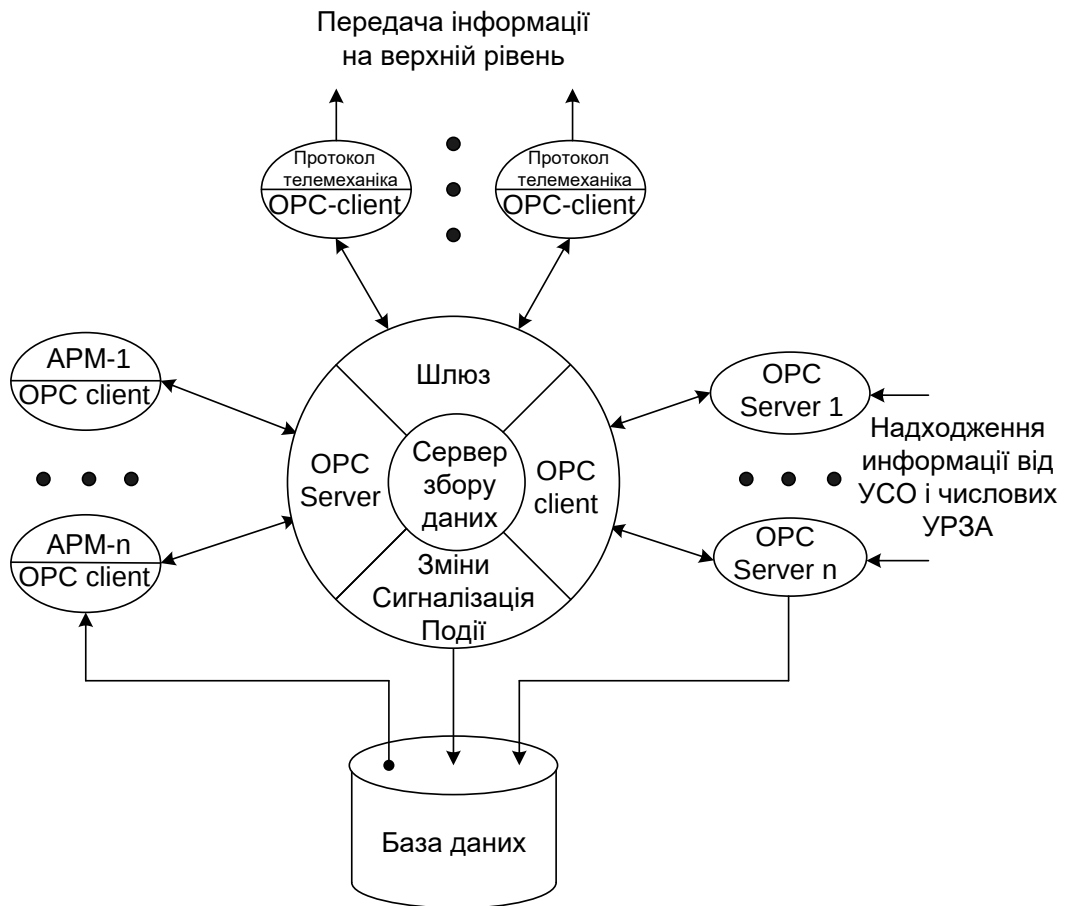


Рисунок 5.1 – Загальна структурна схема ПЗ SCADA-системи

З головного вікна АРМ оперативному персоналу за наявності відповідних прав (забезпечення безпеки) надається можливість доступу до наступних функціональних можливостей:

- проглядання поточного стану керованого об'єкту;
- безпосередній перегляд останніх подій;
- проглядання подій і сигналізації за певний відрізок часу з можливістю фільтрації по різних складових;
- проглядання поточної інформації про динаміку зміни сигналів, що поступають з об'єкту управління (динамічні тренди);
- проглядання динаміки зміни сигналів, що поступають з об'єкту управління за певний відрізок часу у минулому (статичні тренди);
- формування оперативного журналу подій, добових і інших відомостей і так далі з можливістю їх редагування;

- дистанційне керування устаткуванням;
- дистанційна конфігурація, настройка, зміна уставок мікропроцесорних пристроїв РЗА;
- автоматичне і ручне прочитування даних осциллографування;
- переглядання лічених осцилограм з можливістю їх повнофункціонального аналізу (побудова векторних діаграм, розкладання сигналів на гармонійні і симетричні складові і так далі);
- призначення прав користувачів;
- документування всієї доступної інформації.

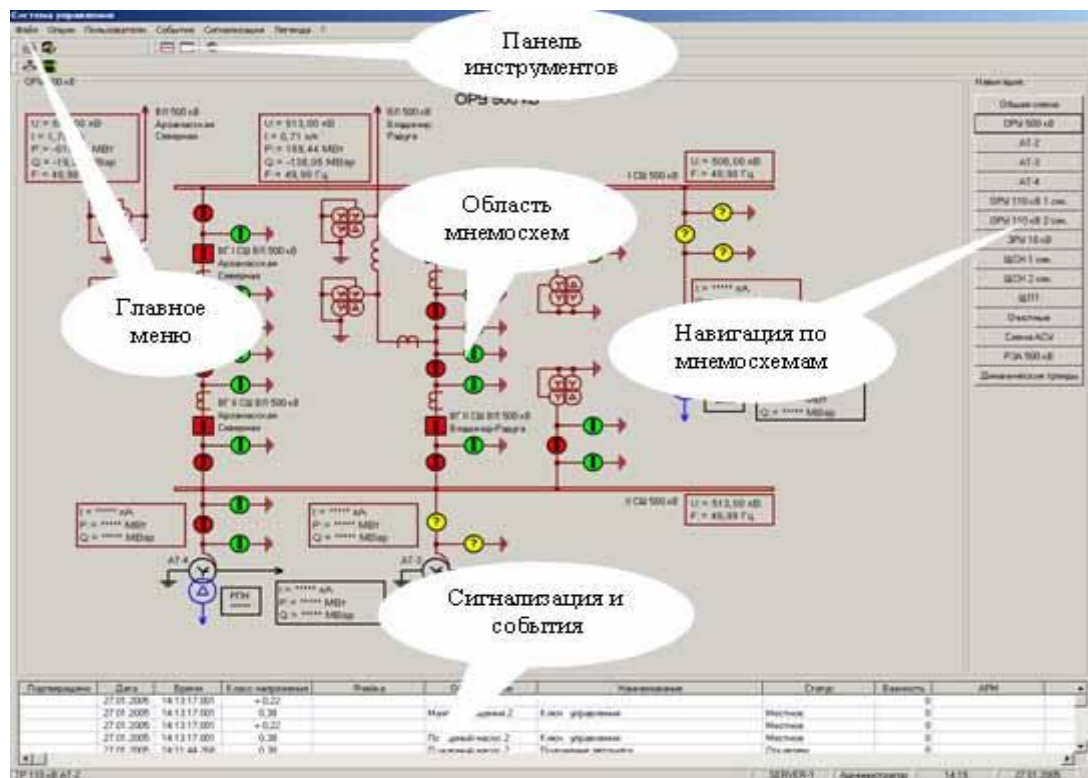


Рисунок 5.2 – Загальна структурна схема ПЗ SCADA-системи

З головного вікна АРМ оперативному персоналу за наявності відповідних прав (забезпечення безпеки) надається можливість доступу до наступних функціональних можливостей:

- переглядання поточного стану керованого об'єкту;
- безпосередній перегляд останніх подій;

- проглядання подій і сигналізації за певний відрізок часу з можливістю фільтрації по різних складових;
- проглядання поточної інформації про динаміку зміни сигналів, що поступають з об'єкту управління (динамічні тренди);
- проглядання динаміки зміни сигналів, що поступають з об'єкту управління за певний відрізок часу у минулому (статичні тренди);
- формування оперативного журналу подій, добових і інших відомостей і так далі з можливістю їх редагування;
- дистанційне керування устаткуванням;
- дистанційна конфігурація, настройка, зміна уставок мікропроцесорних пристроїв РЗА;
- автоматичне і ручне прочитування даних осциллографування;
- проглядання лічених осцилограм з можливістю їх повнофункціонального аналізу (побудова векторних діаграм, розкладання сигналів на гармонійні і симетричні складові і так далі);
- призначення прав користувачів;
- документування всієї доступної інформації.

Конфігурація АСОВІ є гнучкою і максимально спрощеною, що дозволяє проводити інжинеринг системи з мінімальними витратами часу. Система також має вбудовану підтримку скриптових мов програмування. Дана можливість дозволяє проводити будь-які математичні і логічні операції з тими, що поступають в систему даних, що дозволяє без зусиль розширити сервісні можливості системи.

Використовуваний ЛМІ людино-машинних інтерфейсів (ЛМІ) повинен забезпечувати певний рівень захисту щоб уникнути випадкового або навмисного виконання заборонених операцій.

Переважає більшість SCADA-пакетів є закритими, якщо мова йде про структуру даних, з якими вони працюють. Для того, щоб дістати доступ до даних в цих системах, необхідно скористатися спеціалізованими пакетами розробника, що часто неможливе.

Система повністю підтримує технологію OPC, всі збирані дані зберігаються в стандартних БД; осцилограми зберігаються в міжнародному форматі COMTRADE. Більш того, існує можливість експортувати дані в інших стандартних БД.

5.2 Визначення оптимального розподілу навантаження між блоками з врахуванням витрат на власні потреби

Знаючи склад агрегатів АЕС необхідно визначити основні техніко-економічні показники (ТЕП) блоків по точках витрати характеристики $B_i = f(P_i)$. До основних ТЕП, що визначаються з витратної характеристики (ВХ) відносяться:

$P_{\max} - P_{\min}$ - діапазон зміни навантаження блока;

$b_i = d B_i / d P_i$ - відносний приріст витрати палива в i -тій точці ВХ;

$\delta_i = B_i / P_i$ - питома витрата умовного палива в i -тій точці ВХ;

$\eta_i = P_i / 8,14 B_i$ - К.К.Д. у i -тій точці ВХ.

З застосуванням ЕОМ ця задача значно спрощується.

Необхідно побудувати витратну характеристику агрегатів.

Для забезпечення великого обсягу обчислювальної роботи необхідно користуватися ЕОМ. Потім у відповідному масштабі і при введених обмеженнях будуються відповідні характеристики, що знадобляться в подальших розрахунках для визначення оптимальної стратегії у виборі складу агрегатів і розподілу навантажень між блоками.

Необхідно побудувати витратну характеристику блоків j і k виду в залежності $b(P)$, $\delta(P)$, $\eta(P)$.

Для забезпечення великого об'єму обчислювальної роботи необхідно скористатися ПЕОМ. Потім у відповідному масштабі і при введених обмеженнях будуються характеристики $\sum_k B_j = f(\sum_1^j P_j)$, $\sum_k B_k = f(\sum_1^k P_k)$ і $b_j = f(\sum_1^j P_j)$, $b_j = f(\sum_1^k P_k)$, які будуть потрібні в подальших розрахунках для

визначення оптимальної стратегії у виборі складу агрегатів і розподілу навантажень між блоками. Пронумеруємо блоки - менші номери у блоків j -виду меншої потужності.

При наявності ВХ блоків і їх основних ТЕП необхідно побудувати сумарну витратну характеристику АЕС, яка б перекривала весь діапазон змін навантажень станції від мінімально можливої до встановленої потужності. Оскільки при наявності різнотипних блоків це багатоваріантна задача, у кожній точці ВХ необхідно вибирати варіант, при якому була би мінімальна витрата палива. З погляду системного аналізу дану задачу можна задати в такий спосіб:

$$\sum B = \sum_1^j B_j + \sum_1^k B_k \Rightarrow \min, \quad (5.1)$$

де J і k - кількість блоків різних видів.

Це Функція мети, що визначає стратегію вибору потрібного варіанта з великої кількості наявних.

а) Для обліку внутрішньостемних зв'язків вводяться рівняння зв'язку ВХ J і k видів блоків:

$$B_j = f(P_j), \quad B_k = f(P_k); \quad (5.2)$$

б) Обмеження в системі:

- робота блоків можлива починаючи з мінімальної потужності $P_{\min}$;

$-\sum P_j + \sum P_k = P_i$ – тобто потужність, яка видається станцією у кожній точці ВХ складається із сумарної потужності блоків. Це - балансове рівняння потужності.

в) Критерії оптимізації:

- для оптимального розподілу навантаження між агрегатами критерієм є рівність ОПРТ блоків:

$$b_i = b_k = l \text{ dem}; \quad (5.3)$$

- для оптимального вибору складу агрегатів:

$$b_n < b_m \quad (5.4)$$

де n і m - номери варіантів, перевага віддається варіанту з меншим b_i .

У реальних умовах АЕС існує більша кількість обмежень, однак, вони сюди не вводяться для спрощення задачі. Алгоритм (А) побудови витратної характеристики АЕС з декількома видами блоків має наступну послідовність:

А.1. Визначаємо масштаб по осях В і Р і будуємо осі в прямокутній системі координат.

А.2. По характеристиках відносних приростів $b = f(P)$ для J і k видів блоків визначаємо для якого з видів ОПРТ має менше значення. Як правило, це більш потужні блоки (k -вид). З урахуванням обмежень мінімальної потужності блоків будуємо сумарну ВХ j -блоків, потім $k-1$, $k-2 \dots 1$. Наприклад, якщо в нас є 3 блоки по 800 МВт і 5 по 300 МВт, то спочатку на координатну сітку наносимо в діапазоні 3 $P_{\min} - 2200$ МВт ЄС паралельно працюючих блоків 3х800, потім у діапазоні 2 $P_{\min} - 1600$ МВт ВХ 2х1600 і потім від $P_{\min} - 1300$ ВХ – 1300 МВт. При однакових ВХ блоків і рівномірному завантаженню зберігається рівність відносних приростів, що є критерієм оптимальності рівномірного розподілу навантаження між блоками.

А.3. На сумарній ВХ залишається незаповнений діапазон у початковій і кінцевій частині характеристики, маються провали й у середній частині, які необхідно заповнити за рахунок блоків меншої потужності. У кінцевій частині ВХ робимо таку ж побудову з врахуванням роботи блоків більш потужних на повне навантаження, тобто до ординати В додається $\Sigma B_{\max}$ від k -блоків, а до абсциси $P - \sum_{i=1}^k P_{k_{\text{вуст}}}$. У початковій частині будуємо ВХ j блоків по тому ж принципі, що й у підпункті алгоритму 2:

- j блоків – $P_{j \min} \div \Sigma P_{j \text{ вуст}} ;$
- $J-1$ – $P_{j-1 \min} \div \Sigma P_{j-1 \text{ вуст}} ;$
- -
- I блоку - $P_{\min} \div P_{\text{вуст}} .$

Для заповнення провалів у середній частині необхідно перебрати кілька варіантів сполучень блоків і вибрати з них оптимальний.

А.4. Для точок накладення ВХ від різних варіантів (назвемо їх контрольними) необхідно перевірити хід ВХ за критерієм оптимального вибору складу устаткування. Повинен проходити варіант із меншим відносним приростом b .

А.5. Уточнюємо ЄС АЕС, тобто відкидаємо непотрібні варіанти і виділяємо оптимальні. Наводимо суцільною лінією уточнену ВХ. Вертикальними лініями відокремлюємо зони з різним складом блоків.

А.6. Складаємо математичну модель ВХ АЕС за графіком, який побудований вище, у виді полінома:

$$B=B_0+b_1 (P_{\Sigma} - P_{\min}) + b_2 (P_{\Sigma} - P_{\min})^2; \quad (5.5)$$

де B_0 - витрата палива на початку діапазону при навантаженні $P_{\min}$ – технічного мінімуму j -блоку; b_1, b_2 - коефіцієнти при лінійному і квадратичному члені полінома.

Визначення b_1 за графіком – згладжуємо характеристику, і потім проводимо дотичну з точки початку ВХ ($P_{\min}, B_0$) до перетину з ординатою $P_{\Sigma \max}$. Визначаємо B_m , звідси:

$$b_1 = \frac{B_m - B_0}{P_{\Sigma \max} - P_{\min}}; \quad (5.6)$$

b_2 визначаємо по наступному виразу:

$$b_2 = \frac{B - B_0 - b_1(P_{\Sigma \max} - P_{\min})}{(P_{\Sigma \max} - P_{\min})^2}; \quad (5.7)$$

За графіком навантаження у відсотках будуємо графік навантаження АЕС в іменованих одиницях.

Таблиця 5.1 - Побудова витратної характеристики двох блоків 440 МВт, що працюють паралельно

Р наван- ня сум	Р наван 1блок	Р наван 2блок	Послідовне зав-ння блоків	Р наван 1блок	Р наван 2блок	Зав-ння за принципом рівних при- ростів
500,00	250	250	150,000	250	250	150,000
527,14	277,14	250	157,116	263,57	263,57	157,087
554,29	304,29	250	164,350	277,14	277,14	164,232
581,43	331,43	250	171,702	290,71	290,71	171,437
608,57	358,57	250	179,172	304,29	304,29	178,700
635,71	385,71	250	186,759	317,86	317,86	186,022
662,86	412,86	250	194,465	331,43	331,43	193,404
690,00	440,00	250	202,288	345,00	345,00	200,844
717,14	440,00	277,14	209,404	358,57	358,57	208,343
744,29	440,00	304,29	216,638	372,14	372,14	215,901
771,43	440,00	331,43	223,990	385,71	385,71	223,518
798,57	440,00	358,57	231,460	399,29	399,29	231,194
825,71	440,00	385,71	239,047	412,86	412,86	238,929
852,86	440,00	412,86	246,753	426,43	426,43	246,723
880,00	440,00	440,00	254,576	440,00	440,00	254,576

Розподілення навантаження між однаковими блоками

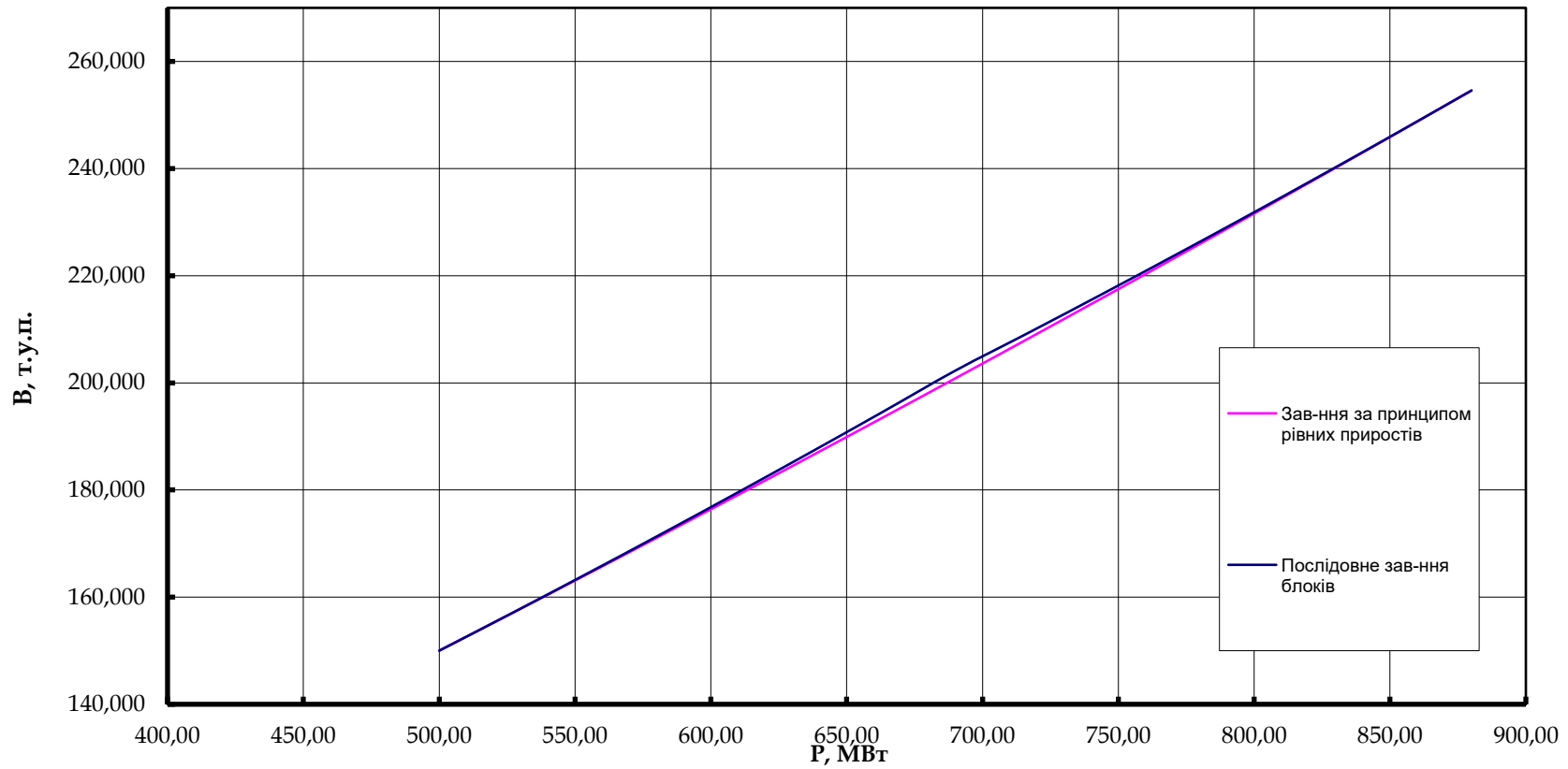


Рисунок 5.3 Розподілення навантаження між однаковими блоками

Таблиця 5.2 – Побудова витратної характеристики станції потужність
2200 МВт

Р _{нав}	ТГ-440	2*ТГ-440	3*ТГ-440	4*ТГ-440	5*ТГ-440	Оптимальна витратна характеристика
250	75,00					75,00
275	81,59					81,59
300	88,38					88,38
325	95,34					95,34
350	102,50					102,50
375	109,84					109,84
400	117,38					117,38
425	125,09					125,00
450	130,00					130,00
475	140,00					140,00
500	155,00	150,00				150,00
525	158,00	156,55				156,55
550		163,19				163,19
575		169,92				169,92
600		176,75				176,75
625		183,67				183,67
650		190,69				190,69
675		197,80				197,80
700		205,00				205,00
725		212,30				212,30
750		219,69	225,00			219,69
775		227,17	231,53			227,17
800		234,75	238,13			234,75
825		242,42	244,78			242,42
850		250,19	251,50			250,19
875		258,05	258,28			258,05
900			265,13			265,13
925			272,03			272,03
950			279,00			279,00
975			286,03			286,03
1000			293,13	300,00		293,13
1025			300,28	306,52		300,28
1050			307,50	313,09		307,50
1075			314,78	319,71		314,78
1100			322,13	326,38		322,13
1125			329,53	333,09		329,53
1150			337,00	339,84		337,00
1175			344,53	346,65		344,53
1200			352,13	353,50		352,13
1225			359,78	360,40		359,78
1250			367,50	367,34	375,00	367,34
1275			375,28	374,34	381,52	374,34

Продовження таблиці 5.2

Р _{нав}	ТГ-440	2*ТГ-440	3*ТГ-440	4*ТГ-440	5*ТГ-440	Оптимальна витратна характеристика
1300			383,13	381,38	388,08	381,38
1325				388,46	394,67	388,46
1350				395,59	401,30	395,59
1375				402,77	407,97	402,77
1400				410,00	414,68	410,00
1425				417,27	421,42	417,27
1450				424,59	428,20	424,59
1475				431,96	435,02	431,96
1500				439,38	441,88	439,38
1525				446,84	448,77	446,84
1550				454,34	455,70	454,34
1575				461,90	462,67	461,90
1600				469,50	469,68	469,50
1625				477,15	476,72	476,72
1650				484,84	483,80	483,80
1675				492,59	490,92	490,92
1700				500,38	498,08	498,08
1725				508,21	505,27	505,27
1750				516,09	512,50	512,50
1775,00					519,77	519,77
1800,00					527,08	527,08
1825,00					534,42	534,42
1850,00					541,80	541,80
1875,00					549,22	549,22
1900,00					556,68	556,68
1925,00					564,17	564,17
1950,00					571,70	571,70
1975,00					579,27	579,27
2000,00					586,88	586,88
2025,00					594,52	594,52
2050,00					602,20	602,20
2075,00					609,92	609,92
2100,00					617,68	617,68
2125,00					625,47	625,47
2150,00					633,30	633,30
2175,00					641,17	641,17
2200,00					649,08	649,08

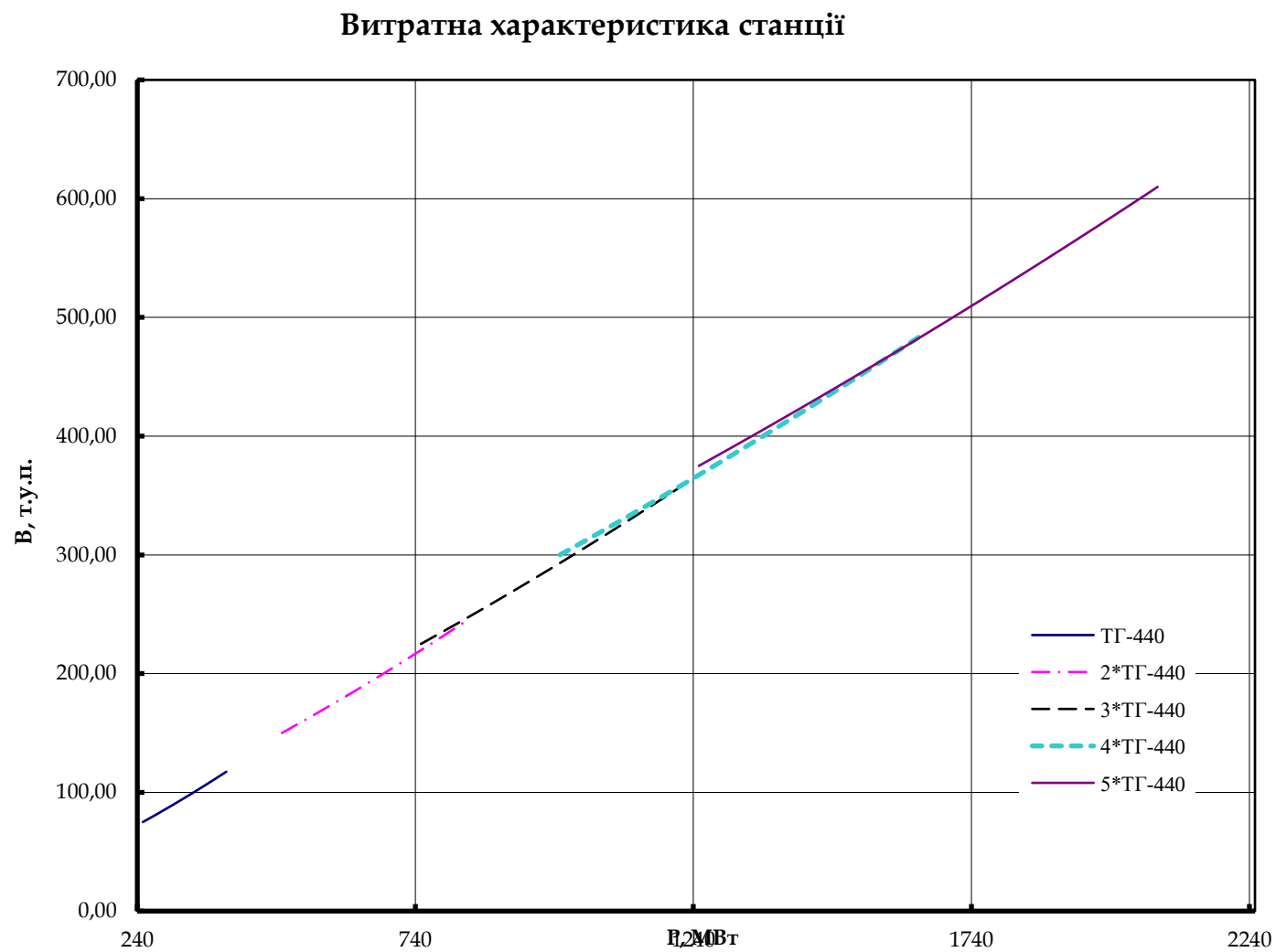


Рисунок 5.4 Витратна характеристика станції

5.3 Розрахунок техніко-економічних показників від впровадження АСУ на базі SCADA-систем

ТЕП - це показники, що характеризують економічність роботи обладнання. Всі показники можна розбити на наступні основні групи:

- Фактичні - показники фактичної економічності, що характеризують роботу устаткування за певний минулий проміжок часу (звітний період).
- Номінальні - показники, що відображають економічність устаткування, реально досягну при зовнішніх умовах, стан і рівень експлуатації обладнання, що відповідають вимогам діючих правил технічної експлуатації електричних станцій.
- Нормативні - показники гранично допустимої технічно обгрунтованої економічності при фактичних значеннях зовнішніх умов у звітному періоді.
- Прогнозні - показники економічності, що характеризують роботу устаткування при прогнозних навантаженнях і прогнозних зовнішніх умовах

РЕЗУЛЬТАТИ

Впровадження АСУ ТП забезпечило збільшення надійності і економічності роботи турбоагрегата за рахунок:

- Реалізації більш складних алгоритмів контролю та управління;
- Забезпечення персоналу більш повної, достовірної та своєчасної інформації про роботу генераторів;
- Поліпшення діагностики обладнання і протікання технологічних процесів.

Крім того, досягнуто наступні цілі:

- Різке зменшення кількості експлуатується приладового обладнання;
- Різке зменшення площі, займаної обладнанням АСУ ТП в щитової, в порівнянні з традиційними засобами автоматики;
- Забезпечення можливості створення інтегрованої інформаційно-керуючої системи АЕС в цілому (при подальшому розвитку).

Функції системи: · контроль і сигналізація параметрів, цифрове регулювання, технологічні захисту і блокування, температурний режим, представлення інформації, протоколювання процесу: протоколи подій, режимні листи, протоколи перед - і післяаварійного станів, виконання техніко-економічних розрахунків, архівування трендів, друкованих документів, протоколів, тестування і самодіагностика програмно-технічного комплексу АСК ТП, · переналадження системи (реконфігурація програмного забезпечення) · детальна екранна допомога, · корекція часу.

АСК ТП АЕС на базі SCADA TRACE MODE має повне резервування програмного й апаратного рівнів, що збільшує надійність роботи системи в аварійних ситуаціях. Для передачі даних в АСК ТП застосовані оптоволоконні канали зв'язку між контролерами і серверами збору даних. За рахунок цього збільшується швидкість обміну між пристроями і надійність роботи. У даній системі цикл опитування всіх контролерів становить 20 мс. Максимальний цикл опитування з розрахунку має становити 65 мс. За рахунок кільцевого резервуються з'єднання контролерів при пориві однієї ділянки оптичного зв'язку зберігається обмін з усіма контролерами.

Вибір і обґрунтування аналогу

В якості аналога автоматизованої системи управління станції виберемо комплекс SCADA TRACE MODE, який реалізує наступні основні функції:

- Реєстрацію і відображення значень контрольованих параметрів (температи повітря, температури води в контурах, положення регулюючих клапанів та ін);

- Створення архівів вимірюваних параметрів;

- Безперервний контроль діючого обладнання;

- Оперативне дистанційне перемикання на резервне або автономне енергопостачання при відключенні або виходу з ладу основного обладнання;

- Постійний облік витрат теплоносіїв та електроенергії;

- Своєчасне виявлення збоїв і передаварійних та аварійних ситуацій в роботі діючого обладнання;

- Точність підтримки температури $\pm 1^{\circ}\text{C}$;

Більш детальний аналіз даної розробки показує, що даний інформаційний комплекс орієнтований для створення АСУ ТП станції, що займають велику площу і включають велику кількість приміщень. Вона вимагає менших матеріальних витрат, займає меншу площу, але при цьому має високі показники надійності і якості.

Розрахунок інтегрального показника якості

Кожна з технологій, що забезпечує рішення поставленого завдання володіє сильними і слабкими сторонами. Тому необхідний комплексний критерій, здатний оцінити позитивні і негативні складові кожної з технологій. У якості такого критерію може виступати інтегральний показник якості.

Відносний критерій якості дорівнює відношенню двох абсолютних інтегральних критеріїв. Відносний критерій якості $\frac{7.85}{5.9} = 1.33 > 1$ більше одиниці, а отже, впровадження системи SCADA TRACE MODE є доцільно.

Таблиця 5.3 - Інтегральний показник якості

№	Критерій якості	БАГА, q	SCADA TRACE MODE			Аналог		
			x	k _x	q*k _x	x	k _x	q*k _x
1	Надійність	0.3	ч	9	2.7		7	2.1
2	Економічність	0.3	Вт	9	2.7		5	1.5
3	Точність дотримання параметрів в 1-му контурі	0.15	$\pm 1^{\circ}\text{C}$	6	0.9	$\pm 1^{\circ}\text{C}$	7	1.05
4	Точність дотримання необхідних параметрів в 2-му контурі	0.15	$\pm 1\%$	7	1.05	$\pm 3\%$	5	0.75
5	Багатрфункціональність	0.1	шт	5	0.5		5	0.5
	Сумма	1			7.85			5.9

6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

6.1 Задачі розділу

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

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5хВВЕР–440) з аналізом елегазового комутаційного обладнання» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час

проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на АЕС:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт із елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ за міждержавним ГОСТ12.0.003-74.
- розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт із вимикачами на ВРП-110 кВ. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРП-110 кВ.

6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача

Досліджуючи питання конструкційних особливостей АЕС згідно теми магістерської роботи на основі попередньо викладеного матеріалу на персонал що виконує обслуговування елегазового комутаційного обладнання за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

Оскільки робота на ВРП-110 кВ по обслуговуванню та монтажу елегазових вимикачів передбачає перебування на відкритому середовищі, тому можна виділити наступні фактори:

- підвищена температура повітря робочої зони (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена та знижена вологість повітря (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- різні метеорологічні умови (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони.

6.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";

- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ.
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008.

Розглянемо організаційні та технічні заходи при монтажі елегазового вимикача на ВРП-110 кВ. Так як монтаж комутаційної апаратури проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердити перелік робіт, які виконуються за нарядом;
- призначити відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт згідно наряду;
- працівники повинні пройти усі інструктажі з охорони праці;
- персонал повинен мати допуск до роботи;
- повинен здійснюватися нагляд відповідальної особи під час виконання робіт.

Для підготовки робочого місця до роботи (встановлення вимикача на ВРП-110 кВ), слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

Оскільки роботи з монтажем елегазового вимикача на ВРП-110 кВ здійснюються на висоті більше 1,3 м від поверхні землі, тому для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно:

- забезпечити працівників, міцними і стійкими огороженнями, ріштуваннями, драбинами, тощо.
- забезпечити працівників необхідними засобами захисту, працівник повинен мати згідно ГОСТ 12.4.107—82 запобіжні канати, ДСТУ 4304:2004 запобіжний монтерський пояс, захисну монтерську каску, інструмент для перевірки напруги на струмоведучих частинах.
- застосовувати технічно справні машини, механізми і пристрої, укомплектовані необхідною технічною документацією;
- забезпечити необхідну освітленість на робочих місцях та безпечні проходи до них;
- урахувати метеорологічні умови, а також стан здоров'я працівників, які виконують роботи на висоті.

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

6.4 Метеорологічні умови

Відповідно до пункту 1.26 СНіП III-4-80* граничні величини температури повітря і швидкості вітру, за яких необхідно припинити виконання робіт на відкритому просторі, визначають місцеві органи влади. А підпунктом 4.5.11 Гігієнічної класифікації праці передбачено, що інформацію про погодні умови слід отримувати від територіальної метеослужби. Згідно з пунктом 1.16 Правил № 62 невідкладні роботи на висоті при більш складних погодних умовах (інших температурах) виконуються за рішенням роботодавця, при цьому в проекті виконання робіт необхідно передбачити додаткові заходи безпеки, що відповідають цим умовам. Експертизи, пов'язані з безпекою праці: які бувають та коли проводять. Своїми знаннями ділиться експерт Відповідальність за своєчасне оповіщення про різке погіршення погодних умов (ураганний вітер, сильні опади тощо) всіх своїх підрозділів та субпідрядних організацій, які виконують роботи на виробничому об'єкті, покладається на керівника генпідрядної будівельної організації (п. 1.17 СНіП III-4-80*).

Несприятливими погодними умовами при мінусових температурах повітря вважаються:

Такі співвідношення середньої щодобової температури повітря (t) і швидкості вітру (v) пункт 3.17 СНіП II-89-80:

$t \leq -36\text{ }^{\circ}\text{C}$, за будь-якого значення v ;

$t = -35 \dots -26\text{ }^{\circ}\text{C}$ при $v \geq 1,5\text{ м/с}$;

$t = -25 \dots -16\text{ }^{\circ}\text{C}$ при $v \geq 2,5\text{ м/с}$;

$t = -15 \dots -10\text{ }^{\circ}\text{C}$ при $v \geq 3,5\text{ м/с}$.

За несприятливих погодних умов, а саме при ожеледиці, дощу, снігопаді, грозі або тумані, які ускладнюють видимість у межах фронту робіт, не допускаються роботи на висоті, експлуатація вантажопідіймальних механізмів.

Таблиця 6.1 - Види робіт, виконання яких не допускається у зв'язку з перевищенням допустимого параметру вітрового навантаження

№ з/п	Найменування робіт	Допустимий параметр вітрового навантаження, м/с	Нормативне посилання
1	Монтажні, мулярні, покрівельні роботи на висоті; монтаж, демонтаж або переміщення бурових вишок (копрів)	15 (сила вітру в 7 балів)	п. 17.2 СНіП III-4-80*
2	Робота вантажопідіймального крану, будівельного підйомника, бетонасосу. Роботи на антенно-щоглових спорудах	12	пп. 4.13.14, 3.3.106 Правил ЖКГ; пп. 6.5.126 СНіП III-4-80*
3	Верхолазні роботи та роботи з використанням риштувань; зварювальні роботи; електромонтажні роботи; монтаж елементів опалубки або інших подібних конструкцій з великою парусністю на висоті	10	пп. 5.1.34, 6.5.17, 6.6.13, 6.7.30, 6.11.3, 6.19.118, п. 10.8, 15.5 Правил ЖКГ п. 4.16, 12.13, пп. 7.3.10 СНіП III-4-80* пп. 5.4.13 Правил № 269

6.5 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Розглядаючи ВРП-110 кВ як робочий майданчик, можна зробити висновок що найбільш вірогідними забруднювачами робочої зони будуть наступні речовини.

Таблиця 6.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³	
	Максимально разова	Середньодобова
Пил нетоксичний	0,5	0,15
Кіптява(сажа)	0,15	0,05
Чадний газ	3,0	1,0

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати контроль наявності даних речовин у повітрі.

6.6 Розрахунок захисного заземлення

Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються високовольтні вимикачі розташовані на території ВРП. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м};$
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м};$
- число вертикальних заземлювачів: $n_\epsilon = 20 \text{ шт};$
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_\epsilon = 5 \text{ м}.$

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

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_\epsilon = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_\epsilon = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою :

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (6.1)$$

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

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

L_z, L_ϵ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_\epsilon + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_\epsilon + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (6.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_\epsilon + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_\epsilon + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (6.3)$$

$$\frac{l_\epsilon + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h-t}{l_6} = \frac{2-0,5}{5} = 0,3. L_2 + L_6, = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$. $\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

$$R_{ш} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{з, доп} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{ш} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{ш} \cdot R_{n1} + R_{ш} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

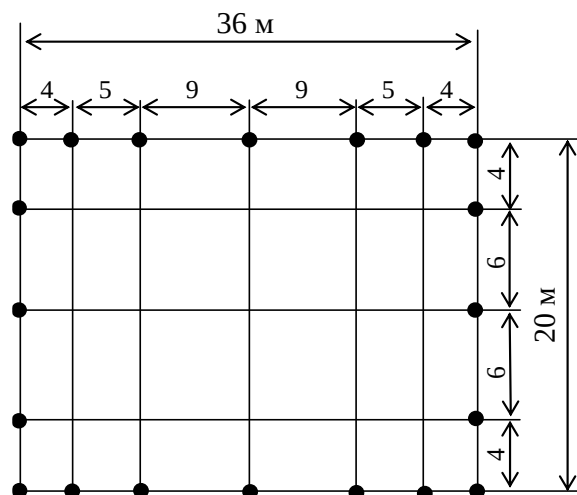


Рисунок 6.1 – План заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_3 = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{з допустиме} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРП 110 кВ.

6.7 Пожежна безпека

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів

з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

Основним етапом із забезпечення пожежної безпеки на АЕС є підготовка персоналу:

Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік проходить спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах.

Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

На ГЕС регулярно проводяться протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території ВРП встановлено пожежні щити. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломы – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії.

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$. і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60 \text{ м}$;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (6.4)$$

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}. \quad (6.5)$$

- b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (6.6)$$

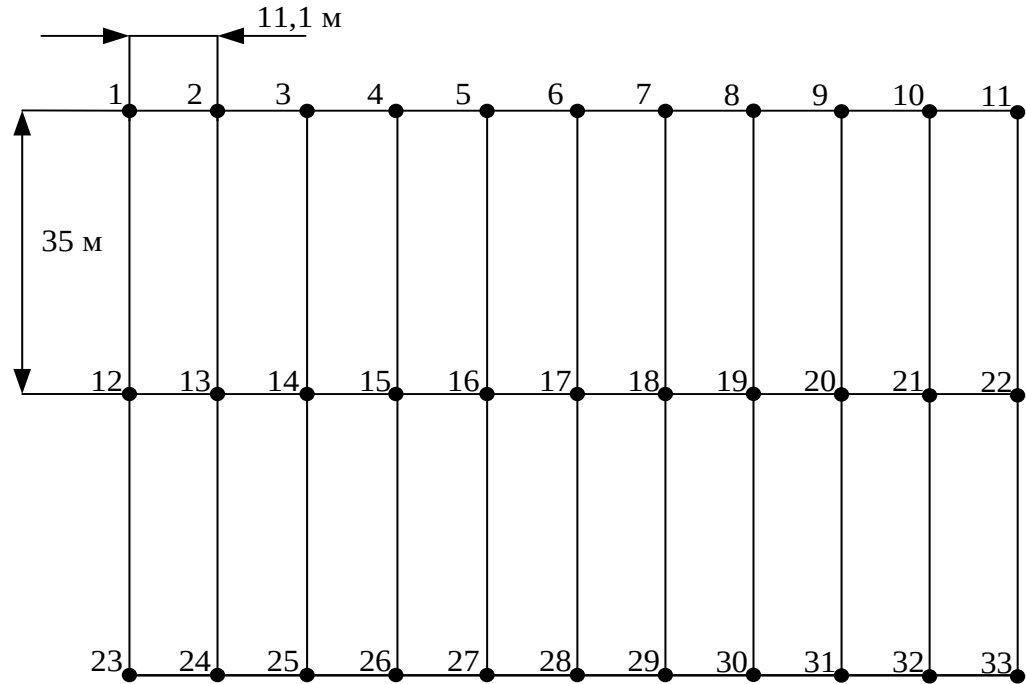


Рисунок 6.2 – План встановлення блискавководів на ВРП 110 кВ

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 13 \text{ (м)}; \quad h = 21 \text{ (м)}; \quad L_1 = 35 \text{ (м)}; \quad L_2 = 11,1 \text{ (м)}; \quad L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м)}.$$

Таблиця 6.3 – Розрахунки отриманих величин

	L_1 , м	L_2 , м	L_3 , м
r_x , м	7,125	7,125	7,125
h_0 , м	18,614	20,76	18,379
b_x , м	7	13,35	6,387

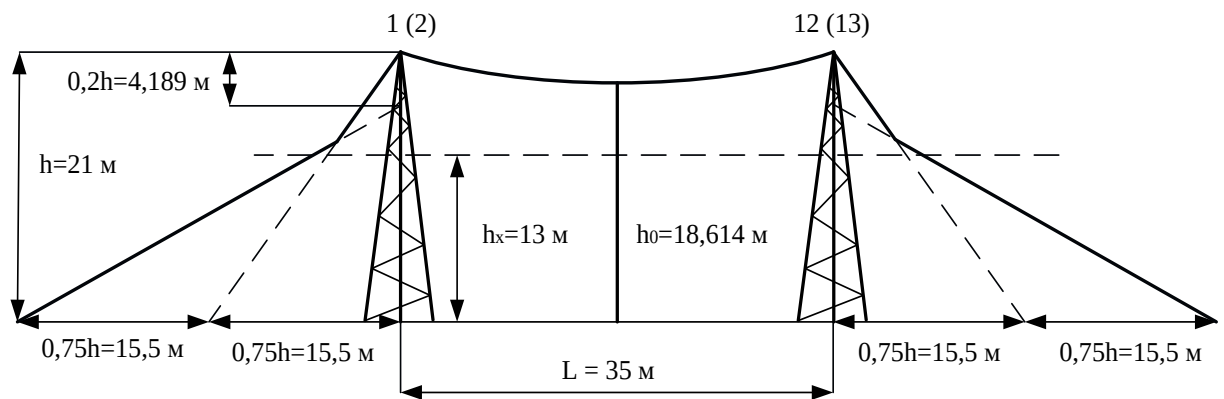


Рисунок 6.3 – Зони захисту блискавквідводами, вид збоку

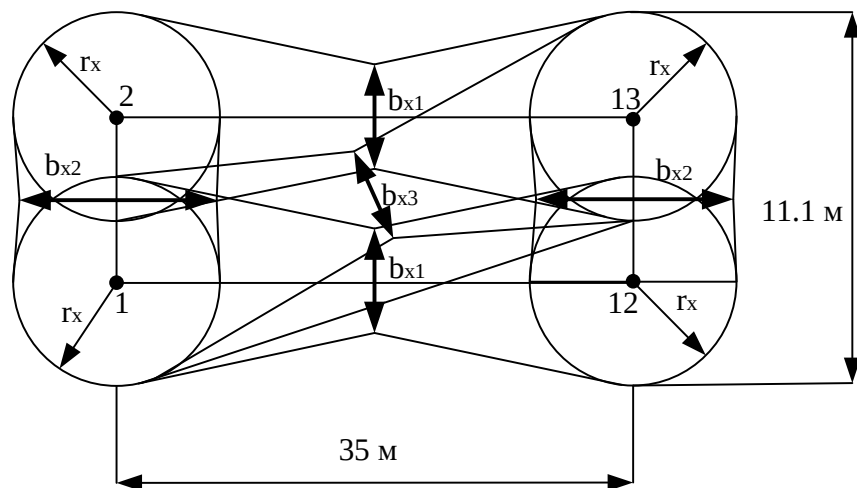


Рисунок 6.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавквідводами, вид зверху

7 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

7.1 Визначення кошторисної вартості 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. 7.1. 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. 7.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до ЕС порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних ЕС.

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

Таблиця 7.1 - Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

	Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах затрат, тис. грн.						Загальна вартість, тис.грн.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	1,8%	50%	31680	2%	1267,2	48%	30412,8	63360
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1600-1750	70,0%	2464000	29,5%	1038400	0,5%	17600	3520000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	1,0%	80%	28160	20%	7040			35200
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	37171,2	12%	5068,8			42240
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0%	93%	98208	7%	7392			105600
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8%	90%	88704	10%	9856			98560
7	Упорядкування території	0,3%	100%	10560					10560
8	Тимчасові будівлі та споруди	4,0%	80%	112640	10%	14080	10%	14080	140800
9	Інші роботи та затрати	4,0%					100%	140800	9360
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	5280	624
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5%					100%	17600	936
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	228800	15600
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1,0%					100%	35200	3120
	Всього по розділах 1-13			2871123,2		1083104		489772,8	4444000
	В т.ч. поворотні суми			143556,16					11368.5
	-5% від КБМР			2727567,04		1083104		489772,8	4300443,84

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

$$K_{num} = \frac{K_{\Sigma}^{KEC}}{N_{вст.}}, \quad (7.1)$$
$$K_{num} = \frac{4300443,84}{2200} = 1954,75 (\text{грн} / \text{кВт}),$$

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

7.2 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.

7.3 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 «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 вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл.1) по слідуючих формулах:

$$OF_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}), \quad (7.2)$$

$$OF_1 = 0,6 \times (2727567,04 - 98208) = 1577615,42 \text{ (тис.грн.)},$$

$$OF_2 = K_5 = 105600 \text{ (тис.грн.)},$$

$$OF_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл.5}) + K_{інш.}, \quad (7.3)$$

$$ОФ_3 = 1051743,62 + (1083104 - 7392) + 489772,8 = 2617228,42 \text{ (тис.грн.)},$$

де $K_{БМР}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл. 9.1; K_5 - капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ - вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ - капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань виконаємо у табличній формі (табл. 7.2).

Таблиця 7.2 - Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ тис.грн.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань тис. грн.
Ф1	1577615,42	7	110433,08
Ф2	105600	28	29568
Ф3	2617228,42	20	523445,69
Разом	4300443,84		663446,77

7.4 Визначення 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.

За заданими значеннями потужностей блоків визначаємо штатний коефіцієнт. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum \kappa_{шт.і} \cdot N_{вст.і} = 1430, \quad (7.4)$$

де $\kappa_{шт.i}$ - штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

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

Штатний коефіцієнт для блоків 440 МВт приймаємо рівним 0,65.

Загальна кількість персоналу ділиться по категоріям у відповідності з рекомендаціями, приведеними у таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 - Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ЕС

Категорія працівників	Чисельність працівників	
	У % від загальної кількості	Кількість, чол.
Робітники	80	1144
ІТР	16	229
Службовці	3,5	50
МОП	0,5	7

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 - Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	АЕС
	Заробітна плата, тис.грн
Робітники	15
Службовці	20
ІТР	22
МОП	12

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

$$S_{зн} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (7.5)$$

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

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 7.5.

Таблиця 7.5. Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, тис. грн.
робітники	1144	205920
ІТР	229	60456
службовці	50	12000
МОП	7	1008

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці по формулі:

$$B_{зп} = (1,57 \times (S_{зп\text{ роб.}} + S_{зп\text{ МОП}}) + 1,80 \times (S_{зп\text{ ІТР}} + S_{зп\text{ сл.}})) \times K_k \times K_b, \quad (7.6)$$

$$B_{зп} = (1,57 \times (205920 + 1008) + 1,8 \times (60456 + 12000)) \times 0,7 \times 1,375 = 438224,094 \text{ (тис. грн.)},$$

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).

7.5 Витрати на паливо

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

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

$$C_{св} = C_{поч} + C_{зб} + C_{виг} + C_{тсв} + C_{вит} = 2375 \text{ (тис. грн./кг)},$$

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

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

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

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

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

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по наступному виразу:

$$B_{\Pi} = \frac{100 \cdot C_{св} \cdot E_{вир}}{24 \cdot B_{яг} \cdot \eta_{АЕС}^H}, \quad (7.7)$$

$$B_{\Pi} = \frac{100 \cdot 2375000 \cdot 15285293,18}{24 \cdot 26000 \cdot 0,65} = 8950338092,33 \text{ (грн)},$$

де $E_{вир}$ - кількість виробленої за рік електроенергії; $B_{яг}$ - середня глибина вигорання ядерного палива в стаціонарному режимі, МВт×доба/т.

Таблиця 7.6 - Середня глибина вигорання ядерного палива для реакторів різного типу

показник	Потужність		
	ВВЕР		РБМК
	440	1000	1000
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі, МВт×доба/т	26000	18100	18000

7.6 Інші затрати

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

$$B_{ін} = \frac{B_a + B_{зп} \cdot I_n}{100}, \quad (7.8)$$

$$B_{in} = \frac{(663446,770 + 438224,094) \cdot 10}{100} = 110167,0864 \text{ (тис.грн)},$$

де I_n – відсоток інших витрат, що визначається по графіку та рівний 10% для потужності заданої станції.

7.7 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.

$$C = B / E_{відп}, \quad (7.9)$$

$$E_{відп} = E_{вир}(1 - a_{вл}), \quad (7.10)$$

$$E_{відп} = 15285293,18 \cdot (1 - 0,05) = 14521028,52 \text{ (МВт)},$$

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

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{110162,177}{14521028,520} = 6,99 \text{ (грн / кВт·год)},$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$B = B_a + B_{зн} + B_{in} + B_n. \quad (7.11)$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 7.7.

Таблиця 7.7 - Результати розрахунків собівартості електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис. грн.	Собівартість енергії	
		грн/кВт год	%
Амортизація	663446,700	0,45	6,53
Заробітна плата	438224,094	0,3	4,31
Паливо	8950338,09	6,18	89,15
Інші витрати	110167,0864	0,06	0,01
Разом	10162176,97	6,99	100

7.8 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 7.8.

Таблиця 7.8 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	2200
Річний виробіток електроенергії	кВт год	15285293180
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,95
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	4300,44384
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	1954,75
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі	МВт×доба/т	26000
Собівартість відпущеної енергії	грн/кВт.год	6,99

В результаті проведення розрахунків отримані техніко-економічні показники АЕС потужністю 2200 МВт. Собівартість відпущеної електроенергії являється завищеною для даного типу станцій. Спорудження такої станції є доцільним.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі було розроблено проєкт атомної електростанції (АЕС) із встановленою потужністю 2200 МВт, що є складовою частиною стратегічного плану розвитку енергетики України.

Основні аспекти проєкту:

1. Структура станції:

- Для проєкту обрано п'ять реакторних установок типу ВВЕР-440 та десять турбогенераторів ТВВ-220 2ЕУЗ (номінальна потужність кожного — 220 МВт).

- Структурна схема станції була обрана на основі техніко-економічного порівняння двох варіантів, з прийняттям схеми "4/3" для ВРУ 330 кВ.

2. Електрична частина:

- Для видачі потужності з боку 330 кВ встановлено п'ять трансформаторів типу ТНЦ-630000/330.

- Для міжрівневих зв'язків використано шість однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-133000/750/220.

- Живлення власних потреб здійснюється через трансформатори типу ТРДНС-25000/35 та резервний ТРДНС-32000/220, підключений до РУ середньої напруги.

- Видача електроенергії в систему забезпечується сімома повітряними лініями електропередачі (ПЛЕП) напругою 330 кВ, а для місцевих споживачів — чотирма лініями на 220 кВ.

3. Розрахунки:

- Проведено розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) з використанням методів еквівалентних ЕРС і типових кривих.

- Виконано вибір струмоведучих частин, комутаційної апаратури, вимірювальних приладів, розрядників, високочастотних загороджувачів, шунтуючих реакторів та акумуляторних батарей.

- Розраховано блискавкозахист і заземлювальний пристрій ВРУ 330 кВ.

4. Релейний захист:

- Обрано та розраховано параметри захисту обладнання блоку "Генератор–Трансформатор".

- Визначено уставки спрацювання релейного захисту для забезпечення надійної експлуатації.

5. Автоматизована система керування (АСК):

- Проведено оптимізацію розподілу навантаження між блоками станції.

- Використання сучасних засобів обробки інформації забезпечує швидке і точне виконання розрахунків, що сприяє економії енергоресурсів.

6. Економічна ефективність:

- Розраховано техніко-економічні показники АЕС, зокрема собівартість виробленої електроенергії, яка склала 25 коп/кВт·год.

- Визначено кошторисну вартість проєктованої станції, яка підтверджує економічну доцільність будівництва.

Проєктована АЕС є технологічно ефективною. Вона забезпечує стабільне і надійне виробництво електроенергії, що відповідає сучасним вимогам енергетичної стратегії України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
3. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
4. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
5. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
6. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
7. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.
8. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

9. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
10. Бардик Є.І., Лукаш Н.П. Електрична частина електростанцій і підстанцій: навчальний посібник. К. НТУУ «КПІ» 2011 р. 220с.
11. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папайка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
12. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
13. Аввакумов В. Г. Перехідні процеси в системах електропостачання: елементи теорії, програми, ілюстрації : навчальний посібник / В. Г. Аввакумов, Л. Б. Терешкевич. Вінниця : ВНТУ, 2008. 241 с.
14. Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
15. Друга редакція додатку до кодексу системи передачі «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» НЕК «Укренерго».
16. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.
17. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків : ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
18. Кутін В.М., Рубаненко О.Є., Лагутін В.М. «Релейний захист електричних станцій» - Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.

19. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.
20. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
21. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт з реакторами ВВЕР-440

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Малогулко Ю. В., доцент кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____ Гнатюк М.С.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)
" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 2200 МВТ З РЕАКТОРАМИ ВВЕР–440
08-21.МКР.019.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

(підпис) Малогулко Ю. В.

Магістр групи 2ЕС-23м

(підпис) Гнатюк М. С.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків атомних електростанцій України скоро досягнуть свого кінцевого терміну експлуатації. стратегія розвитку електроенергетики у більшості країн світу пов'язана із розвитком атомної енергетики. Передбачається будівництво АЕС з реакторами другого та третього покоління. Цим і пояснюється актуальність даної теми;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) спроектувати електричну частину АЕС з реакторами типу ВВЕР-440, вибрати обладнання та розрахувати режими роботи електростанції. Дослідити необхідність та ефективність використання елегазового комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження АЕС у центральному регіоні України.

Електротехнічне обладнання, що має бути встановленим на АЕС, в основному українського виробництва («Південномаш», «Рівненський завод високовольтної апаратури», «РЕЛСіС» і інші підприємства) та зарубіжні ведучі компанії по виробництву електротехнічного обладнання, сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Вступ. Аналіз літературних джерел з теми проектування атомних електричних станцій.	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Виконання електротехнічної частини, вибір головної схеми електричних з'єднань, вибір електричних схем станції, вибір обладнання	27.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Розрахунок економічної ефективності вирівнювання графіка навантаження ТЕС, релейний захист і автоматика	11.10.24	28.10.24	розділ 3, 4 ПЗ
5	Автоматизована система управління АЕС.	29.10.24	05.11.24	розділ 5 ПЗ
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Економічна частина, оформлення пояснювальної записки.	06.11.24	12.11.24	розділ 6, 7 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини АЕС потужністю 2200 МВт з застосуванням реакторів типу ВВЕР-440 з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 2200 МВт З РЕАКТОРАМИ ВВЕР–440

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

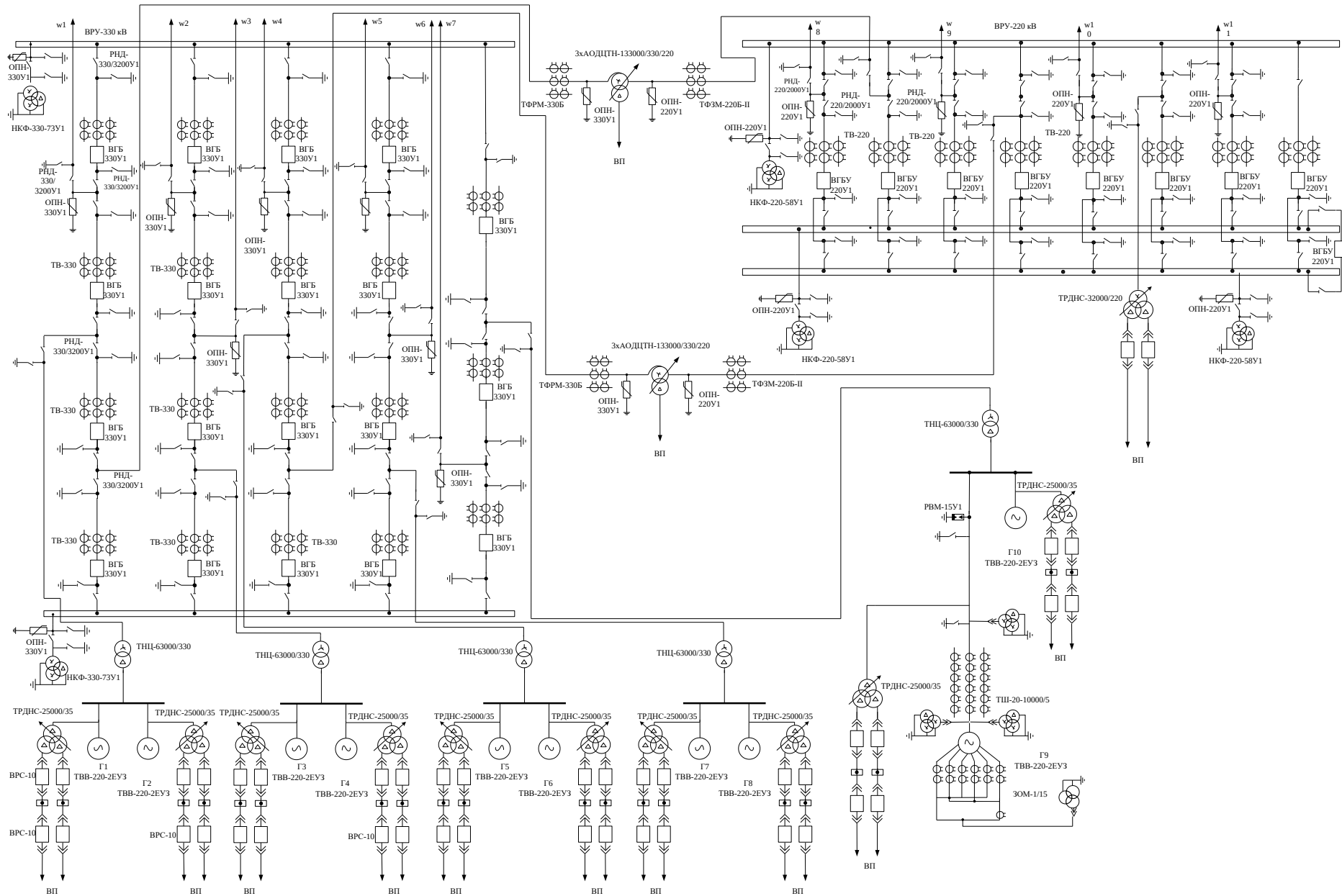
«Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт з реакторами ВВЕР–440»

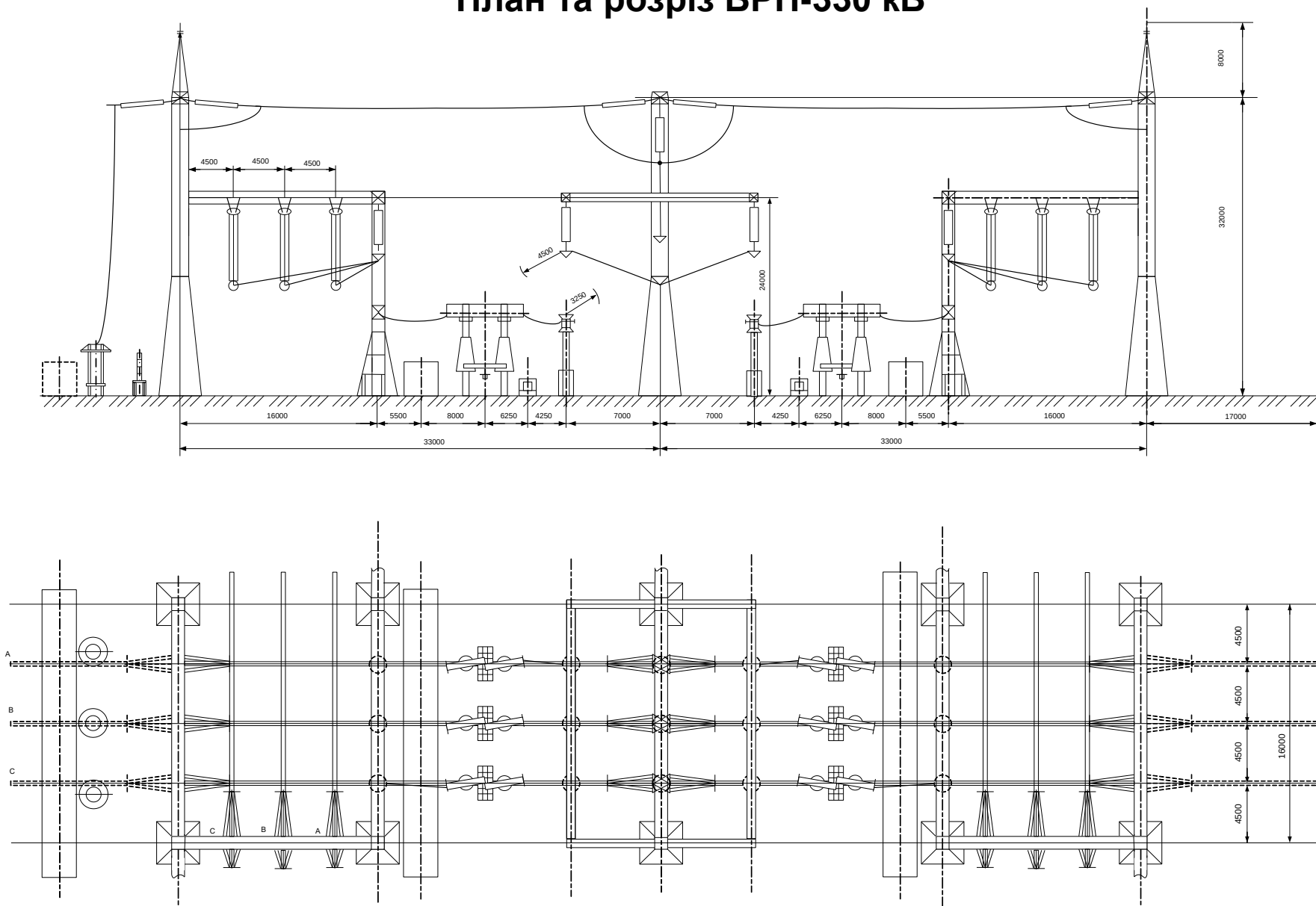
Виконав: ст. гр. 2ЕС-23м Гнатюк М.С.
Керівник: к.т.н., доц. Малогулко Ю.В.

Вінниця 2024

Головна схема електричних з'єднань станції

1





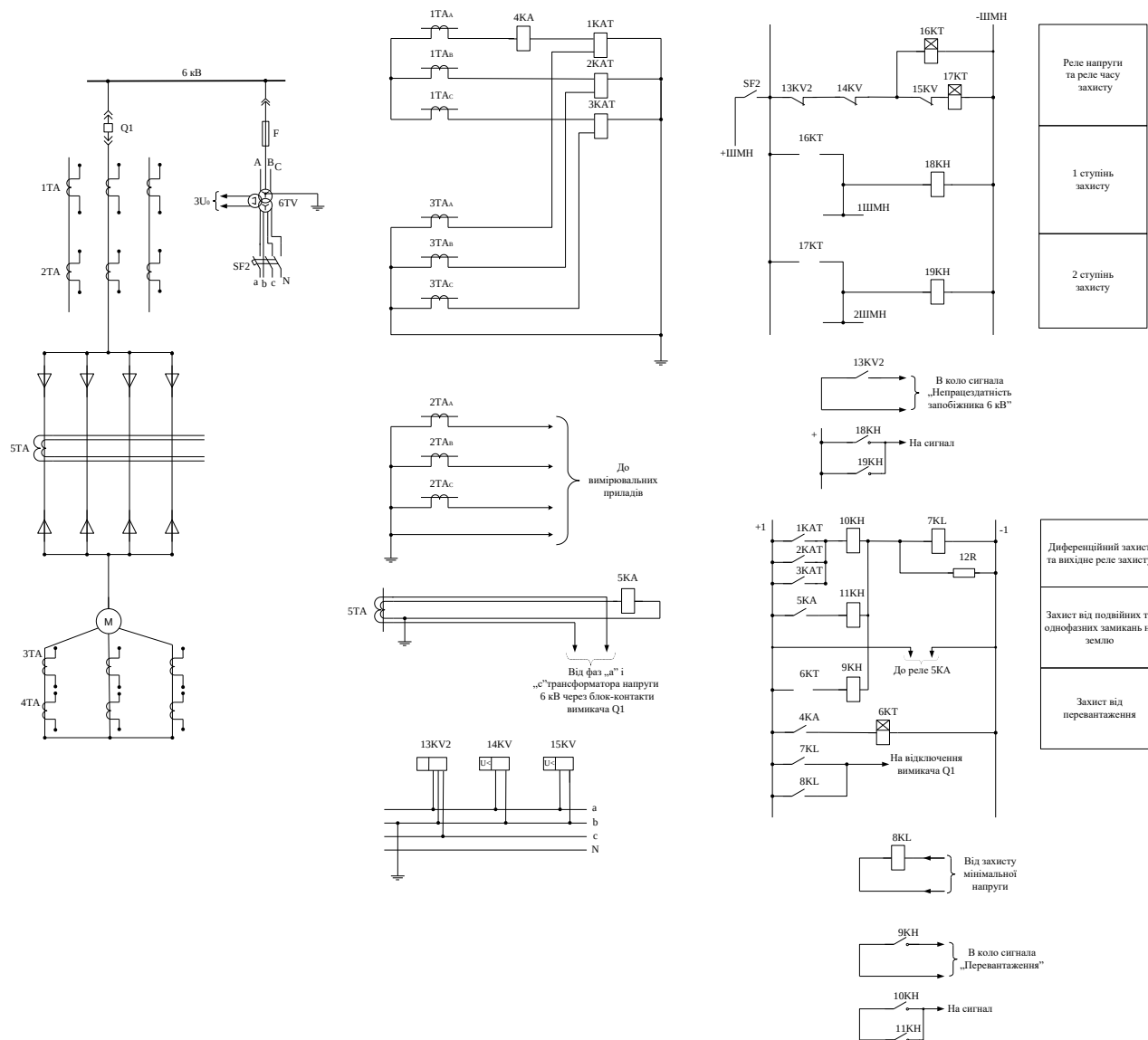
Витрати палива при нерівномірному режимі роботи блоків

3

Видача потужності генераторами Ладжинської ТЕС						
15.12.10р.	P _{ген1} , (МВт)	P _{ген2} , (МВт)	P _{ген3} , (МВт)	P _{ген4} , (МВт)	P _{ген5} , (МВт)	P _{ген6} , (МВт)
0:00	0	188	0	181	181	0
1:00	0	186	0	184	188	0
2:00	0	186	0	181	188	0
3:00	0	183	0	181	183	0
4:00	0	186	0	181	184	0
5:00	0	183	0	186	186	0
6:00	0	184	0	183	188	0
7:00	0	183	0	186	188	0
8:00	0	232	0	241	231	0
9:00	0	246	0	247	251	0
10:00	0	281	0	279	271	0
11:00	0	286	0	279	277	0
12:00	0	289	0	282	282	0
13:00	0	257	0	247	259	0
14:00	0	256	0	244	256	0
15:00	0	257	0	249	247	0
16:00	0	256	0	254	251	0
17:00	0	254	0	252	256	0
18:00	0	256	0	249	259	0
19:00	0	256	0	249	256	0
20:00	0	252	0	249	251	0
21:00	0	286	0	277	279	0
22:00	0	286	0	284	281	0
23:00	0	194	0	198	196	0

Витрати палива, які залежать від навантаження генератора						
15.12.10р.	Генератор 2		Генератор 4		Генератор 5	
	b ₂	B ₂ , (т)	b ₄	B ₄ , (т)	b ₅	B ₅ , (т)
0:00	0,333256	62,51887	0,333984	60,41775	0,333984	60,41775
1:00	0,333438	61,98619	0,333611	61,48456	0,333256	62,51887
2:00	0,333438	61,98619	0,333984	60,41775	0,333256	62,51887
3:00	0,333797	60,95131	0,333984	60,41775	0,333797	60,95131
4:00	0,333438	61,98619	0,333984	60,41775	0,333611	61,48456
5:00	0,333797	60,95131	0,333438	61,98619	0,333438	61,98619
6:00	0,333611	61,48456	0,333797	60,95131	0,333256	62,51887
7:00	0,333797	60,95131	0,333438	61,98619	0,333256	62,51887
8:00	0,329002	76,45999	0,32831	79,02415	0,329147	75,93413
9:00	0,327905	80,56625	0,327777	81,05932	0,327509	82,10647
10:00	0,325309	91,24922	0,325421	90,75987	0,326011	88,21865
11:00	0,324964	92,77736	0,325421	90,75987	0,32554	90,23976
12:00	0,32474	93,78506	0,325191	91,76897	0,325191	91,76897
13:00	0,326999	84,13674	0,327777	81,05932	0,326869	84,65918
14:00	0,327129	83,61409	0,328042	80,04215	0,327129	83,61409
15:00	0,326999	84,13674	0,327643	81,583	0,327777	81,05932
16:00	0,327129	83,61409	0,327252	83,122	0,327509	82,10647
17:00	0,327252	83,122	0,327384	82,59895	0,327129	83,61409
18:00	0,327129	83,61409	0,327643	81,583	0,326869	84,65918
19:00	0,327129	83,61409	0,327643	81,583	0,327129	83,61409
20:00	0,327384	82,59895	0,327643	81,583	0,327509	82,10647
21:00	0,324964	92,77736	0,32554	90,23976	0,325421	90,75987
22:00	0,324964	92,77736	0,325074	92,28854	0,325309	91,24922
23:00	0,332566	64,58424	0,33223	65,61534	0,332392	65,11554

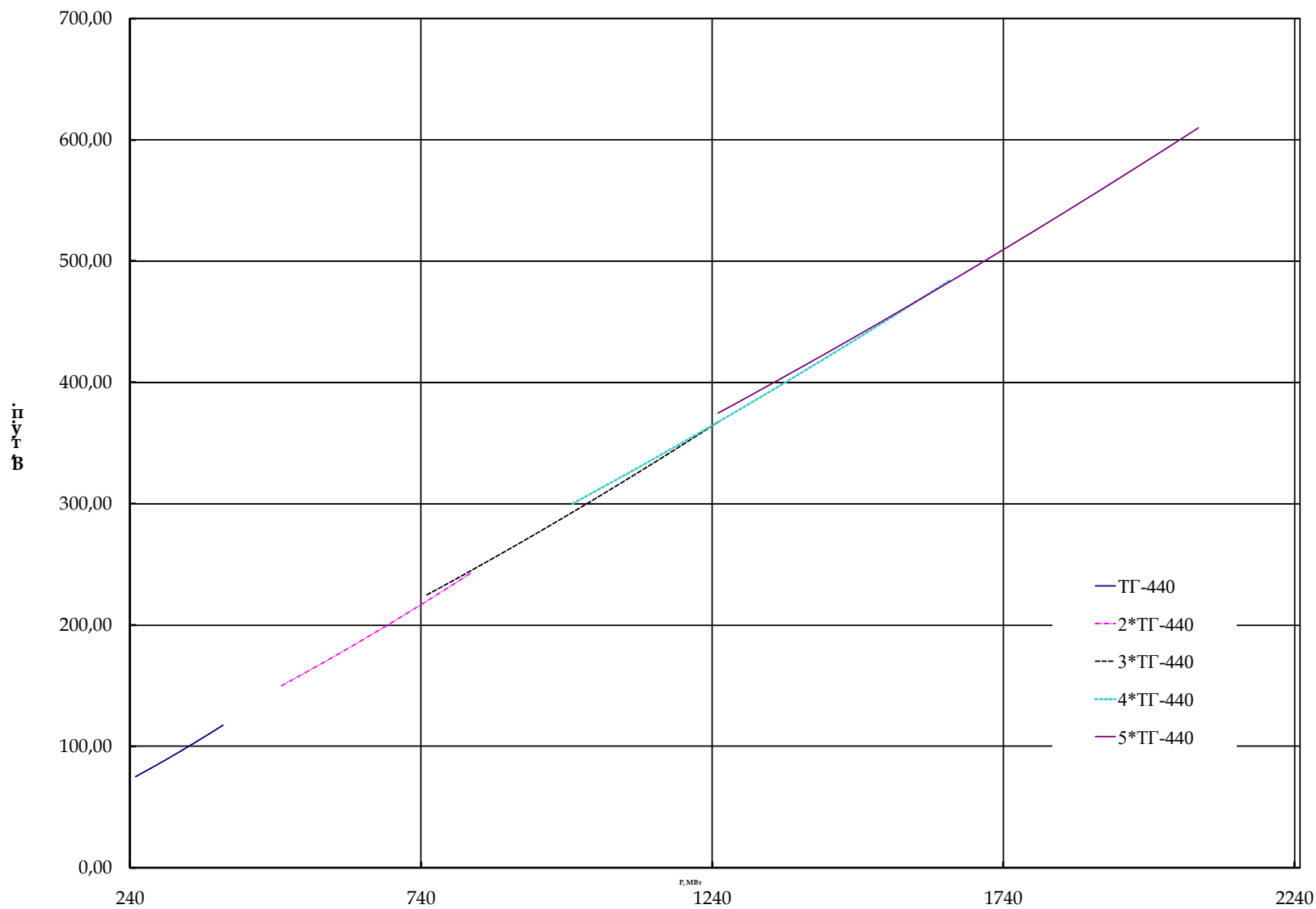
Схема захисту двигуна циркуляційного насоса

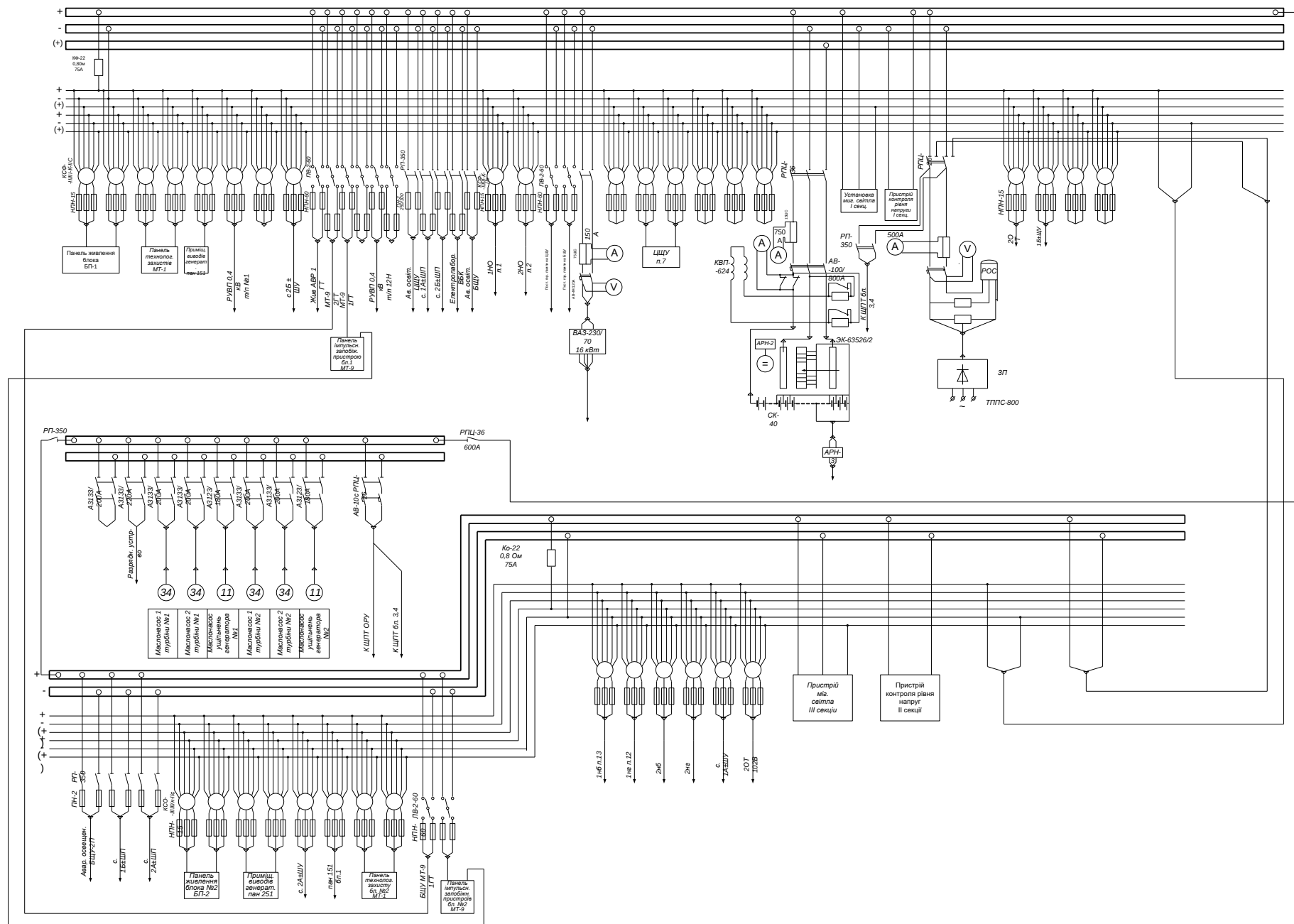


Поз.	Позначення на схемі	Назва елементу	Тип	Технічні дані
1-3	1KAT-3KAT	Реле струму	РНТ-565	
4	4KA	Реле струму	АЛ-2	
5	5KA	Реле струму	АЛ-2	
6	6KT	Реле часу	ВЛ-81	
7,8	7KL,8KL	Проміжне реле	ПЗ-40	~220В
9-11	9KH-11KH	Вказівне реле	ЕЛ-20	
12	12R	Резистор	ПЗВ-50	4700 Ом
13	13KV2	Фільтр-реле напруги зворотньої послідовності	РНФ-1М	
14,15	14KV-15KV	Реле напруги	НЛ-7	
16	16KT	Реле часу	ВЛ-69	
17	17KT	Реле часу	ВЛ-69	
18,19	18KH-19KH	Вказівне реле	ЕЛ-20	
1-4	1TA-4TA	Реле струму	ВЛ-81	
5	5TA	Трансформатор струму нульової послідовності	ТНП-4	
6	6TV	Трансформатор напруги	ЗНОЛ.09-6.02	
1	Q1	Вимикач	ВЗМ-6-3200/40-125	
2	SF2	Автоматичний вимикач	АЗ700	

Витратна характеристика станції

Витратна характеристика станції





Основні техніко-економічні показники АЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	2200
Річний виробіток електроенергії	кВт год	15285293180
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,95
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	4300,44384
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	1954,75
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі	МВт доба/т	26000
Собівартість відпущеної енергії	грн/кВт.год	6,99

ВИСНОВКИ

Спроековано електричну станцію типу АЕС, встановлена потужність якої 2200 МВт. Спорудження такої електростанції являється складовою частиною стратегічного плану розвитку енергетики України

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також техніко-економічні показники роботи станції.

Для встановлення на спроектованій АЕС було обрано п'ять реакторних установок типу ВВЕР-440; десять турбогенераторів ТВВ – 220 2ЕУЗ ($P_{\text{ном}} = 220$ МВт). Було обрано структурну схему станції на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Для встановлення прийнято 5 трансформаторів типу 5х ТНЦ-630000/330 на стороні 330 кВ та групу з шести однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-133000/750/220.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення систем ВП станції здійснюється через трансформатори типу ТРДНС-25000/35 і резервний трансформатор типу ТРДНС-32000/220, який приєднаний до РУ СН,

Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну і безпечну роботу станції в цілому. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ по семи ПЛЕП. Живлення місцевих споживачів – на напрузі 220 кВ по чотирьом лініям.

Обидва розподільчі пристрої - виконані відкритими. На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРУ 330 кВ, обрано варіант «4/3». Проведено розрахунок струмів КЗ.

Розрахунок виконується за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів, шунтуючих реакторів та акумуляторної батареї. Розраховано блискавкозахист та заземлюючий пристрій ВРП 330 кВ.

В розділі спеціальна частина «Розрахунок економічної ефективності вирівнювання графіка навантаження теплової електричної станції» було розраховано економічний ефект від зниження затрат палива при вирівнюванні графіка навантажень.

В розділі релейний захист вибраний захист обладнання, виконаний розрахунок та вибрані уставки спрацювання захистів блоку «Генератор-трансформатор». В розділі АСК було проведено оптимізацію розподілу навантаження між блоками станції. Використання сучасних засобів обробки інформації дозволяє достатньо швидко й ефективно зробити всі необхідні розрахунки. Таким чином, необхідність наявності комп'ютерної техніки, а також необхідних програмних розробок. Особливо необхідна точна і швидка оптимізація розподілу навантажень для економії енергоресурсів.

В економічній частині було проведено розрахунок техніко-економічних показників АЕС, в тому числі собівартості виробленої електроенергії, визначено кошторисну вартість спроектованої станції. Проаналізувавши отримані результати, можна зазначити, що собівартість виробленої електроенергії складає 6,99 грн/кВт год. Така станція є економічно недоцільною, оскільки значення собівартості електроенергії перевищує межі середніх значень собівартості електроенергії на АЕС.

В окремому розділі були розглянуті технічні рішення, які забезпечать безпеку персоналу ЕС, а також проведено аналіз потенційно шкідливих та небезпечних факторів, що діють на персонал в приміщенні реакторного відділення.