

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:

**«Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення  
техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі 316 МВт»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м  
спеціальності 141 – «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
за ОП «Електричні станції»,  
Євдокимов К. Р.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор каф. ЕСС  
Кулик В. В.  
(прізвище та ініціали)

« 10 » грудень 2025 р.

Опонент: Ph.D., доц. каф. ЕССЕСС  
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

Колодець І. В.  
(прізвище та ініціали)  
« 11 » грудень 2025 р.

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

« 12 » грудень 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСС**

д.т.н., професор Комар В. О.

«24» \_\_\_\_\_ 2025 р.

### **З А В Д А Н Н Я**

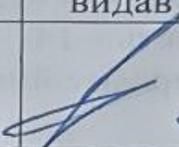
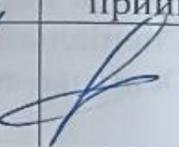
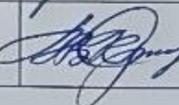
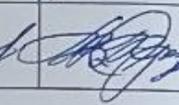
#### **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Євдокимов Костянтин Романович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі 316 МВт».  
Керівник роботи д.т.н., професор каф. ЕСС Кулик В. В.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025р № 313
2. Строк подання студентом роботи 09 грудня 2025 року.
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 38 км; вид промисловості району - кольорової металургії; паливо вугілля; максимальне навантаження району 15 МВт; напруга мережі району 10 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 280 МВт; номінальна потужність системи 11200 МВА; номінальний опір системи 0,4 в.о. номінальна напруга системи 110 кВ; тип турбін 4xП-35/5+ 3xТ-100-130.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Техніко-економічне обґрунтування проєкту. 2 Електротехнічна частина. 3 Накопичувачі енергії для підвищення ефективності теплоелектроцентралі. 4 Економічна частина. 5 Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Вступ. 3. Головна схема електричних з'єднань. 4-5. Огляд технологій накопичення енергії для інтеграції з теплоелектроцентралями 6. Системи накопичення енергії на стисненому повітрі 7. Техніко-економічні показники впровадження системи накопичення CAES 8. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок 9. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

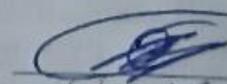
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В. В., д.т.н., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання «24» Вересня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

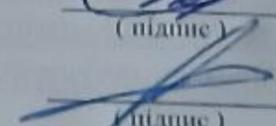
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	01.09.2025	07.09.2025	вик
2	Техніко-економічне обґрунтування проекту	08.09.2025	21.09.2025	вик
3	Електротехнічна частина	22.09.2025	12.10.2025	вик
4	Накопичувачі енергії для підвищення ефективності теплоелектроцентралі	13.10.2025	26.10.2025	вик
5	Економічна частина	27.10.2025	02.11.2025	вик
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	03.11.2025	07.11.2025	вик
7	Оформлення пояснювальної записки	08.11.2025	14.11.2025	вик
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	15.11.2025	17.11.2025	вик
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.2025	09.12.2025	вик
10	Рецензування МКР	12.12.2025	12.12.2025	вик
11	Захист МКР	Друга декада грудня		

Студент

  
(підпис)

К. Р. Свдокимов

Керівник роботи

  
(підпис)

В. В. Кулик

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Євдокимов Костянтин Романович «Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі 316 МВт». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 115 с. Бібліогр.: 29. Рис. : 25 Табл. : 28.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення ефективності ТЕЦ потужністю 316 МВт. Наведено техніко-економічне обґрунтування проекту, електротехнічну частину з розрахунком графіків навантажень, вибором обладнання та схем ВРУ. Проаналізовано технології накопичення енергії, зокрема акумуляторні, механічні та інші, їх інтеграцію з ТЕЦ. Проведено енергетичний та ексергетичний аналіз базової та інтегрованої систем, оцінку ексергетичних втрат. Оцінено економічну ефективність, розроблено заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Отримані результати свідчать про підвищення загальної ефективності станції на 5-10% завдяки інтеграції накопичувачів.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, накопичувачі енергії, високотемпературне накопичення, ексергетичний аналіз, техніко-економічна ефективність, інтеграція систем, енергетичний аналіз, охорона праці.

## ABSTRACT

Yevdokimov Konstantin Romanovich “Application of industrial energy storage to increase the technical and economic efficiency of a 316 MW thermal power plant”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 115 p. Bibliography: 29. Fig. : 25 Table. : 28.

The master's qualification work considers the application of industrial energy storage to increase the efficiency of a 316 MW thermal power plant. The feasibility study of the project, the electrical part with the calculation of load schedules, the selection of equipment and VRU schemes are presented. Energy storage technologies, in particular battery, mechanical and others, their integration with a thermal power plant are analyzed. An energy and exergy analysis of the basic and integrated systems, an assessment of exergy losses are carried out. Economic efficiency is assessed, measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations are developed. The results obtained indicate an increase in the overall efficiency of the plant by 5-10% due to the integration of storage tanks.

Keywords: combined heat and power plant, energy storage tanks, high-temperature storage, exergy analysis, technical and economic efficiency, systems integration, energy analysis, occupational safety.

## ЗМІСТ

ЗМІСТ .....	6
ВСТУП.....	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ .....	12
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	16
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень .....	16
2.2 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та котельних агрегатів.....	23
2.3 Вибір структурної схеми станції. Вибір блочних трансформаторів, автотрансформаторів зв'язку, трансформаторів власних потреб, кількості ЛЕП та іншого обладнання .....	25
2.4 Вибір схеми розподільчого пристрою високої напруги на основі техніко-економічного порівняння.....	34
2.5 Вибір схеми власних потреб станції.....	40
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин.....	41
2.7 Вибір комутаційної апаратури. ....	46
2.8 Вибір струмоведучих частин .....	50
2.9 Вибір струмообмежуючих реакторів.....	62
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	65
3 НАКОПИЧУВАЧІ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ .....	71
3.1 Роль теплоелектроцентралей у сучасних енергетичних системах та необхідність інтеграції систем накопичення енергії .....	71
3.2 Огляд технологій накопичення енергії для інтеграції з теплоелектроцентралями.....	73
3.2.1 Акумуляторні системи накопичення енергії .....	73
3.2.2 Механічні системи накопичення енергії.....	75
3.3 Високотемпературні теплові накопичувачі енергії .....	77
3.3.1 Технології високотемпературних теплових накопичувачів .....	77
3.3.2 Інтеграція високотемпературних накопичувачів з паровим циклом ТЕЦ..	83

	7
3.3.3 Операційні режими роботи інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН.....	85
3.4 Енергетичний та ексергетичний аналіз інтегрованих систем ТЕЦ-ВТН .....	89
3.4.1 Основи ексергетичного аналізу .....	89
3.4.2 Енергетичний аналіз базової ТЕЦ .....	91
3.4.3 Ексергетичний аналіз базової ТЕЦ.....	92
3.4.4 Енергетичний та ексергетичний аналіз інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН ..	93
3.4.5 Аналіз ексергетичних втрат у циклі заряд-розряд.....	96
3.4.6 Вплив інтеграції ВТН на загальну ефективність станції .....	97
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	99
4.1 Вихідні дані для економічного аналізу .....	99
4.2 Визначення капітальних витрат (CAPEX) .....	99
4.3 Визначення операційних витрат (OPEX).....	100
4.3.1 Постійні операційні витрати .....	100
4.3.2 Змінні операційні витрати .....	101
4.4 Розрахунок доходів від експлуатації системи.....	102
4.4.1 Дохід від енергетичного арбітражу .....	102
4.4.2 Дохід від допоміжних послуг.....	102
4.5 Розрахунок економічних показників .....	103
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	104
5.1 Аналіз умов праці під час робіт, пов'язаних з обслуговуванням синхронних генераторів з урахуванням промислових накопичувачів енергії .....	104
5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування синхронних генераторів та промислових накопичувачів енергії .....	106
5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	108
5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	108
ВИСНОВКИ.....	112
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	114
ДОДАТКИ .....	117

ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ .....	118
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР .....	119
ДОДАТОК В РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ СХЕМИ ВРУ .....	123
ДОДАТОК Г РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ.....	135
ДОДАТОК Д РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ В ПРОГРАМНОМУ КОМПЛЕКСІ «ДАКАР».....	153
ДОДАТОК Е ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА .....	157

## ВСТУП

**Актуальність теми.** У сучасних умовах енергетичної кризи в Україні, зумовленої воєнними діями, залежністю від імпорту енергоносіїв та переходом до відновлюваних джерел енергії, теплоелектроцентралі (ТЕЦ) відіграють ключову роль у забезпеченні стабільного постачання електроенергії та тепла. Традиційні ТЕЦ, які працюють на викопному паливі, характеризуються низькою гнучкістю в режимах роботи, значними втратами енергії під час пікових навантажень та недостатньою інтеграцією з нестабільними джерелами, такими як сонячна та вітрова енергія. За даними Міністерства енергетики України, частка ТЕЦ у виробництві електроенергії становить близько 25%, але їхня ефективність рідко перевищує 70% через неефективне використання тепла та відсутність систем накопичення. Порівняно з розвиненими країнами, де впровадження промислових накопичувачів енергії (наприклад, високотемпературних теплових накопичувачів) дозволяє підвищити ККД на 10–15%, в Україні такі технології застосовуються обмежено, що призводить до зростання витрат на паливо та екологічних проблем. Актуальність дослідження посилюється необхідністю модернізації енергетичного сектору для досягнення енергетичної незалежності, зменшення викидів CO<sub>2</sub> та інтеграції з європейською енергосистемою ENTSO-E, де гнучкість ТЕЦ є критичною. Таким чином, застосування промислових накопичувачів енергії для ТЕЦ потужністю 316 МВт є доцільним для України, оскільки дозволяє оптимізувати режими роботи, знизити витрати та підвищити стійкість енергосистеми в умовах нестабільного попиту.

**Метою магістерської кваліфікаційної роботи** є підвищення техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі потужністю 316 МВт шляхом інтеграції промислових накопичувачів енергії. Для досягнення мети вирішуються такі завдання:

- Провести техніко-економічне обґрунтування проекту;
- Розрахувати графіки електричних навантажень,

- Вибрати тип та потужність генераторів, турбін, котельних агрегатів, структурну схему станції,
- Схеми ВРУ високої напруги, власних потреб,
- Розрахунок струмів короткого замикання,
- Вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, струмообмежуючих реакторів та вимірювальних трансформаторів;
- Проаналізувати роль ТЕЦ у сучасних енергетичних системах, огляд технологій накопичення енергії (акумуляторні, механічні, високотемпературні теплові накопичувачі);
- Виконати економічний аналіз; розробити заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок, включаючи аналіз умов праці, організаційно-технічні рішення з охорони праці та розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

**Об'єкт дослідження** – теплоелектроцентральної потужністю 316 МВт як складова енергетичної системи, що забезпечує комбіноване виробництво електроенергії та тепла, з урахуванням проблем гнучкості режимів роботи та ефективності використання ресурсів.

**Предмет дослідження** – промислові накопичувачі енергії (зокрема, високотемпературні теплові накопичувачі) та їх інтеграція з паровим циклом ТЕЦ для оптимізації техніко-економічних показників, включаючи енергетичну ефективність, ексергетичні втрати та економічні витрати.

**Методи дослідження.** У роботі використано комплекс методів, зокрема: аналітичні методи для розрахунку графіків навантажень, струмів короткого замикання та вибору обладнання; моделювання теплоелектроцентралі у програмному комплексі «ДАКАР ЕЛЕКС», та розрахунок струмів короткого замикання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ використовуються елементи теорії надійності.

**Новизна одержаних результатів.** Новизна полягає в проведенні комплексного енергетичного та ексергетичного аналізу, який виявив зменшення

ексергетичних втрат на 10–15% порівняно з базовою ТЕЦ, а також у розробці операційних режимів, що дозволяють підвищити загальний ККД станції до 80%.

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

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ

Метою цього проєкту є зведення сучасної теплоелектроцентралі (ТЕЦ), яка задовольнить потреби регіону в тепловій та електричній енергії. Головна задача полягає в посиленні енергетичної самостійності, покращенні ефективності та зменшенні шкідливого впливу на довкілля в системі енергозабезпечення.

Будівництво ТЕЦ заплановано на території регіону, де існує значний попит на теплову енергію для опалення житла, комунальних послуг та промислових підприємств. Водночас потреба в електроенергії тут менша завдяки добре розвиненій і різноманітній мережі електропостачання.

Встановлена потужність станції становить 316 МВт.

Як основне паливо передбачено використання вугілля, природного газу та біомаси, а як альтернативні варіанти – перероблену вторинну сировину чи інші відновлювальні джерела.

Проєкт включає впровадження передових технологій комбінованого виробництва енергії (когенерації), що дозволяє досягти коефіцієнта корисної дії аж до 90%, оптимізуючи процеси та зменшуючи втрати.

Крім того, планується розбудова необхідної інфраструктури та мереж: від електричних ліній для генерації та подальшої передачі електроенергії до загальної енергосистеми, до систем теплопостачання для місцевих споживачів. Це також охоплює мережі для транспортування та підготовки палива до використання в котлах, забезпечуючи безперебійну роботу всього комплексу.

Щодо екологічної політики, для мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище, зокрема зменшення викидів шкідливих газів в атмосферу в районі будівництва, передбачено впровадження сучасних систем очищення та контролю емісій, а також інтеграцію зелених технологій, таких як фільтри та рециркуляційні системи

– впровадження передових методів очищення вихлопних газів, включаючи механічні фільтри, електростатичні осаджувачі та каталітичні конвертери для ефективного уловлювання забруднювачів,

– зменшення емісій вуглекислого газу за рахунок поступового переходу до палив з низьким вмістом вуглецю або комбінування з відновлювальними джерелами енергії, такими як сонячні панелі чи вітрові установки для часткової заміни традиційних ресурсів.

Фінансова сторона проекту грає ключову роль для будь-якого інвестора, адже визначає рентабельність і ризики. Крім власного капіталу, можна залучати кошти від приватних фірм, спеціалізованих інвестиційних фондів, орієнтованих на енергетичні об'єкти, а також державні дотації чи гранти від екологічних програм, якщо вони доступні в регіоні.

Станція інтегрується в основні електричні магістралі, що гарантує надійне постачання енергії по всьому району. Згідно з планом, 280 МВт електроенергії направлятиметься до національної енергосистеми, тоді як 15 МВт залишатиметься для локальних потреб. Теплова складова забезпечить централізоване тепlopостачання для житлових кварталів, освітніх закладів, медичних центрів та промислових об'єктів у прилеглому місті, сприяючи енергоефективності та зменшенню втрат.

Значення ТЕЦ у загальній енергетичній мережі полягає в її здатності оперативно реагувати на пікові навантаження, забезпечуючи стабільне живлення віддалених районів саме в періоди максимального попиту, як ілюструє діаграма на рисунку 1.1. Це дозволяє балансувати систему та уникати перебоїв, особливо в холодні сезони чи під час промислових сплесків.



Рисунок 1.1 – Типовий добовий графік навантаження енергосистеми

Завдяки операційній гнучкості ТЕЦ вдається оперативно адаптуватися до коливань у попиті на електроенергію, забезпечуючи баланс у мережі під час пікових навантажень. Щодо теплової енергії ситуація інша: її споживачі зазвичай дотримуються стабільного, добре прогнозованого графіка, тому тут не потрібна така швидка реакція. Додатково, впровадження цього об'єкта відкриває шлях до ефективного використання резервних потужностей – у випадку аварій на сусідніх станціях ТЕЦ може перебрати на себе роль резервного джерела, гарантуючи безперервне постачання електрики та мінімізуючи простой.

Підсумовуючи ключові аспекти, варто виділити такі висновки:

- Запуск проєкту з будівництва ТЕЦ суттєво посилить стабільність і безвідмовність систем теплопостачання та електрозабезпечення в регіоні, зменшивши ризики перебоїв.
- Це дозволить оптимізувати баланс між власними та зовнішніми енергоресурсами, значно знижуючи залежність від імпортованого палива та підвищуючи автономність енергосистеми.
- Загалом, реалізація ТЕЦ матиме стратегічне значення для зміцнення енергетичної безпеки, сприяючи довгостроковій стійкості регіону до зовнішніх викликів, таких як геополітичні ризики чи коливання цін на енергоносії.

Додатковим перспективним напрямом підвищення техніко-економічної ефективності ТЕЦ потужністю 316 МВт є інтеграція промислових систем накопичення енергії. Застосування накопичувачів дозволить вирішити кілька ключових завдань:

- Згладжувати піки та провали добового графіку навантаження (рис. 1.1), акумулюючи надлишкову електроенергію в нічні години та віддаючи її в мережу під час вечірнього та ранкового максимумів;

- Підвищувати коефіцієнт використання встановленої потужності когенераційних установок за рахунок підтримки стабільної теплової генерації навіть при зниженому попиті на електроенергію;

- Забезпечувати додаткову резервну потужність швидкої дії (до 30–50 МВт протягом 2–4 годин), що перевищує інерційність традиційних турбоагрегатів і дозволяє ефективніше брати участь у ринках допоміжних послуг;

- Знижувати питомі викиди CO<sub>2</sub> на 8–15 % завдяки зменшенню необхідності частих пусків/зупинок котлів та оптимізації режимів роботи при частковому навантаженні. Економічний ефект від впровадження ESS ємністю 100–150 МВт·год оцінюється додатковим зростанням чистої приведеної вартості проекту (NPV) на 12–18 % та скороченням payback period на 0,8–1,2 року за рахунок доходів від арбітражу цін на електроенергію та платежів за регулювання частоти.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Робочий режим електростанцій визначається графіками електричних навантажень для всієї енергосистеми та конкретного району, який вона обслуговує. Потужність станції має повністю покривати ці графіки, враховуючи втрати електроенергії під час її транспортування від точки генерації до місць трансформації та кінцевого споживання, а також витрати на внутрішні потреби самої станції.

Виконаємо розрахунок початкової сходинки графіка електричних навантажень для місцевого району та системи в зимовий і літній періоди.

Створення графіків навантажень у реальних одиницях вимірювання проводиться з використанням таких рівнянь.

Навантаження для місцевого району та системи в (МВт):

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

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

де  $P'_{pt}, P'_{ct}$  – навантаження місцевого району та системи у відсотках,

$P_{pmax}, P_{cmax}$  – максимальне навантаження місцевого району та системи в МВт.

Відповідно розрахунок для зимового, літнього сезону:

$$P_{pz} = \frac{95 \cdot 15}{100} = 14,25 \text{ (МВт)};$$

$$P_{pl} = \frac{90 \cdot 15}{100} = 13,5 \text{ (МВт)};$$

$$P_{cz} = \frac{65 \cdot 230}{100} = 149,5 \text{ (МВт)};$$

$$P_{\text{сл}} = \frac{58 \cdot 230}{100} = 133,4 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати енергії в локальних мережах та на передачу в систему:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P_1' \cdot P_{\text{рmax}}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_2' \cdot P_{\text{сmax}}. \quad (2.4)$$

- в мережах місцевого району  $\Delta P_1' = (0,01 \div 0,015)$ ,  $\Delta P_2' = (0,06 \div 0,08)$ ,

- в мережах системи  $\Delta P_2'' = (0,02 \div 0,03)$ ,  $\Delta P_2''' = (0,14 \div 0,16)$ .

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 15 = 0,15 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 230 = 4,6 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати активної потужності:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P_1'' \cdot \frac{P_{\text{pt}}^2}{P_{\text{рmax}}}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{2c} = \Delta P_2'' \cdot \frac{P_{\text{ct}}^2}{P_{\text{сmax}}}. \quad (2.6)$$

Для періодів зими та літа:

$$\Delta P_{\text{pz}} = 0,06 \cdot \frac{14,25^2}{15} = 0,81 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{\text{pl}} = 0,06 \cdot \frac{13,5^2}{15} = 0,73 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{сз} = 0,14 \cdot \frac{149,5^2}{230} = 13,6 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{сл} = 0,14 \cdot \frac{133,4^2}{230} = 10,83 \text{ (МВт)}.$$

Загальна потужність, що постачається в локальний район під час зимового та літнього сезонів:

$$P_{рзвид} = P_{рзт} + \Delta P_{1рз} + \Delta P_{2рз}; \quad (2.7)$$

$$P_{рзвид} = 14,25 + 0,15 + 0,81 = 15,21 \text{ (МВт)};$$

$$P_{рлвид} = P_{рлт} + \Delta P_{1рл} + \Delta P_{2рл};$$

$$P_{рлвид} = 13,5 + 0,15 + 0,73 = 14,38 \text{ (МВт)}.$$

Загальна потужність, що надходить у систему в зимовий та літній періоди:

$$P_{сзвид} = P_{сзт} + \Delta P_{1сз} + \Delta P_{2сз}; \quad (2.8)$$

$$P_{сзвид} = 149,5 + 4,6 + 13,6 = 167,7 \text{ (МВт)};$$

$$P_{слвид} = P_{слт} + \Delta P_{1сл} + \Delta P_{2сл};$$

$$P_{слвид} = 134,4 + 4,6 + 10,83 = 148,83 \text{ (МВт)}.$$

Загальна потужність, що виходить із шин електростанції для зимового й літнього сезонів:

$$P_{звид} = P_{рзвид} + P_{сзвид}; \quad (2.9)$$

$$P_{звид} = 15,21 + 167,7 = 182,92 \text{ (МВт)};$$

$$P_{лвид} = P_{рлвид} + P_{слвид};$$

$$P_{лвид} = 14,38 + 148,83 = 163,21 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, спрямована на власні потреби станції в зимовий та літній періоди:

$$P_{зВП} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{звд}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид,маx}}{100} . \quad (2.10)$$

де  $P_{вст}$  – номінальна потужність електростанції становить  $P_{вст} = 316$  (МВт),

$P'_{ВП}$  – пікове навантаження на власні потреби станції, виражене у відсотках від номінальної потужності, %,  $P'_{ВП} = 8\%$ ,

$P_{вид,маx}$  – максимальна активна потужність, що видається з шин ТЕЦ у зовнішню мережу  $P_{вид,маx} = 282,85$  (МВт).

$$P_{зВП} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{182,92}{316} \right) \cdot \frac{8 \cdot 282,85}{100} = 16,91 \text{ (МВт)};$$

$$P_{лВП} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{163,21}{316} \right) \cdot \frac{8 \cdot 282,85}{100} = 16,06 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що генерується турбоагрегатами ТЕЦ у зимовий та літній періоди:

$$P_{звир} = P_{звд} + P_{зВП}; \quad (2.11)$$

$$P_{звир} = 182,92 + 16,91 = 199,83 \text{ (МВт)};$$

$$P_{лвир} = P_{лвд} + P_{лВП};$$

$$P_{звир} = 163,21 + 16,06 = 179,28 \text{ (МВт)}.$$

За розробленим алгоритмом виконується розрахунок добових графіків електричного навантаження для типової зимової та літньої доби з розбивкою за годинними інтервалами. Отримані значення заносимо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку електричних навантажень ТЕЦ

Складові витрат потужності	Режим	Години доби							
		0-4	4-8	8-10	10-12	12-16	16-17	17-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	95	95	100	95	100	100	95	95
	Літо	90	90	95	90	95	95	90	90
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	14,25	14,25	15	14,25	15	15	14,25	14,25
	Літо	13,5	13,5	14,25	13,5	14,25	14,25	13,5	13,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
	Літо	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,81225	0,81225	0,9	0,81225	0,9	0,9	0,81225	0,81225
	Літо	0,729	0,729	0,81225	0,729	0,81225	0,81225	0,729	0,729
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	15,21	15,21	16,05	15,21	16,05	16,05	15,21	15,21
	Літо	14,38	14,38	15,21	14,38	15,21	15,21	14,38	14,38
Навантаження системи, %	Зима	65	75	100	85	70	85	65	60
	Літо	58	68	95	80	64	80	59	54
Навантаження системи, МВт	Зима	149,5	172,5	230	195,5	161	192,5	149,5	138
	Літо	133,4	156,4	218,5	184	147,2	184	135,7	124,2
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
	Літо	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	13,6	18,1	32,2	23,3	15,8	23,26	13,6	11,6
	Літо	10,8	14,9	29,06	20,6	13,19	20,6	11,2	9,39
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	167,7	195,2	266,8	223,37	181,38	223,37	167,7	154,19
	Літо	148,83	175,89	252,16	209,2	165	209,2	151,5	138,2
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	182,92	210,42	282,9	238,58	197,43	239,42	182,92	169,4
	Літо	163,21	190,27	267,37	223,59	180,2	224,4	165,89	152,57
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	16,91	18,09	21,2	19,3	17,53	19,34	16,91	16,33
	Літо	16,06	17,23	20,54	18,66	16,79	18,69	16,18	15,6
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	199,83	228,52	304,05	257,88	214,96	258,75	199,83	185,73
	Літо	179,28	207,49	287,91	242,25	197	243,11	182,06	168,18

Використовуючи річний графік навантаження за тривалістю, розраховуємо ключові техніко-економічні показники роботи теплоелектроцентралі. Отримані значення зведено в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники експлуатації ТЕЦ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	304,054
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	1853623,156
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	316
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	211,601
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,696
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,67
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6096,367
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	5865,896
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,039
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПт}_i} \cdot t_i$	122431,227
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	1731191,93
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left( 0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	4714,83

На основі виконаних розрахунків будуюмо добові графіки потужностей для повноводного та маловодного періодів, враховуючи, що зимовий сезон становить 183 доби, а літній — 182 доби.

За аналогічним підходом формуємо графіки навантаження, тобто потужності, що видається в районну мережу та енергосистему (рис. 2.1, рис. 2.2

— для зимового та літнього періодів), а також графік генерованої потужності турбоагрегатами ТЕЦ (рис. 2.3).

Добові графіки та річний графік навантаження (рис. 2.4) виконуються в іменованих одиницях.

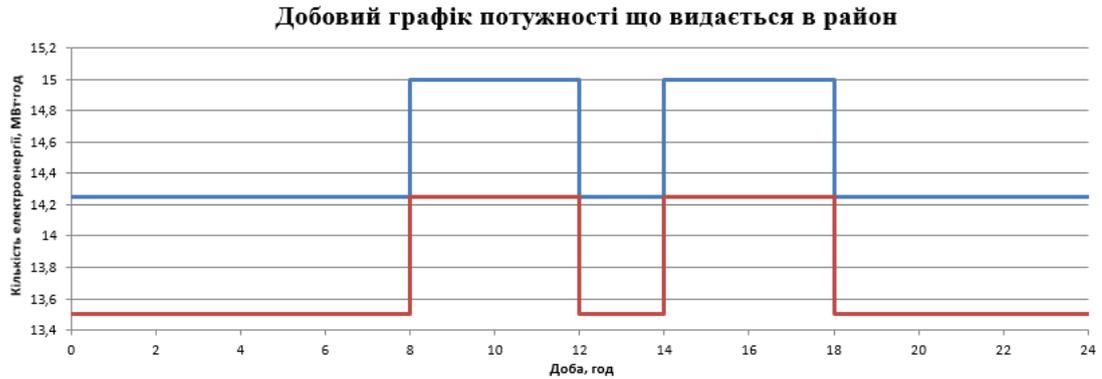


Рисунок 2.1 – Добовий графік видачі потужності в локальну мережу району

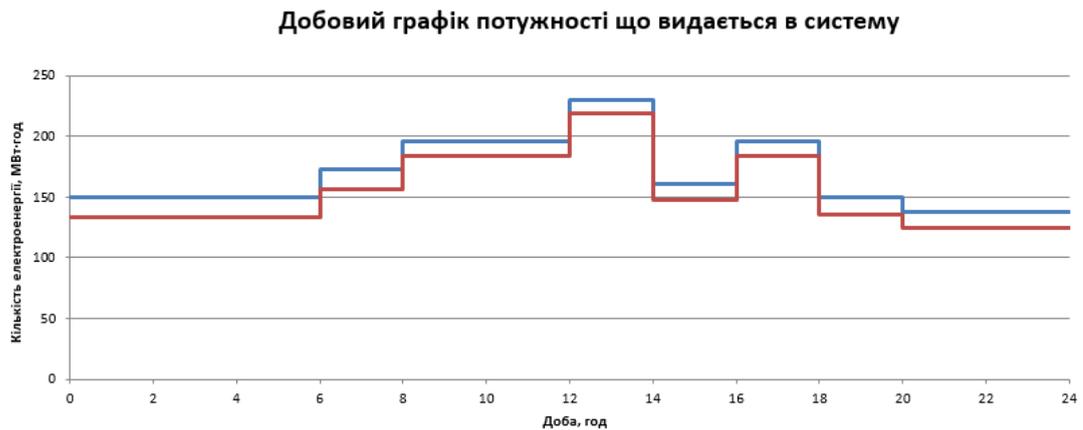


Рисунок 2.2 – Добовий графік видачі потужності в енергосистему

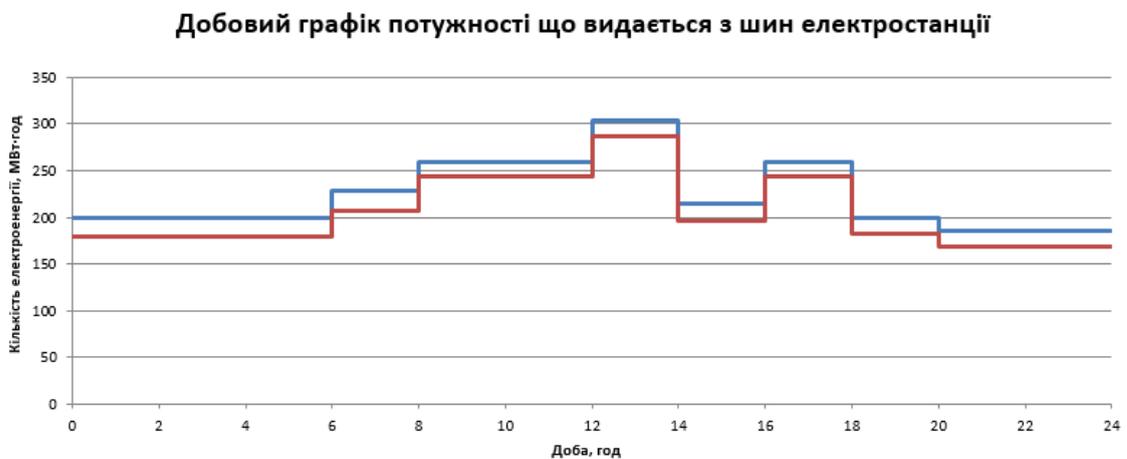


Рисунок 2.3 – Графік сумарної потужності, що видається з шин ТЕЦ

### Річний графік навантаження

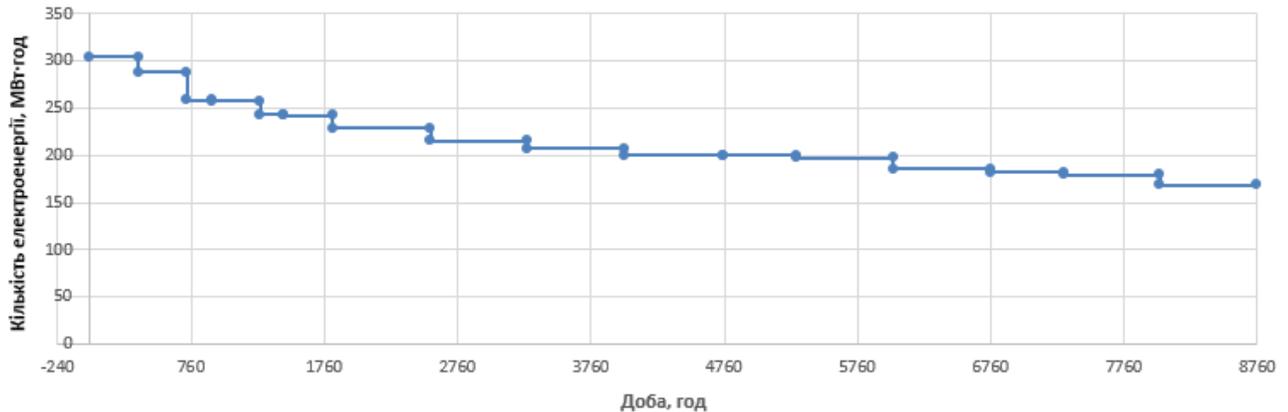


Рисунок 2.4 – Річний графік електричного навантаження станції

## 2.2 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та котельних агрегатів

Параметри пари (температура й тиск), а також кількість котлоагрегатів на ТЕЦ, обумовлені попередньо обраними моделями парових турбін. Продуктивність парогенераторів підбирається з урахуванням максимальної витрати пари, щоб у разі виведення з експлуатації одного котла решта, включно з піковими, могли забезпечити безперервну подачу пари на промислові потреби та середньомісячний відпуск тепла для опалення, вентиляції й гарячого водопостачання в найхолодніший період.

До складу основного енергетичного обладнання ТЕЦ входять парогенератори, парові турбіни та електрогенератори. За можливості обладнання рекомендується обирати однотипним — це сприяє індустріалізації монтажних робіт, спрощує експлуатацію й технічне обслуговування.

### Вибір турбін

Згідно з технічним завданням курсового проекту приймаємо такі турбоагрегати:

- чотири одиниці тип П-4-35/5.
- три одиниці типу Т-100/130.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики турбін

Тип турбіни	Ном. потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, °С	Витрати свіжої пари, т/год	Кількість
П-4-35/5	4	35	435	36	4
Т-100-130	100	130	565	445 (310)	3

#### Вибір парогенераторів

Параметри пари, такі як її температура й тиск, а також кількість котлоагрегатів на теплоелектроцентралі, безпосередньо залежать від раніше обраних парових турбін. Продуктивність парогенераторів для неблочних ТЕЦ розраховують, виходячи з максимальної витрати пари. Це робиться так, щоб у разі аварійного відключення одного котла решта обладнання – включно з піковими водогрійними котлами – могло тривалий час підтримувати повний обсяг пари для промислових потреб, а також середньомісячне теплове навантаження на опалення, вентиляцію й гаряче водопостачання в найхолодніший період року.

Технічні характеристики парогенератора наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики парогенератора

Марка котла-агрегата	Продуктивність, т/год	Ел. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо	Кількість
			Тиск на виході	Температура пари			
				Первинної	Вторинної		
Е-75-40	75	-	40	440	-	Вугілля	4
Е-160-100	160	-	100	540	-	Вугілля	3

#### Вибір електричних генераторів

Кількість генераторів і їхня номінальна потужність мають точно відповідати параметрам обраних парових турбін. Для машин потужністю до 60 МВт робочу напругу приймають 6 або 10 кВ залежно від напруги розподільної мережі, підключеної до шин генераторного рівня.

Основні характеристики генератора наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Основні характеристики генератора

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$ , кВ	$I_n$ , кА	$\cos\varphi_n$	$x''_d$	Кількість
	S, МВА	P, МВт					
ТК-4-2РУ3	5	4	10.5	0,275	0.8	0.14	4
ТВ2-100-2	117.65	100	13.8	4.925	0.85	0.14	3

2.3 Вибір структурної схеми станції. Вибір блочних трансформаторів, автотрансформаторів зв'язку, трансформаторів власних потреб, кількості ЛЕП та іншого обладнання

Вибір головної схеми електричних з'єднань є ключовим етапом проектування електричної частини ТЕЦ, оскільки саме вона формує повний перелік елементів, їхні взаємозв'язки та визначає подальший вибір блочних трансформаторів, автотрансформаторів зв'язку, трансформаторів власних потреб, кількості відхідних ЛЕП та іншого обладнання.

Вихідними даними для розробки схеми слугують: тип станції, вид палива, кількість і потужність енергоблоків, режими навантаження споживачів, структура енергосистеми та особливості місцевого району.

Зв'язки станції з енергосистемою та місцевою мережею

Головна схема безпосередньо впливає на основні експлуатаційні характеристики ТЕЦ: надійність електропостачання, економічні показники, можливості ремонту, безпеку персоналу, зручність керування, компактність розміщення обладнання та перспективи розширення.

Кількість ліній електропередачі, що відходять від розподільчого пристрою (РП) станції, визначається за формулами:

Кількість ліній зв'язку з енергосистемою:

$$n_c = \frac{P_{с.від.мах}}{P_{гр.}} + 1; \quad (2.12)$$

$$n_c = \frac{266,8}{50} + 1 \approx 7.$$

Кількість ліній зв'язку з місцевою мережею:

$$n_p = \frac{P_{p.від.мах}}{P_{гр.}} + 1; \quad (2.13)$$

$$n_c = \frac{16,05}{6} + 1 \approx 4.$$

Структурна схема електричної частини ТЕЦ визначає, як генератори розподіляються між розподільними пристроями (РП) різних напруг, які блоки формуються з генератора та трансформатора, а також характер електромагнітних зв'язків між цими РП. Розподіл генераторів виконується з урахуванням потужності, що видається на шини відповідної напруги. Основна мета — мінімізувати перетоки активної потужності між РП різних напруг як у нормальному, так і в аварійному режимах, що сприяє підвищенню надійності та ефективності роботи станції.

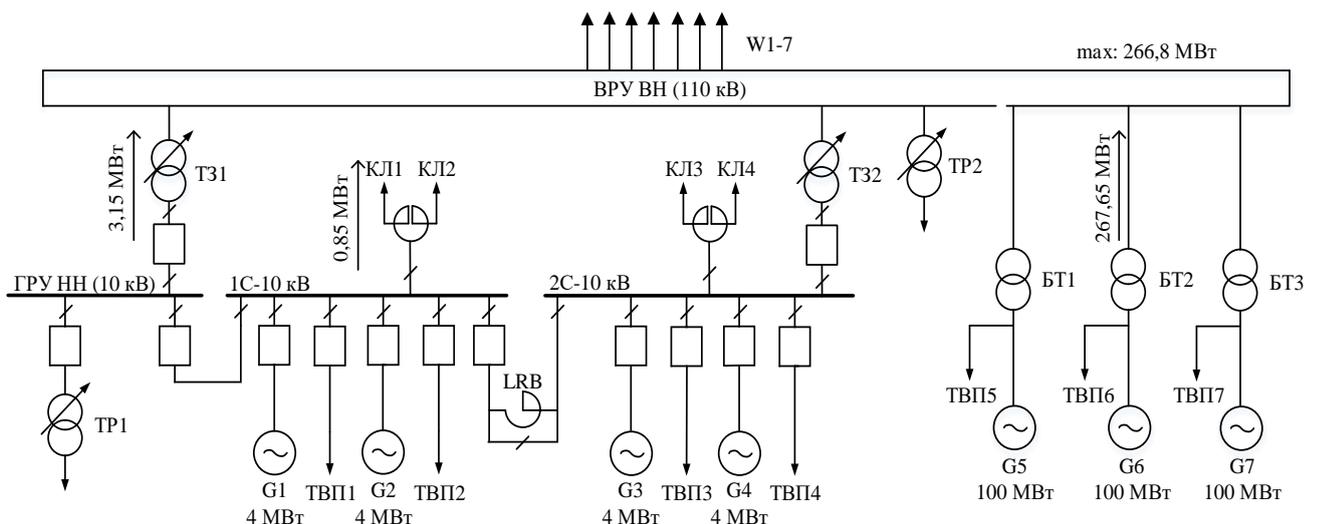


Рисунок 2.5 – Перший варіант структурної схеми теплоелектроцентралі

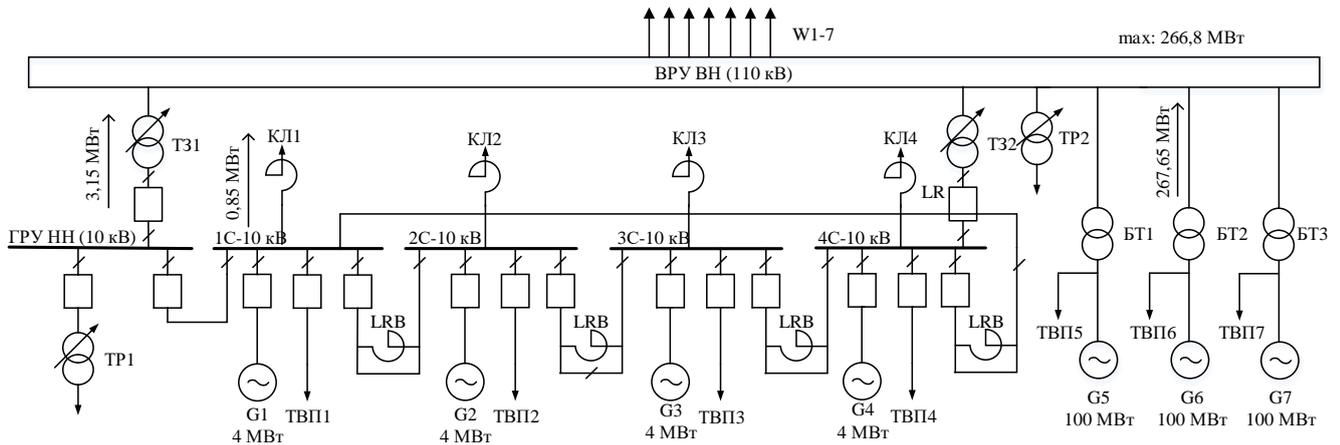


Рисунок 2.6 – Другий варіант структурної схеми теплоелектроцентралі

Надлишкова потужність передаватиметься через зв'язковий трансформатор (ТЗ), що з'єднує високовольтний розподільний пристрій (ВРУ) з генераторним розподільним пристроєм (ГРУ). Вибір ТЗ здійснюється виходячи з вимог до надійності схеми.

Вибір трансформаторів

Процес вибору трансформаторів охоплює визначення їхньої кількості, типу та номінальної потужності. Перевагу слід надавати трифазним апаратам. Усі трансформатори та автотрансформатори, за винятком двобмоткових блочних, необхідно оснащувати пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН), що забезпечує стабільність параметрів мережі в змінних режимах.

Вибір трансформаторів власних потреб:

$$S_{p_{ТВП}} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_{П} \cdot P_{ном.г} \quad (2.14)$$

де  $K_{П}$  – коефіцієнт попиту,

$P'_{ВП}$  – це відношення пікового навантаження на власні потреби ТЕЦ до сумарної номінальної потужності її генераторів,  $P'_{ВП} = 8\%$ ,

$P_{ном.г}$  – номінальна активна потужність турбогенератора,  $P_{ном.4} = 4$  МВт

Розрахунок ТВП для блоків 4 МВт.

$$S_{p\text{ТВП}} = \frac{8}{100} \cdot 0,8 \cdot 4 = 0,26 \text{ (МВА)}.$$

Розрахунок ТВП для блоків 100 МВт.

$$S_{p\text{ТВП}} = \frac{8}{100} \cdot 0,8 \cdot 100 = 6,4 \text{ (МВА)}.$$

Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб. Потужність пускорезервного трансформатора визначається за формулою:

$$S_{p.\text{прТВП}} = 1,5 \cdot S_{p\text{ТВП}}; \quad (2.15)$$

$$S_{p.\text{прТВП}} = 1,5 \cdot 6,4 = 9,6 \text{ (МВА)}.$$

Вибір блочних трансформаторів для системи.

Оскільки турбогенератор працює в жорсткому блоковому зв'язку з силовим трансформатором, а до його відгалужень під'єднуються лише допоміжні механізми власних потреб, розрахунок ведеться з урахуванням такого режиму експлуатації.

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.г}} - S_{\text{ВП}}; \quad (2.16)$$

де  $S_{\text{ном.г}}$  – повна потужність генератора,

$S_{\text{ВП}}$  – загальне електричне навантаження власних потреб при роботі агрегату на номінальному режимі.

Для енергоблоків з установленою потужністю 100 МВт:

$$S_{\text{ном.т}} \geq 117,65 - 6,4 = 111,25 \text{ (МВА)}.$$

Вибір трансформаторів зв'язку.

Потужність трансформаторів зв'язку (ТЗ) визначають, виходячи з аналізу потоків активної та реактивної потужності між розподільчими пристроями у характерних режимах роботи станції.

а) режим підвищеного (максимального) навантаження енергосистеми в місцевому районі:

$$S_{p.\max} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном}i} - S_{\text{ВП.ном}} - S_{p.\text{від.}\max} \quad (2.17)$$

де  $S_{\text{ном}i}$  – номінальна потужність генератора, приєднаного до шин місцевого району,

$S_{\text{ВП.ном}}$  – споживання повної потужності на власні потреби генератора під час його експлуатації при номінальному навантаженні.

$S_{p.\text{від.}\max}$  – Максимальна потужність, що видається зі шин станції в місцевий енергетичний район (див. табл. 2.1).

$$S_{p.\max} = 4 \cdot 5 - 4 \cdot 0,26 - \frac{16,05}{0,8} = -1,09 \text{ (МВА)}.$$

б) режим мінімального навантаження в районі при експлуатації генератора на номінальній потужності.

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном}i} - S_{\text{ВП.ном}} - S_{p.\text{від.}\min} \quad (2.18)$$

де  $S_{p.\text{від.}\min}$  – мінімальна потужність, що видається зі шин станції в місцевий енергетичний район (див. табл. 2.1).

$$S_{p.\min} = 4 \cdot 5 - 4 \cdot 0,26 - \frac{14,38}{0,8} = 1 \text{ (МВА)}.$$

в) аварійний відключення генератора з найвищою потужністю:

$$S_{p.a.} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{ном}i} - S_{\text{ВП.ном}} - S_{p.\text{від.мак}}; \quad (2.19)$$

$$S_{p.a.} = (4-1) \cdot (5-0,26) - \frac{16,05}{0,8} = -5,83 \text{ (МВА)}.$$

Слід враховувати, що в разі виходу з ладу одного з трансформаторів, той, який залишився в експлуатації, має забезпечити передачу потужності під час пікових навантажень з урахуванням дозволених перевантажень:

$$S'_{\text{ном.т}} = \frac{|S_{p.\max}|}{1,4}; \quad (2.20)$$

$$S''_{\text{ном.т}} = \frac{|S_{p.\min}|}{1,4}; \quad (2.21)$$

$$S'''_{\text{ном.т}} = \frac{|S_{p.a}|}{2}; \quad (2.22)$$

$$S'_{\text{ном.т}} = \frac{|-1,09|}{1,4} = 0,78 \text{ (МВА)};$$

$$S''_{\text{ном.т}} = \frac{|1|}{1,4} = 0,72 \text{ (МВА)};$$

$$S'''_{\text{ном.т}} = \frac{|-5,83|}{2} = 2,92 \text{ (МВА)}.$$

Обираємо секційний реактор.

Розрахунковий струм, що протікає через секційний реактор розраховується за формулою 2.23:

$$I_{\text{ср.розр}} = 0,6 \cdot I_{\text{Г.НОМ}}; \quad (2.23)$$

$$I_{\text{ср.розр}} = 0,6 \cdot 0,275 = 0,165 \text{ (кА)}.$$

Номинальний індуктивний опір розраховується за формулою 2.24:

$$X_p = \frac{(0,08 \div 0,12) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}}; \quad (2.24)$$

$$X_p = \frac{(0,08 \div 0,12) \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,275} = 1,77 \div 2,65 \text{ (Ом)}.$$

Обираємо секційний токообмежувальний реактор моделі РБ-10-630-2УЗЮ з такими основними параметрами:  $U_{\text{НОМ}} = 10$  (кВ),  $I_{\text{НОМ}} = 630$  (А),  $X_p = 2$  (Ом).

За більшим з цих показників ( $S'_{\text{НОМ.Т}}$ ,  $S''_{\text{НОМ.Т}}$ ,  $S'''_{\text{НОМ.Т}}$ ) визначається розрахункова потужність трансформаторів зв'язку.

Таблиця 2.6 – Підбір трансформаторів і секційних реакторів

Позначення на схемі	Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ , МВ А	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ			$U_k$ , %			$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_k$ кВт	Кількість
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТВП 1-4	ТМ-1000/10	1	10,5	-	6,3	-	5,5	-	2,4 5	11, 6	4
ТВП 5-7	ТДНС-10000/13,8	10	13,8	-	6,3	-	8	-	12	60	3
БТ	ТДЦ-125000/110	125	121	-	13,8	-	10,5	-	170	550	3
ТЗ	ТМН-4000/110	4	121	-	6,3	-	7,5	-	10	35	2
ПРТВП1	ТДНС-10000/10	10	10,5	-	6,3	-	8	-	12	60	1
ПРТВП2	ТДН-10000/110	10	121	-	6,3	-	8	-	24	120	1

Розрахунок втрат електричної енергії в трансформаторах

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (2.25)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4716 \text{ (год)};$$

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (2.26)$$

де  $\Delta P_{xx}, \Delta P_{кз}$  – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання,

$S_{T.\text{НОМ}}$  – номінальна повна потужність трансформатора, МВА,

$S_{\max}$  – розрахункове пікове навантаження трансформатора, визначене на основі аналізу потоків потужності в режимі одночасних максимальних навантажень у місцевому районі та енергосистемі загалом,

$T_{\max}$  – час максимальних втрат в рік,

$\tau$  – час максимальних втрат в рік,

У даному випадку, через ідентичність параметрів трансформаторів та однакові режими навантаження в обох варіантах структурних схем електричної частини ТЕЦ, значення  $\Delta W_{\Sigma}$  для кожного трансформатора буде однаковим незалежно від конфігурації схеми. Це підтверджує рівноцінність варіантів з точки зору енергетичних втрат у трансформаторах.

$$\Delta W_{BT} = 3 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 550 \cdot \left( \frac{313,88}{125} \right)^2 \cdot 4716 = 9919400 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{T3} = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 35 \cdot \left( \frac{2,92}{4} \right)^2 \cdot 4716 = 219181,36 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{BT} + \Delta W_{T3}; \quad (2.27)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 9919400 + 219181,36 = 10138581,36 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем

Приведені затрати:

$$Z = p_n \cdot K + B \rightarrow \min . \quad (2.28)$$

де  $p_n$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень (0,12–0,15 для енергетичних об'єктів),

$K$  – капітальні вкладення в будівництво та монтаж електроустановки,

$B$  – річні експлуатаційні витрати, що включають амортизацію, ремонт, втрати електроенергії та обслуговування,

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W . \quad (2.29)$$

де  $\alpha_a + \alpha_0$  – відсоток відрахувань на амортизацію та технічне обслуговування,%,

$\beta$  – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії, грн/кВт·год,

$\Delta W$  – річні втрати електроенергії в елементі, кВт·год.

Таблиця 2.7 – Вартість силових трансформаторів і секційних реакторів

Варіант структурної схеми	Тип обладнання	Ціна одного (тис. грн)	Кількість, Шт	Сума (тис. грн)
1	ТМ-1000/10	81,19	4	21909,6
	ТДНС-10000/13,8	1188	3	
	ТДЦ-125000/110	3868	3	
	ТМ-4000/110	1381	2	
	ТДНС-10000/35	1105	1	
	ТДНС-10000/110	2486	1	
	РБ 10-630-2.0У3	63,82	1	
2	ТМ-1000/10	81,19	4	22101
	ТДНС-10000/13,8	1188	3	
	ТДЦ-125000/110	3868	3	
	ТМ-4000/110	1381	2	
	ТДНС-10000/35	1105	1	
	ТДНС-10000/110	2486	1	
	РБ 10-630-2.0У3	63,82	1	

Варіант №1

$$B_1 = \frac{9,4}{100} \cdot 21909,5 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 10318581,36 = 2384 \text{ (тис.грн).}$$

Варіант №2

$$B_2 = \frac{9,4}{100} \cdot 22101 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 10318581,36 = 2402 \text{ (тис.грн).}$$

Тоді сумарні витрати для обох варіантів схем головних електричних з'єднань становитимуть відповідно:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 21909,6 + 2384 = 5013 \text{ (тис.грн),}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 22101 + 2402 = 5054 \text{ (тис.грн).}$$

Отже, обираємо перший варіант схеми головних з'єднань як економічно вигідніший за рівнем капітальних витрат.

2.4 Вибір схеми розподільчого пристрою високої напруги на основі техніко-економічного порівняння

Для ВРУ-110 кВ розглядаємо два можливі виконання головної схеми електричних з'єднань [2]:

а) одна робоча система шин, секціонована вимикачем, з обхідною системою шин;

б) дві робочі системи шин із секціонуванням вимикачами, обхідна система шин, оснащена двома обхідними та двома шиноз'єднувальними вимикачами.

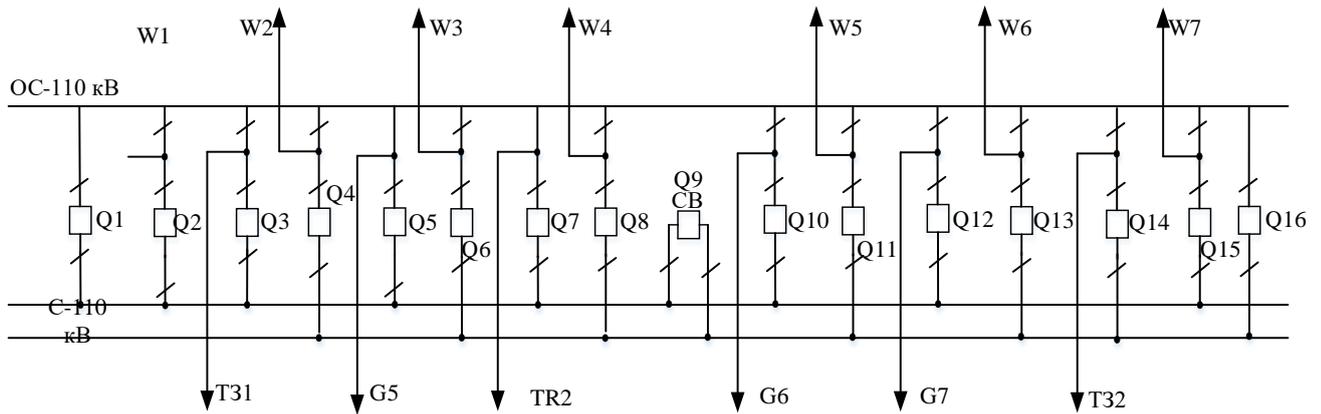


Рисунок 2.7 – Схема «Одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна система шин» ВРУ-110 кВ

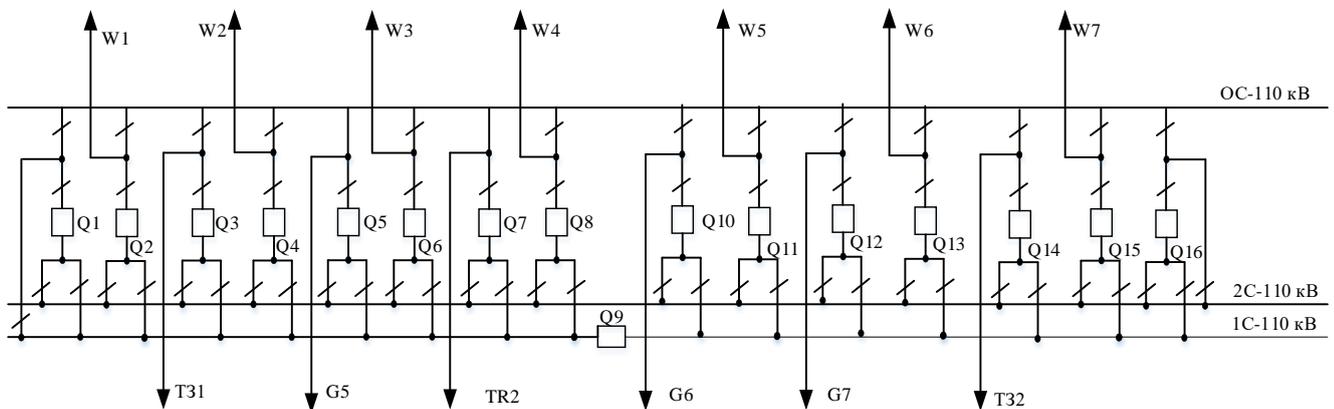


Рисунок 2.8 – Схема «Дві робочі секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами»

Вибір схеми виконується за критерієм питомих приведених витрат з обов'язковим урахуванням показників надійності [1]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z). \quad (2.30)$$

де  $p_n$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень ( $p_n = 0,12$ ),

$K$  – капітальні вкладення у будівництво електроустановки, тис. грн,

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

$M(З)$  – очікувані збитки від перерв у електропостачанні, тис. грн.

$$K = n_k \cdot C_k . \quad (2.30)$$

де  $n_k$  – кількість комірок вимикачів ВРУ-110 кВ,

$C_k$  – вартість комірки.

$$K = 16 \cdot 3150 \cdot 10^3 = 50400 \text{ (тис.грн);}$$

$$B = \frac{a \cdot K}{100} . \quad (2.31)$$

де  $a$  – відрахування на амортизацію та утримання обладнання, %,

$$B = \frac{9,4 \cdot 5040}{100} = 4738 \text{ (тис.грн).}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах для обох варіантів ідентичні, тому їх можна виключити з розрахунку.

Очікувані збитки від перерв електропостачання внаслідок відмов вимикачів [2]:

$$M(З) = y_0 \cdot \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i . \quad (2.32)$$

де  $y_0 = 20$  грн/кВт·год – питомий збиток від недоотримання електроенергії;

$K_j$  – коефіцієнт режиму роботи схеми ( $K_0$  або  $K_p$ );

$\omega_i$  – інтенсивність відмов вимикача, 1/рік,

$\Delta P_i$  – потужність, що втрачається під час відмови, МВт;

$T_1$  – час простою елемента ( $T_0$  або  $T_{ВП}$ ), год.

Програмний комплекс «Надійність» визначає математичне сподівання збитків для обох варіантів схем ВРУ-110 кВ.

Застосовуються елегазові вимикачі; показники їхньої надійності наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра потоків відмов, 1/рік		Час відновлення $T_B$ , год	Частота планових ремонтів $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_P$ , год
	$\omega_1$	$\omega_2$			
110	0,01	0,006	50	0,2	90

Для обох варіантів схем визначаються лінійні та трансформаторні вимикачі, після чого розраховуються параметри раптових відмов цих вимикачів:

$$\omega_{Г.В} = 0,6 \cdot \omega_1; \quad (2.33)$$

$$\omega_{Л.В} = 0,6 \cdot \left( \omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right). \quad (2.34)$$

де  $l = 38$  км – довжина ЛЕП, км,

$\omega_1, \omega_2$  – параметри потоків відмов вимикачів, 1/рік.

$$\omega_{Г.В} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \left( \frac{1}{\text{рік}} \right);$$

$$\omega_{Л.В} = 0,6 \cdot \left( 0,01 + 0,006 \cdot \frac{38}{100} \right) = 0,007368 \left( \frac{1}{\text{рік}} \right).$$

Визначення коефіцієнтів ремонтного  $K_p$  та нормального  $K_0$  режимів роботи ВРУ:

$$K_p = \mu \cdot \frac{T_p}{8760}; \quad (2.35)$$

$$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p. \quad (2.36)$$

де  $\mu$  – частота планових ремонтів, 1/рік,

$T_p$  – тривалість планового ремонту, год.

$$K_p = 0,2 \cdot \frac{90}{8760} = 0,00205 \left( \frac{\text{год}}{\text{рік}} \right);$$

$$K_0 = 1 - 16 \cdot 0,00205 = 0,967 \left( \frac{\text{год}}{\text{рік}} \right).$$

Час, необхідний для введення елемента в експлуатацію після перемикачів у РУ,  $T_0$ , або час відновлення після одночасного виведення в плановий ремонт одного вимикача та аварійного простою другого  $T_{ВП}$ .

$$T_0 = T_{\text{ВИМ}} + m \cdot T_p; \quad (2.37)$$

$$T_{\text{ВП}} = T_{\text{В}} - \frac{T_{\text{В}}^2}{2 \cdot T_{\text{П}}}. \quad (2.38)$$

де  $T_{\text{ВИМ}}$  – час, необхідний оперативному персоналу для виявлення місця та характеру пошкодження, год;

$m$  – кількість роз'єднувачів, що вимикаються для ізоляції вимикача, шт,

$T_p$  – час на вимикання одного роз'єднувача, год,

$T_{\text{В}}$  – час відновлення, год,

$T_{\text{П}}$  – тривалість планового ремонту.

$$T_0 = 0,3 + 2 \cdot 0,1 = 0,5 \text{ (год)};$$

$$T_{\text{ВП}} = 50 - \frac{50^2}{2 \cdot 90} = 36,11 \text{ (год)}.$$

Розрахунок показників надійності схеми проводимо за таблицями В1 і В2 додатка В. Після заповнення цих таблиць визначаємо сумарні показники надійності які наведені в додатку В.

Очікувані збитки від відмов вимикачів:

$$M(3)_{\text{а)}} = 2096,397 \text{ (тис.грн)};$$

$$M(3)_{\text{б)}} = 1540,929 \text{ (тис.грн)}.$$

Для схеми варіанту б) розраховуємо додаткові збитки від знеструмлення обох систем шин через помилкові дії з роз'єднувачами:

$$M(3)_{\text{б)дод}} = y_0 \cdot K_{2\text{ш}} \cdot T_{\text{ш}} \cdot P_{\Sigma} \cdot \sum \omega_i. \quad (2.39)$$

де  $K_{2\text{ш}} = 0,1$  год,

$T_{\text{ш}} = 2$  год – час погашення ліній,

$P_{\Sigma}$  – загальна потужність генерувальних джерел, підключених до схеми, МВт.

$$M(3)_{\text{б)дод}} = 20 \cdot 0,1 \cdot 2 \cdot 94,01 \cdot 3 \cdot (8 \cdot 0,006 + 8 \cdot 0,0073) = 120,031 \text{ (тис.грн)}.$$

Сумарні збитки для схеми варіанту б) розраховуються як:

$$M(3)_{\text{б)Σ}} = M(3)_{\text{б)}} + M(3)_{\text{б)дод}}; \quad (2.40)$$

$$M(3)_{\text{б)Σ}} = 1540,929 + 120,031 = 1660,96 \text{ (тис.грн)}.$$

Результати розрахунку приведених витрат для схем ВРУ-110 кВ введено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Приведені затрати схем ВРУ-110 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	а варіант	б варіант
Капіталовкладення	50400	50400
Щорічні експлуатаційні витрати	4738	4738
Очікуваний збиток	2096,397	1660,96
Приведені витрати	12882,397	12446,96

З огляду на отримані значення приведених затрат, обираємо варіант б) схеми ВРУ-110 кВ, оскільки він забезпечує менший обсяг капіталовкладень при збереженні необхідного рівня надійності та експлуатаційної гнучкості системи.

## 2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Виробництво електроенергії на теплоелектроцентралі характеризується високим рівнем механізації. Численні механізми забезпечують безперебійну роботу основних агрегатів станції. Тому стабільне функціонування всієї електростанції можливе лише за умови надійної експлуатації систем власних потреб, що, у свою чергу, залежить від якісного та безперервного електропостачання відповідних механізмів.

У системі власних потреб застосовуються основні рівні напруги: 6 кВ — для живлення електродвигунів потужністю понад 200 кВт, а також 0,38/0,23 кВ — для решти споживачів нижчої потужності. Схему електропостачання власних потреб розробляємо відповідно до рекомендацій, наведених у [1].

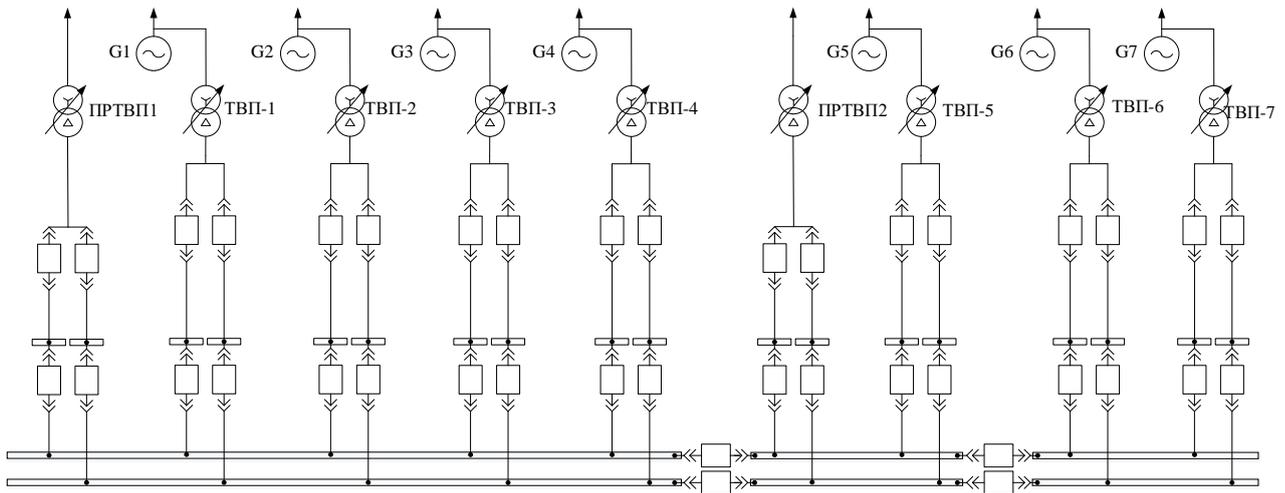


Рисунок 2.9 – Схема електропостачання механізмів власних потреб теплоелектроцентралі

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин

Складаємо спрощену однолінійну розрахункову схему електроустановки (рис. 2.10), на якій позначаємо всі елементи, що впливають на значення струму короткого замикання: генератори, силові трансформатори, автотрансформатори зв'язку (якщо є), лінії електропередачі, реактори. Додатково вказуємо точки короткого замикання (К1–К5) у характерних місцях: на шинах 110 кВ, на вводах трансформаторів власних потреб 6 кВ, на шинах 6 кВ і 0,4 кВ, а також на відхідних лініях до потужних електродвигунів. Це дозволяє врахувати різні режими роботи схеми та максимальні/мінімальні значення струмів КЗ при подальших розрахунках.

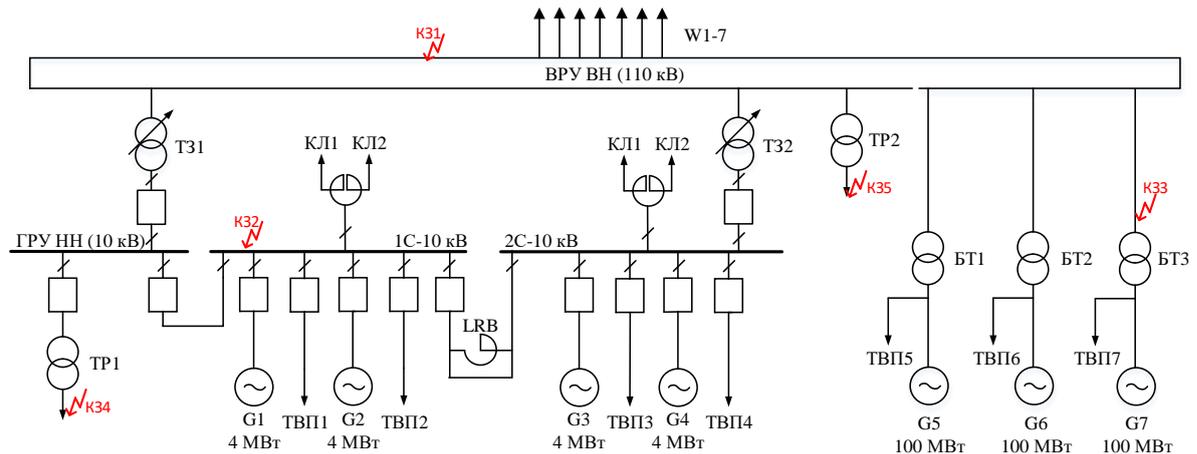


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема установки та місце знаходження точок короткого замикання

Покрокові розрахунки струмів короткого замикання наведені в додатку Г. Результати визначення складових струмів КЗ зведено в таблицю 2.11.

Таблиця 2.10 – Значення періодичного струму КЗ в момент часу  $t=0$ , часу  $\tau$ ,  $T_a$  і ударного коефіцієнту  $k_y$

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{п0}$ , кА	$\tau$ , с	$T_a$ , с	$k_y$ , в.о.
К1 ВРУ-110 кВ	G 1-4	0,331	0,035	0,15	1,92
	G 5-7	8,384	0,035	0,26	1,96
	Система	25,114	0,035	0,03	1,71
	Сума	33,829	-	-	-
К2 ГРУ-10 кВ	G 1-2	4,242	0,04	0,15	1,92
	G 3-4	4,164	0,04	0,15	1,92
	G 5-7	1,473	0,04	0,26	1,96
	Система	4,413	0,04	0,03	1,71
	Сума	14,292	-	-	-
К3 ГРУ-13,8 кВ	G 1-4	0,454	0,035	0,15	1,92
	G 5-6	7,66	0,035	0,26	1,96
	G 7	39,729	0,035	0,26	1,96
	Система	34,417	0,035	0,03	1,71
	Сума	82,26	-	-	-
К4 ТР1	Двигуни	7,591	0,035	0,04	1,65
	G-С	8,333	0,035	0,32	1,97
	Сума	15,924	-	-	-
К5 ТР2	Двигуни	11,241	0,035	0,04	1,65
	G-С	8,333	0,035	0,32	1,97
	Сума	19,574	-	-	-

Таблиця 2.11 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$I_{пр}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
К1 ВРУ-110 кВ	G 1-4	0,331	0,05	0,318	0,9
	G 5-7	8,384	3,086	7,881	23,24
	Система	25,114	0,0003	25,114	56,83
	Сума	33,829	3,131	33,313	80,97
К2 ГРУ-10 кВ	G 1-2	4,242	4,595	3,394	11,518
	G 3-4	4,164	4,51	3,331	11,306
	G 5-7	1,473	1,786	1,473	4,083
	Система	4,413	1,645	4,413	9,985
	Сума без G 1-2	10,05	7,941	9,217	25,38
	Сума	14,292	12,536	12,611	36,89
К3 ГРУ-13,8 кВ	G 1-4	0,454	0,508	0,454	1,233
	G 5-6	7,66	9,468	7,66	21,232
	G 7	39,729	49,109	31,783	110,123
	Система	34,417	15,157	34,417	77,88
	Сума без G 7	42,531	25,134	42,531	170,74
	Сума	82,26	74,243	74,314	210,47
К4 ТР1	Двигуни	7,591	4,475	7,06	17,713
	G-C	8,333	10,564	7,75	23,22
	Сума	15,924	15,039	14,8	41
К5 ТР2	Двигуни	11,241	6,63	9,01	26,23
	G-C	8,333	10,564	7,75	23,22
	Сума	19,574	17,19	14,8	49,45

При проходженні струму короткого замикання провідник зазнає додаткового нагрівання. Оскільки величина струму КЗ значно перевищує номінальний робочий струм, температура провідника може сягнути критичних значень, що призводить до руйнування ізоляції, деформації або навіть плавлення струмопровідних елементів.

Критерієм термічної стійкості є максимально допустима температура нагріву провідника під дією струмів КЗ.

Розраховуємо теплові імпульси для кожної точки короткого замикання.

Обчислення для точки К1:

$$W_k = I_{\text{ПОСК1}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a). \quad (2.51)$$

де  $t_{\text{відкл}}$  – час відключення  $t_{\text{відкл}} = 0,2$ .

$$W_k = 33,829^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 526,43 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

При обчисленні теплового імпульсу в точці К2 поблизу генератора враховуємо окремо внесок періодичної та аперіодичної складових квадратичного струму короткого замикання.

$$W_k = W_{\text{кп}} + W_{\text{ка}}. \quad (2.52)$$

де  $W_{\text{ка}}$  – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи.

$$W_{\text{ка}} = I_C^2 \cdot T_{\text{аС}} + I_{\text{п0Г}}^2 \cdot T_{\text{аГ}} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_C}{T_{\text{аС}}^{-1} + T_{\text{аГ}}^{-1}}. \quad (2.53)$$

$W_{\text{кп}}$  – тепловий імпульс квадратичного струму від періодичних складових генераторів і системи складається з трьох компонентів: імпульсу від періодичного струму систем  $W_{\text{кС}}$ , імпульсу від періодичного струму генераторів  $W_{\text{кГ}}$  а імпульсу від їхньої спільної дії  $W_{\text{кГС}}$ .

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

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

$$W_{\text{кГ}} = W_* \cdot I_{\text{п0Г}}^2 \cdot t_{\text{відкл}}; \quad (2.56)$$

$$W_{\text{кГС}} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{п0Г}} \cdot t_{\text{відкл}}. \quad (2.57)$$

де  $V_*$ ,  $T_*$  – відносні значення теплового та струмового імпульсів періодичної складової струму генератора.

$$V_{ка} = 10,05^2 \cdot 0,03 + 4,242^2 \cdot 0,15 + \frac{4 \cdot 10,05 \cdot 4,242}{0,03^{-1} + 0,15^{-1}} = 9,92 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$V_{кС} = 10,05^2 \cdot 0,3 = 30,301 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$V_{кГ} = 0,62 \cdot 4,242^2 \cdot 0,3 = 3,347 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$V_{кГС} = 2 \cdot 10,05 \cdot 0,71 \cdot 4,242 \cdot 0,3 = 18,161 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$V_{кП} = 30,301 + 3,347 + 18,161 = 51,81 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$V_{к} = 51,81 + 9,92 = 61,801 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Обчислення параметрів КЗ у точці К4 вимагає врахування зворотного впливу групи асинхронних двигунів системи власних потреб електростанції:

$$V_{к} = I_{пС}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{ск}) + I_{пД}^2 \cdot (0,5 \cdot T_{Д}' + T_{аск}) + 2 \cdot I_{пД} \cdot I_{пС} \cdot (T_{Д}' + T_{аск}). \quad (2.58)$$

де

$$T_{аск} = \frac{T_{ас} \cdot I_{пС} + T_{ад} \cdot I_{пД}}{I_{пС} + I_{пД}}; \quad (2.59)$$

$$T_{аск} = \frac{0,049 \cdot 7,591 + 0,04 \cdot 8,333}{7,591 + 8,333} = 0,044 \text{ (с)};$$

$$V_{к} = 7,591^2 \cdot (0,03 + 0,045) + 8,333^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,045) + 2 \cdot 8,333 \cdot 7,591 \cdot (0,07 + 0,045) = 24,246 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Обчислення теплових імпульсів у точках КЗ та К5 проводиться аналогічно до попередніх випадків; отримані значення зведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку теплових імпульсів для різних точок КЗ

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5
$B_{к}, кА^2с$	526,425	61,801	16490	24,25	36,641

## 2.7 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури здійснюємо за максимальним робочим струмом відповідного приєднання з урахуванням даних таблиці з попереднього підрозділу.

Розраховуємо максимальні робочі струми для приєднань розподільчих пристроїв.

ВРУ-110 кВ:

Максимальний робочий струм лінійних приєднань:

$$I_{\max W110} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}, \quad (2.60)$$

$$I_{\max W110} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 328 \text{ (A)};$$

$$I_{\max БТ} = \frac{S_{Гном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.61)$$

$$I_{\max БТ} = \frac{117,65 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 650 \text{ (A)}.$$

Максимальний робочий струм в колах генераторів 13,8 кВ:

$$I_{\max G567} = \frac{I_{Гном}}{0,95}; \quad (2.62)$$

$$I_{\max G567} = \frac{4925}{0,95} = 5184 \text{ (A)};$$

$$I_{mTBI567} = \frac{S_{\text{номTBI567}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.63)$$

$$I_{mTBI567} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 418,37 \text{ (A)}.$$

Максимальний робочий струм в колах генераторів 10,5 кВ:

$$I_{mГЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{номАГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.64)$$

$$I_{mГЗ} = 1,5 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{maxG1234}} = \frac{275}{0,95} = 289,474 \text{ (A)};$$

$$I_{mTR1} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,86 \text{ (A)};$$

$$I_{mTBI1234} = \frac{1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (A)}.$$

Максимальний робочий струм в РУ ВП 6 кВ:

$$I_{mПРТВП12} = \frac{S_{\text{номПРТВП12}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.65)$$

$$I_{mПРТВП12} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 962,25 \text{ (A)}.$$

Проводимо підбір вимикачів і роз'єднувачів для ВРУ 110 кВ. Обираємо елегазовий вимикач типу ЛТВ 145D1/В.

- за номінальною напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$110 \text{ (кВ)} \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

- за максимальним робочим струмом приєднання:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$650 \text{ (А)} \leq 3150 \text{ (А)}.$$

Проводимо перевірку:

а) на відключаючу здатність вимикача:

- перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{н.відкл}};$$

$$33,313 \text{ (кА)} \leq 40 \text{ (кА)}.$$

- перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{н.відкл}}.$$

де  $\beta_{\text{н}}$  – стандартне значення присутності аперіодичної складової в струмі, який вимикається.

$$3,131 \text{ (кА)} \leq 26,02 \text{ (кА)}.$$

б) перевірка електродинамічної стійкості:

$$i_{\text{П0}} \leq i_{\text{н.відкл}};$$

$$33,829 \text{ (кА)} \leq 40 \text{ (кА)};$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$80,97 \text{ (кА)} \leq 102 \text{ (кА)}.$$

в) перевірка термічної стійкості:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_T;$$

$$526,425 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 4800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Обираємо роз'єднувач моделі **D VF-110/4000 T1**:

- за номінальною напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$110 \text{ (кВ)} \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

- за найбільшим робочим струмом приєднання:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$650 \text{ (А)} \leq 4000 \text{ (А)}.$$

Виконуємо перевірку:

б) на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$80,97 \text{ (кА)} \leq 100 \text{ (кА)}.$$

в) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_T;$$

$$526,425 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 2500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Подібний вибір здійснюється для решти ділянок. Результати підбору комутаційного обладнання зведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Підсумки вибору апаратів комутації

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
<b>ВРУ-110 кВ</b>	<b>ЛТВ 145D1/В</b>	<b>D BF-110/4000 Т1</b>
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 650 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$I_{пт} = 33,313 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{ат} = 3,131 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{н.відкл} \cdot \beta_n = 26,02 \text{ кА}$	-
$I_{п0} = 33,829 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 80,97 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 526,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}^2 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>ГРУ-10 кВ</b>	<b>ЕГВ 10/1250</b>	<b>РВК-10/3000 У1</b>
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 549,86 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
$I_{пт} = 9,217 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{ат} = 7,941 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{н.відкл} \cdot \beta_n = 14,42 \text{ кА}$	-
$I_{п0} = 10,05 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 25,38 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} = 85 \text{ кА}$
$B_k = 61,801 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}^2 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}^2 = 129,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>РУВП-6 кВ</b>	<b>ВР-1 (комірка КРУ типу КУ-10)</b>	
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	
$I_{max} = 962 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	
$I_{пт} = 14,8 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 31,5 \text{ кА}$	
$i_{ат} = 17,19 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{н.відкл} \cdot \beta_n = 20,05 \text{ кА}$	
$I_{п0} = 19,574 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 31,5 \text{ кА}$	
$i_y = 49,45 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	
$B_k = 36,641 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}^2 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 2.8 Вибір струмоведучих частин

Підбір шин виконуємо з урахуванням максимального робочого струму найпотужнішого приєднання.

Для ВРУ 110 кВ, відповідно до рекомендацій, застосовуємо сталєво-алюмінієві проводи марки АС. Згідно з [2], обираємо шини, сформовані з двох провідників на фазу  $2 \times \text{АС-400/51}$ ,  $I_{\text{max}} = 650 \text{ А}$ ,  $I_{\text{доп}} = 825 \text{ А}$ ,  $d = 27,5 \text{ мм}$ ,  $m = 1,49 \text{ кг/м}$ ,  $q = 400 \text{ м}^2$ .

Перевірка за гранично допустимим струмом:

$$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$650 \text{ (А)} \leq 2 \cdot 825 = 1650 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин на відповідність умовам корони:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0.$$

Перевірка на короноутворення потрібна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ та вище. Коронний розряд з'являється навколо проводу через високу напруженість електричного поля і проявляється характерним потріскуванням та слабким свіченням. Правильно підібрані провідники мають звести ефект корони до допустимих меж.

Корона виникає, коли максимальна напруженість поля на поверхні проводу досягає початкового критичного значення:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right). \quad (2.66)$$

де  $m$  – коефіцієнт, який ураховує шорсткість поверхні проводу,

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 31,18 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля поблизу розщеплених провідників:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}} \quad (2.67)$$

де  $K$  – коефіцієнт, який ураховує число провідників у фазі,

$U$  – гранично допустима напруга установки, кВ,

$D_{\text{cp}}$  – середня геометрична відстань між фазами,

$r_{\text{екв}}$  – еквівалентний радіус розщеплення провідників у фазі.

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}; \quad (2.68)$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,375}{20} = 1,137 \text{ (в.о.)};$$

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.69)$$

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)};$$

$$r_{\text{екв}} = \sqrt{r_0 \cdot a}; \quad (2.70)$$

$$r_{\text{екв}} = \sqrt{1,375 \cdot 20} = 5,244 \text{ (см)};$$

$$E = 1,137 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,375 \cdot \lg \frac{378}{5,244}} = 9,53 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 9,53 = 10,2 \text{ (кВ/см)} \leq 0,9 \cdot 31,18 = 28,06 \text{ (кВ/см)}.$$

Отже, умова дотримується, тож корони на проводах не виникатиме.

Далі слід визначити механічні зусилля, які діятимуть на провідники через проходження струму електродинамічної стійкості.

$$I_{\text{н.0}} = 33,929 \text{ (кА)} \geq 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 80,97 \text{ (кА)} \geq 50 \text{ (кА)}.$$

Перевірка на схльостування провідників:

1) усилия від тривалого струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п0}^2}{D}; \quad (2.71)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{33,829^2}{3} = 57,2 \text{ (Н/м)}.$$

2) питома зусилля від ваги 1 м струмопроводу:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m. \quad (2.72)$$

де  $m$  – маса 1 м струмопроводу, кг.

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,49 \cdot 2 = 32,12 \text{ (Н/м)}.$$

3) визначаємо відношення.

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2}}{0,1} = 14,$$

$$\frac{f}{g} = \frac{57,2}{32,12} = 1,78;$$

де  $h$  – максимальна розрахункова стріла провисання,

$t_{ек}$  – еквівалентний час спрацьовування захисту.  $b/h$ .

За діаграмою встановлюємо, що  $b/h = 0,42$ .

Отримане значення  $b$  зіставляємо з гранично допустимим:

$$b \leq b_{\text{доп}} ;$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} . \quad (2.73)$$

де  $a_{\text{доп}}$  – найменша припустима відстань між сусідніми фазами в момент їхнього максимального зближення.

$$b_{\text{доп}} = \frac{3 - 0,0275 - 0,45}{2} = 1,26 \text{ (м)} ;$$

$$0,42 \cdot 2 = 0,84 \text{ (м)} \leq 1,26 \text{ (м)} .$$

Умова дотримується.

Гнучкі струмопроводи з розщепленими фазами додатково перевіряють на електродинамічну взаємодію провідників у межах однієї фази.

Сила, що діє на кожен провідник від взаємодії з рештою  $n-1$  провідниками:

$$f_{\text{ц}} = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{\text{н0}}^2}{d} ; \quad (2.74)$$

$$f_{\text{ц}} = \frac{2-1}{2^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(33,828 \cdot 10^3)^2}{0,0275} = 2081 \text{ (Н/м)} .$$

Питоме навантаження на кожен провідник від взаємодії під час КЗ:

$$\gamma_{\text{к}} = \frac{f_{\text{ц}}}{q} ; \quad (2.75)$$

$$\gamma_{\text{к}} = \frac{2081}{400} = 5,202 \text{ (МПа/м)} .$$

Питоме навантаження на провідник від його власної ваги:

$$\gamma_1 = \frac{9,8 \cdot m}{q}; \quad (2.76)$$

$$\gamma_1 = \frac{9,8 \cdot 1,49}{400} = 0,037 \text{ (МПа/м)}.$$

Приймаючи максимальне тяжіння на фазу в нормальному режимі  $T_{\text{фмак}} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$ , розраховуємо максимальну механічну напруженість у проводі за нормальних умов експлуатації:

$$\delta_{\text{мак}} = \frac{T_{\text{фмак}}}{n \cdot q}; \quad (2.77)$$

$$\delta_{\text{мак}} = \frac{100 \cdot 10^3}{n \cdot 400} = 125 \text{ (МПа)}.$$

Допустима відстань між розпірками всередині фази:

$$l_p = k \cdot \delta_{\text{мак}} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \delta_{\text{мак}} \cdot 24 \cdot \beta}{(\gamma_k + k \cdot \gamma_1) \cdot (\gamma_k - k \cdot \gamma_1)}}. \quad (2.78)$$

де  $k = 1,8$  – коефіцієнт допустимого зростання механічної напруженості в проводі під час КЗ,

$\beta$  – коефіцієнт пружного видовження матеріалу проводу (для алюмінію  $\beta = 159 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{Н}$ ).

$$l_p = 1,8 \cdot 125 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(1,8-1) \cdot 125 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(5,202 + 1,8 \cdot 0,037) \cdot (5,202 + 1,8 \cdot 0,037)}} = 8,451 \text{ (м)}.$$

Отже, відповідно до [2], встановлюємо внутрішньофазні розпірки з інтервалом 15 м для фіксації провідників у розщепленій фазі.

Для інших структурних елементів електростанції підбираємо струмопровідні частини.

Для кіл генераторів потужністю 100 МВт застосовуємо екрановані генераторні струмопроводи:

а) у головному колі – типу ТЕКН-Е-20-10000-300У1:

$$U_{\text{уст}} = 13,8 \text{ (кВ)} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ (кВ)};$$

$$I_{\text{мах}} = 5,184 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном}} = 10 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 110,123 \text{ (кА)} \leq i_{\text{дин}} = 300 \text{ (кА)}.$$

б) на відгалуженні до ТВП 5-7 – типу ТЕНЕ-20/1600-250У1:

$$U_{\text{уст}} = 13,8 \text{ (кВ)} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ (кВ)};$$

$$I_{\text{мах}} = 0,418 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном}} = 1,6 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 210,246 \text{ (кА)} \leq i_{\text{дин}} = 250 \text{ (кА)}.$$

Струмопровідні частини для кіл генераторів потужністю 4 МВт

Виконаємо підбір збірних шин: 10,5 кВ  $I_{\text{мах}} = 549,86 \text{ А}$ ,  $i_y = 36,89 \text{ кА}$ ,  $B_k = 61,801 \text{ кА}^2\text{с}$ ,  $\theta = 30^\circ \text{С}$ , встановлюємо жорсткі мідні шини прямокутного перерізу:  $q = 40 \times 4 = 160 \text{ мм}^2$ .

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{70 - \theta}{45}}; \quad (2.79)$$

$$549,86 \text{ (А)} \leq I_{\text{доп}} = 625 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{45}} = 589,255 \text{ (А)}.$$

Здійснено перевірку шин на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C} \leq q; \quad (2.80)$$

$$\frac{\sqrt{61,801 \cdot 10^6}}{170} = 46,25 \text{ (мм}^2\text{)} \leq 160 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевірка шин на механічну міцність:

Шини вважаються механічно міцними, якщо:

$$\delta_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \leq \delta_{\text{доп}}. \quad (2.81)$$

де  $l$  – довжина прольоту між ізоляторами, м,

$a$  – відстань між фазами, м,

$W$  – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до напрямку дії зусилля,  $\text{см}^3$ .

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.82)$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 1,1 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$\sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{36,89^2 \cdot 1,5^2}{1,1 \cdot 0,6} = 82,87 \text{ (МПа)} \leq 140 \text{ (МПа)}.$$

Шини мають достатню механічну міцність.

Вибір ізоляторів.

Для вибору ізоляторів приймаємо опорні ізолятори типу ИОР-10-3,75 УХЛ2 [3].

- за номінальною напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ;$$

$$10 \text{ (кВ)} \leq 10 \text{ (кВ)} .$$

- за допустимим навантаженням:

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{р}} . \quad (2.83)$$

де  $F_{\text{розр}}$  – обчислена сила, що впливає на ізолятор, Н,

$F_{\text{доп}}$  – граничне навантаження, яке витримує головка ізолятора,

$F_{\text{р}}$  – руйнівна сила при вигині.

$$F_{\text{розр}} = 0,173 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l ; \quad (2.84)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,173 \cdot \frac{36,89^2}{0,6} \cdot 1,5 = 588,58 \text{ (Н)} ;$$

$$588,58 \text{ (Н)} \leq 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)} .$$

Умови задовольняються.

Обираємо прохідні ізолятори типу ИП-10/630-750-1У:

- за робочою напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ;$$

$$10 \text{ (кВ)} \leq 10 \text{ (кВ)} .$$

- за номінальним струмом:

$$I_{\text{пях}} \leq I_{\text{ном}} ;$$

$$549,86 \text{ (A)} \leq 630 \text{ (A)}.$$

- за допустимим навантаженням:

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}}.$$

де  $F_{\text{розр}}$  – розрахована сила дії на ізолятор, Н,

$F_{\text{доп}}$  – максимально допустиме навантаження на голівку ізолятора,

$$F_{\text{розр}} = 0,0865 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l; \quad (2.85)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,0865 \cdot \frac{36,89^2}{0,6} \cdot 1,5 = 294,29 \text{ (Н)}.$$

$$294,29 \text{ (Н)} \leq 750 \text{ (Н)}.$$

Умови виконуються.

На гілці до ТВП 1-4 застосовуємо екрановані силові кабелі типу ТЕНЕ-10-2000-128:

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

$$I_{\text{мах}} = 0,055 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном}} = 2,0 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 36,89 \text{ (кА)} \leq i_{\text{дин}} = 128 \text{ (кА)}.$$

Для струмопровідних елементів у колах РУВП 6 кВ монтуємо екрановані струмопроводи типу ТЕНЕ-6-2000-128:

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

$$I_{\text{мах}} = 0,962 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном}} = 2,0 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 49,45 \text{ (кА)} \leq i_{\text{дин}} = 128 \text{ (кА)}.$$

Обираємо силовий кабель для живлення асинхронного електродвигуна моделі ДАЗО4-400Х-4, який належить до серії високовольтних двигунів з відкритим типом охолодження (IC01) та захистом IP23. Основні номінальні характеристики двигуна, що впливають на вибір кабелю, такі:  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ,  $P_{\text{ном}} = 314 \text{ кВт}$ ,  $I_{\text{ном}} = 37 \text{ А}$ ,  $B_k = 36,641 \text{ кА}^2\text{с}$ .

Кабель прокладається в каналі вологої споруди:  $\theta = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $T_{\text{max}} = 5500 \text{ год}$ ,  $j_{\text{ек}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ ,  $K_1 = 0,94$ ,  $K_2 = 1$ .

Обираємо трижильний кабель марки ААШв на напругу 6 кВ.

Економічно обґрунтований переріз розраховуємо так:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{ек}}}; \quad (2.86)$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{37}{1,2} = 30,83 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо трижильний кабель ААШв  $3 \times 35 \text{ мм}^2$  на 6 кВ.  $I_{\text{доп}} = 121 \text{ А}$ . Врахувавши попередні фактори отримуємо допустиме значення струму провідника:

$$I_{\text{доп}} = 121 \cdot 0,9 \cdot 1 = 108,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 37 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 108,9 \text{ А}.$$

Умова задовольняється.

Перевірка кабелю на термічну стійкість до дії струму короткого замикання:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (2.87)$$

де  $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$  для кабелів з алюмінієвими жилами та паперовою ізоляцією.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{36,641 \cdot 10^6}}{90} = 67,25 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{об}} = 35 \text{ мм}^2 \leq q_{\min} = 67,25 \text{ мм}^2.$$

У підсумку обираємо трижильний силовий кабель марки ААШв на 6 кВ з перерізом алюмінієвих секторних жил  $3 \times 70 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 180 \text{ А}$ .

Вибір апаратури для захисту від комутаційних і грозових перенапруг

Для запобігання пошкодженню ізоляції через комутаційні чи атмосферні імпульси застосовують нелінійні обмежувачі перенапруги (ОПН). Підбір таких пристроїв виконують насамперед за номінальною напругою електроустановки, спираючись на каталожні характеристики виробників. Детальні параметри типових ОПН, які можна використовувати при проектуванні ТЕЦ потужністю 316 МВт, наведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір пристроїв обмеження перенапруг

Місце встановлення	Тип ОПН
В колі генераторів 100 МВт	ОПН-П-20/24/10/550
Нейтраль ТЗ 1-2	ОПН-П-110/51/10/550 УХЛ1
Нейтраль БТ 1-3	ОПН-П-110/51/10/550 УХЛ1
Вимірювальний ТН на ВРУ 110 кВ	ОПН-П-110/51/10/550 УХЛ1
В колі генераторів 4 МВт	ОПНп-10/12/10/400 УХЛ1

Ми обираємо високочастотні загороджувачі для монтажу на повітряній лінії електропередачі напругою 110 кВ. Для цієї мети підходить модель ВЗ-2000-0,5У1. За класом напруги:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$110 \text{ (кВ)} \leq 330 \text{ (кВ)}.$$

- за номінальним струмом:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$650 \text{ (А)} \leq 2000 \text{ (А)}.$$

Проводимо перевірку:

- на електродинамічну стійкість:

$$I_y \leq I_{\text{дин}};$$

$$80,459 \text{ (кА)} \leq 104 \text{ (кА)}.$$

- на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$526,43 \text{ (кА}^2\text{с)} \leq 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2\text{с)}.$$

Умови вибору виконуються.

## 2.9 Вибір струмообмежуючих реакторів

Виконаємо підбір здвоєних лінійних реакторів ЛР 1-2. Вибір реакторів здійснюється з урахуванням номінальної напруги, струму та індуктивного опору.

Розрахункова потужність, яка проходить через реактор:

$$S_p = \frac{P_{\text{pmax}}}{n_p \cdot 0,8}; \quad (2.88)$$

$$S_p = \frac{16,05}{2 \cdot 0,8} = 10,03 \text{ (MBA)}.$$

Розрахунковий струм через реактор:

$$I_{\text{pн}} = \frac{U_{\text{рсп}}}{\sqrt{3} \cdot 10};$$

$$I_{\text{pн}} = \frac{10,03}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,579 \text{ (кА)}.$$

Еквівалентний опір контуру до монтажу реактора:

$$X_{\text{резК1}} = \frac{U_{\text{сп}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}}; \quad (2.89)$$

$$X_{\text{резК1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 14,292} = 0,424 \text{ (Ом)}.$$

Початкове значення періодичної складової струму в реакторі має відповідати струму відключення для вимикача. Перед монтажем реактора на лініях [5] ми обираємо вакуумний вимикач моделі ВВ/TEL 10-12,5-630 з  $I_{\text{нвідкл}} = 12,5$  кА який забезпечує надійну роботу в таких умовах.

$$I_{\text{п.0.К2}} = I_{\text{нвідкл}};$$

$$X_{\text{резК2}}^{\text{необх}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485 \text{ (Ом)}.$$

Різниця між розрахунковими значеннями опорів дозволить визначити необхідний індуктивний опір реактора:

$$X_p = X_{\text{резK2}}^{\text{необх}} - X_{\text{резK1}}, \quad (2.90)$$

$$X_p = 0,485 - 0,424 = 0,061 \text{ (Ом)}.$$

Для зведеного виконання обираємо реактор типу РБС-10-2×630-0,56УЗ, який має такі технічні характеристики:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}, I_{\text{ном}} = 2 \times 630 \text{ А}, X_p = 0,56 \text{ Ом}, i_{\text{дин}} = 24 \text{ кА}, I_{\text{тер}} = 9,45 \text{ кА},$$

$$k_{\text{св}} = 0,53, t_{\text{тер}} = 8 \text{ с}.$$

Виконуємо перевірку підбраного реактора. Фактичний струм короткого замикання за реактором розраховуємо наступним чином.

Визначаємо результуючий опір контуру КЗ з урахуванням встановленого реактора.

$$X'_{\text{рез}} = X_{\text{резK1}} + X_p; \quad (2.91)$$

$$X'_{\text{рез}} = 0,424 + 0,061 = 0,984 \text{ (Ом)}.$$

$$I'_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{сп}}}{\sqrt{3} \cdot X'_{\text{рез}}};$$

$$I'_{\text{п0}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,984} = 6,16 \text{ (кА)}.$$

Виконуємо перевірку на електродинамічну стійкість:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I'_{\text{п0}} \leq i_{\text{дин}};$$

$$\sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 6,16 = 17,12 \text{ (кА)} \leq 24 \text{ (кА)}.$$

Перевірка за електродинамічною стійкістю:

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

$$6,16^2 \cdot 8 = 303,56 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 9,45^2 \cdot 8 = 714,42 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Перевірка падіння напруги в нормальному режимі роботи:

$$\Delta U_{p\%} = X_p \cdot (1 - k_{cb}) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{роб} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot \sin \varphi \leq 1,5 \dots 2\% ; \quad (2.92)$$

$$0,56 \cdot (1 - 0,53) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 579 \cdot 100}{10} \cdot 0,6 = 1,584\% \leq 1,5 \dots 2\% .$$

Підібрані реактори призначені для обмеження струмів короткого замикання.

## 2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Тепер розглянемо підбір вимірювальних трансформаторів струму (ТТ) та напруги (ТН) для комірок вимикачів на лініях електропередачі 110 кВ.

Спочатку оберемо трансформатори струму – модель ТФЗМ-110Б-1. Процес вибору здійснюється так:

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$110 \text{ (кВ)} \leq 110 \text{ (кВ)} .$$

- за максимальним робочим струмом приєднання:

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном} ;$$

$$650 \text{ (А)} \leq 800 \text{ (А)} .$$

Проводимо перевірку:

а) на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$80,459 \text{ (кА)} \leq 124 \text{ (кА)}.$$

б) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_T,$$

$$526,425 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 2352 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Проведемо перевірку на вторинне навантаження.

$$r_2 \leq r_{2\text{ном}}. \quad (2.93)$$

де  $r_2$  – опір приладів,

$$r_2 \leq r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (2.94)$$

де  $r_{\text{прил}}$  – індуктивний опір струмових кіл,

$r_{\text{пр}}$  – допустимий опір,

$r_{\text{к}}$  – опір контактів, що залежить від кількості під'єднаних приладів.

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2}. \quad (2.95)$$

де  $S_{\text{прил}}$  – потужність, яка споживається приладами, визначена в таблиці 2.15,

$I_2$  – вторинний струм трансформатора струму,  $I_2 = 1 \text{ А}$ .

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	И674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

$$r_{\text{прил}} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ (Ом)};$$

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.96)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4 \text{ (Ом)}.$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}. \quad (2.97)$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу  $\rho = 0,0283$  для проводів з алюмінієвими жилами,

$l_{\text{розр}}$  – еквівалентна довжина контуру, що враховує конфігурацію підключення трансформатора струму (зокрема, схему «зірка») та відстань  $l$  між ТТ і вимірювальними приладами  $l_{\text{розр}} = l = 100$  м.

$$q_{\text{розр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{13,4} = 0,21 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Оберемо для контрольних ланцюгів кабель типу АКРВГ з алюмінієвими жилами перетином  $q = 2,5 \text{ мм}^2$ .

Тоді вторинне навантаження складе:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 100}{2,5} + 6,5 + 1 = 8,632 \text{ (Ом)};$$

$$8,632 \text{ (Ом)} \leq 20 \text{ (Ом)}.$$

Умови виконуються, від так заносимо дані до таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТФЗМ 110Б 1

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 650 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$i_y = 80,97 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 124 \text{ кА}$
$B_k = 526,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 28^2 \cdot 3 = 2352 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,632 \text{ Ом}$	$r_2 = 20 \text{ Ом}$

Зробимо вибір трансформаторів струму (ТН) - НКФ-110-58У1. Вибір обладнання проводиться:

- за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$110 \text{ (кВ)} \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

- за вторинним навантаженням:

$$S_{2\text{розр}} \leq S_{2\text{ном}}. \quad (2.98)$$

де  $S_{2\text{ном}}$  – вторинне розрахункове навантаження трансформатора напруги, підраховане в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Вимірювальні прилади, що підключені до ТН

Назва	Тип	Повна потужність	К-ть катушок	cosφ	sinφ	P,кВт	Q,кВар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	
Ватметр	Д-345	2	2	1	0	4	
Ватметр	Д-345	2	2	1	0	4	
Варметр	Д-345	2	2	1	0	4	
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	10	
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	10	
Лічильник активної енергії	И-680	2	2	0,38	0,925	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	
Частотомір	Н-393	1	1	1	0	1	
Сумарне значення						69	9,7

$$S_{2розр} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (2.99)$$

$$S_{2розр} = \sqrt{69^2 + 9,7^2} = 69,68 \text{ (В} \cdot \text{А)};$$

$$69,68 \text{ (В} \cdot \text{А)} \leq 400 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Для інших електричних кіл із номінальними напругами 10 кВ і 13,8 кВ, а також для контурів власних потреб із напругою 6 кВ, здійснюємо аналогічний підбір вимірювальних трансформаторів струму та напруги. Процес вибору базується на тих самих критеріях: врахуванні номінального струму, коефіцієнта трансформації, класу точності та умов експлуатації на теплоелектроцентралі. Результати розрахунків і обрані параметри обладнання систематизуємо та заносимо до таблиці 2.18 для подальшого використання в проєктній документації.

Таблиця 2.18 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-110 кВ	ТФЗМ-110Б 1	НКФ-110-58У1
Трансформатор зв'язку на стороні ВН	ТВТ-110-1	-
Блочний трансформатор БТ1-3 - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-1 ТШЛ-20-1	-
Генератор ТВ2-100-2	ТШЛ-20-1	ЗНОМ-20
Генератор ТК-4-2РУЗ	ТПОЛ-10 400/5	ЗНОМ-1/10
Робочий трансформатор власних потреб ТВП 1-4 ТВП 5-7	ТПОЛ-10 75/5 ТОЛУ-20	-
Резервний трансформатор власних потреб ПРТВП1 ПРТВП2	ТОЛУ-10-1/600 ТВ-110-I 200/5	-
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6УЗ

## 3 НАКОПИЧУВАЧІ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ

3.1 Роль теплоелектроцентралей у сучасних енергетичних системах та необхідність інтеграції систем накопичення енергії

Теплоелектроцентралі відіграють центральну роль у багатьох енергоємних енергетичних системах світу. Наприклад у Швеції, ТЕЦ забезпечують близько 10% виробництва електроенергії та 70% централізованого теплопостачання [13]. Комбіноване виробництво тепла та електроенергії дозволяє досягти значно вищої загальної ефективності використання палива порівняно з роздільним виробництвом цих енергоносіїв [13].

Однак останніми роками відбуваються значні зміни в структурі енергетичних систем, пов'язані зі стрімким зростанням частки відновлюваних джерел енергії, особливо вітрової та сонячної генерації. Ці джерела характеризуються змінним та непрогнозованим характером виробництва електроенергії, що створює нові виклики для балансування попиту та пропозиції в електричних мережах. Потреба у гнучкості, зумовлена збільшенням проникнення змінної та недиспетчеризованої генерації, змінює традиційний профіль роботи теплових електростанцій у трьох напрямках: частіші зупинки, коли це виправдано ринковими або мережевими умовами; більш агресивні швидкості зміни навантаження; нижче мінімальне стійке навантаження, що забезпечує ширший діапазон роботи та допомагає уникнути дорогих зупинок станції [10].

Проблема циклічної роботи теплових електростанцій є особливо актуальною. Циклування призводить до зменшення загальної ефективності станції, збільшення зносу обладнання та підвищення витрат на технічне обслуговування. Дослідження показують, що додаткові витрати на циклічну роботу можуть становити значну частину експлуатаційних витрат електростанції.

У контексті інтеграції відновлюваних джерел енергії виникає явище, яке отримало назву "крива качки" (duck curve). Це явище характеризується різким зниженням потреби в традиційній генерації в денні години через високий рівень виробництва сонячної енергії та наступним різким зростанням попиту ввечері, коли сонячна генерація знижується [11].

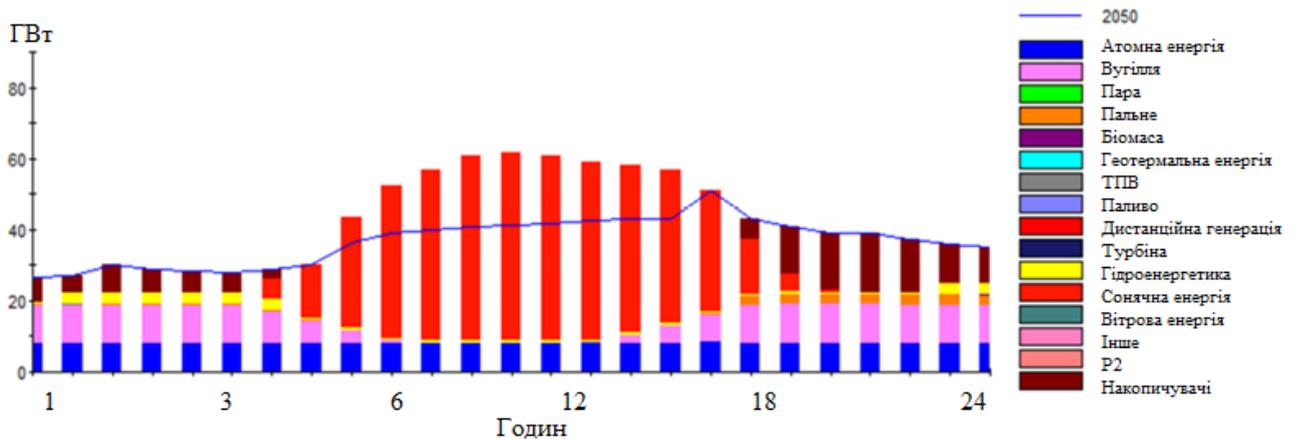


Рисунок 3.1 – Ілюстративний приклад впливу впровадження фотоелектричних систем

Цей графік демонструє, як збільшення потужності сонячної генерації (червоні стовпці) призводить до витіснення традиційної генерації, зокрема вугільних станцій (рожеві стовпці), в середині дня. Коли генерація сонячної енергії перевищує потреби системи (синя лінія навантаження), надлишкова енергія може бути акумульована системами накопичення (коричневі стовпці показують розряд накопичувачів у вечірні години).

Для теплоелектроцентралей, які мають обмеження щодо швидкості зниження та підвищення навантаження через термічні обмеження циклування, така ситуація створює серйозні експлуатаційні виклики [10]. Станції не можуть швидко знижувати генерацію при зростанні сонячної генерації вранці та так само швидко підвищувати її ввечері при заході сонця .

Інтеграція систем накопичення енергії безпосередньо на теплоелектроцентралях може запропонувати рішення цих проблем [9]. Станції з встановленими системами накопичення можуть зберігати надлишкову генерацію в середині дня, зменшуючи потребу в зниженні навантаження [11]. Накопичена

енергія може бути потім використана в години пікового попиту, особливо в регіонах, де пікові години настають пізніше вдень. Це дозволяє збільшити загальну генерацію та ефективність станції, зменшуючи потребу в циклуванні та пов'язані з ним витрати.

Крім того, системи накопичення енергії можуть надавати широкий спектр допоміжних послуг для електричної мережі, включаючи регулювання частоти, підтримку напруги, резервування потужності та послуги швидкого реагування. Ці послуги стають все більш цінними в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії в енергосистемі [12].

### 3.2 Огляд технологій накопичення енергії для інтеграції з теплоелектроцентралями

Існує широкий спектр технологій накопичення енергії, які можуть бути інтегровані з теплоелектроцентралями. Ці технології можна класифікувати за кількома категоріями: акумуляторні системи накопичення енергії, механічні системи накопичення, теплові накопичувачі та хімічні системи накопичення [12].

#### 3.2.1 Акумуляторні системи накопичення енергії

Літій-іонні акумулятори є найбільш поширеною технологією стаціонарного накопичення енергії на сьогоднішній день. Ця технологія працює за принципом переміщення іонів літію між катодом та анодом через електроліт під час процесів заряджання та розряджання.

Основні характеристики літій-іонних акумуляторів включають:

- Висока енергоємність: 150-250 Вт·год/кг
- Швидкий час відгуку: менше 1 секунди
- Високий ККД циклу заряд-розряд: 85-95%
- Тривалість розряду: від 1 секунди до 8 годин
- Термін служби: 3000-5000 циклів при глибині розряду 80%

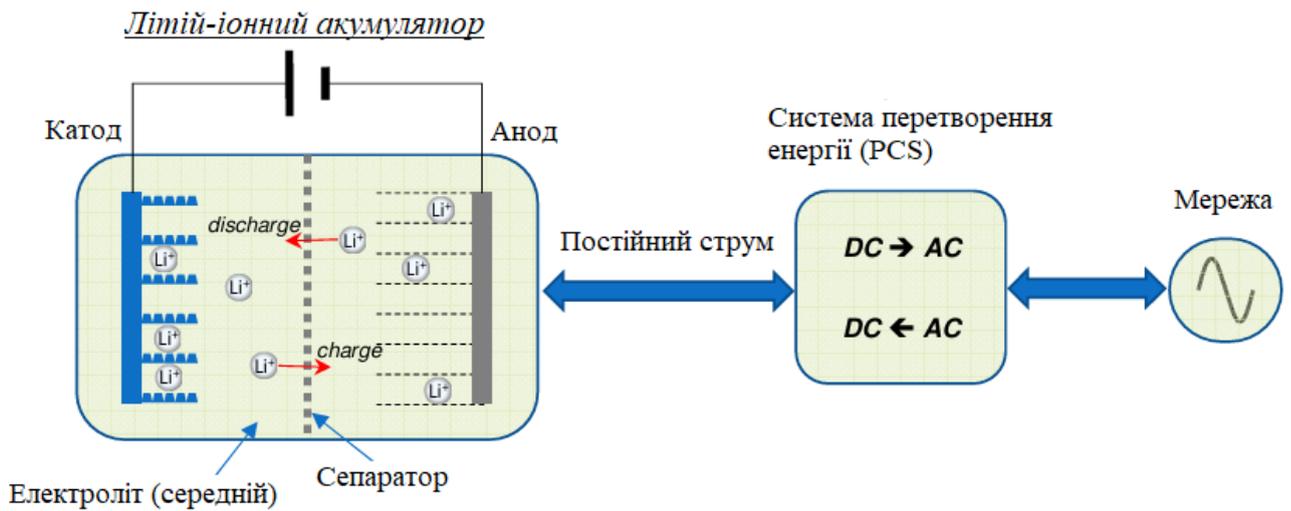


Рисунок 3.2 – Схематична конфігурація стаціонарної літій-іонної акумуляторної системи

Станом на кінець 2018 року, Сполучені Штати мали встановлену потужність акумуляторного накопичення енергії 862 МВт та енергоємність 1236 МВт·год, при цьому літій-іонні батареї становили найбільшу частку [12].

Редокс-проточні акумулятори представляють альтернативну технологію накопичення енергії. На відміну від літій-іонних батарей, проточні батареї зберігають енергію в рідких електролітах, які зберігаються в зовнішніх резервуарах відносно комірок батареї. Найбільш поширеною є ванадієва редокс-проточна батарея.

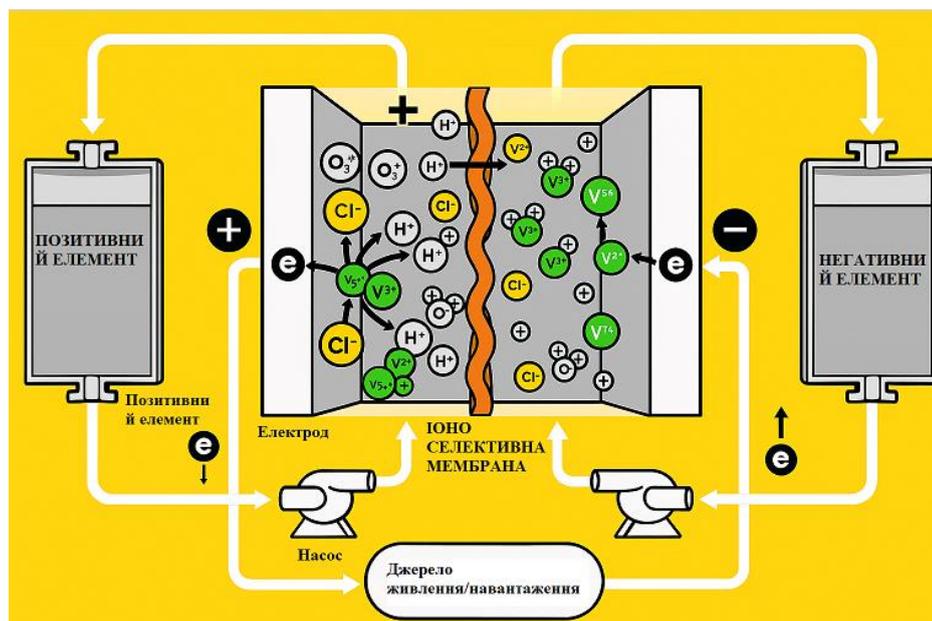


Рисунок 3.3 – Приклад конфігурації ванадієвої редокс-проточної батареї

Характеристики проточних батарей:

- Тривалість розряду: 2-10 годин
- Термін служби: до 10000 циклів або 15 років
- ККД циклу: 65-75%
- Висока безпека завдяки відсутності горючих матеріалів
- Масштабованість за рахунок збільшення об'єму електроліту

Порівняння капітальних витрат на різні типи акумуляторних систем показує, що проточні батареї стають більш конкурентоспроможними при тривалості розряду понад 4 години [9,12].

Таблиця 3.1 – Порівняльні характеристики акумуляторних систем накопичення

Технологія	ККД, %	Час відгуку	Енергоємність	Термін служби	Відносна вартість
Li-ion	85-95	< 1 с	Висока	10-15 років	Середня
Редокс-проточні	65-75	1-5 с	Середня	15-20 років	Висока для малих систем
Натрій-сірчані	75-85	1 с	Висока	10-15 років	Середня
Свинцево-кислотні	70-85	< 1 с	Низька	5-10 років	Низька

### 3.2.2 Механічні системи накопичення енергії

Гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) є найбільш зрілою та широко використовуваною технологією накопичення енергії у світі. Станом на 2020 рік, встановлена потужність ГАЕС становить близько 181 ГВт з енергоємністю 1,6 ТВт·год, що робить її найбільш використовуваною технологією накопичення електроенергії [12].

Принцип роботи ГАЕС полягає у перекачуванні води з нижнього резервуара до верхнього в періоди надлишкової генерації або низького попиту, та генерації електроенергії шляхом випуску води через турбіни в періоди високого попиту.

Основні характеристики ГАЕС:

- ККД циклу: 70-85%
- Потужність: від десятків до тисяч МВт
- Тривалість розряду: 4-12 годин
- Термін служби: 50-100 років
- Час запуску: 1-10 хвилин

Однак ГАЕС має суттєві обмеження, пов'язані з географічними вимогами та екологічним впливом. Будівництво нових ГАЕС є складним та дорогим процесом, що обмежує можливості розширення цієї технології.

Системи накопичення енергії на стисненому повітрі (CAES) представляють альтернативу ГАЕС для великомасштабного накопичення енергії. Принцип роботи полягає у стисненні повітря до високого тиску (близько 1000 psi) та зберіганні його в підземних резервуарах або печерах.

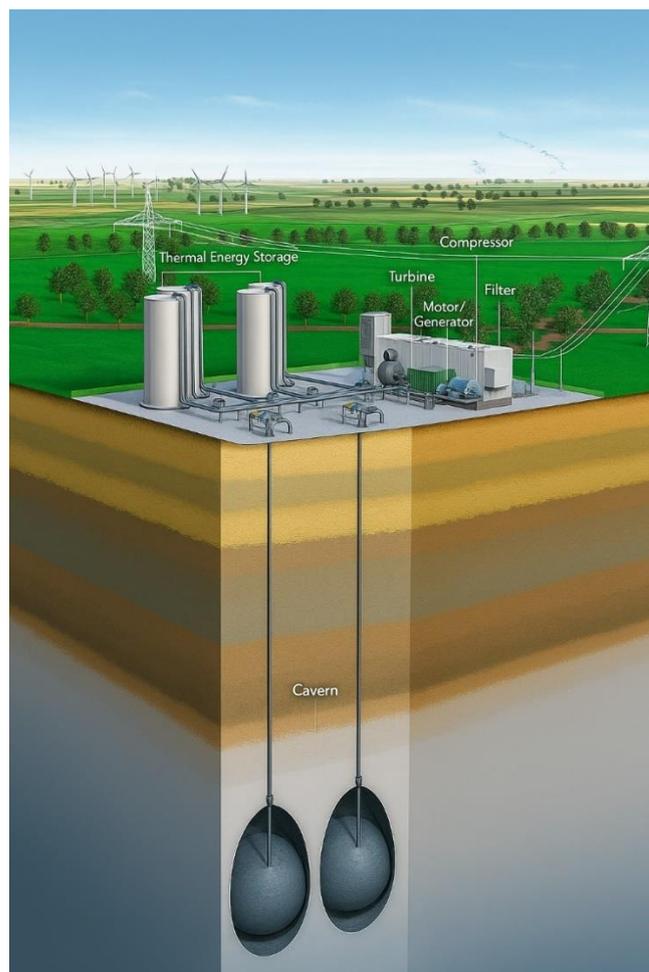


Рисунок 3.4 – Системи накопичення енергії на стисненому повітрі

Характеристики CAES:

- ККД циклу: 40-55% (діабатична CAES), до 70% (адіабатична CAES)
- Потужність: 50-300 МВт
- Тривалість розряду: 2-26 годин
- Час відгуку: 9-12 хвилин

На сьогоднішній день у світі працюють дві великі установки CAES: 290 МВт станція в Хунторфі, Німеччина (побудована в 1978 році) та 110 МВт станція в МакІнтош, Алабама, США (побудована в 1991 році).

Обмеженням для CAES є потреба в підходящих геологічних формаціях для зберігання стисненого повітря, таких як соляні куполи або водоносні горизонти, що робить цю технологію доступною не для всіх локацій.

### 3.3 Високотемпературні теплові накопичувачі енергії

Високотемпературні теплові накопичувачі (ВТН) представляють особливий інтерес для інтеграції з теплоелектроцентралями, оскільки дозволяють зберігати теплову енергію при температурах, достатніх для ефективної роботи парових турбін. На відміну від низькотемпературних теплових накопичувачів, які широко використовуються в системах централізованого теплопостачання, ВТН дозволяють відновлювати як теплову, так і електричну енергію через стандартний цикл Ренкіна.

#### 3.3.1 Технології високотемпературних теплових накопичувачів

##### ◆ Накопичувачі на розплавлених солях

Технологія накопичення на розплавлених солях є найбільш розробленою та комерційно перевіреною технологією ВТН. Вона активно використовується в концентраційних сонячних електростанціях (CSP) протягом останніх двох десятиліть.

Принцип роботи двобаквої системи на розплавлених солях включає наступні етапи:

При заряджанні системи:

1. Електрична енергія використовується для нагрівання розплавленої солі через електричний нагрівач
2. Гаряча сіль (температура 560-580°C) накопичується в гарячому баку
3. Холодна сіль (температура 290-310°C) знаходиться в холодному баку

При розряджанні системи:

1. Гаряча сіль з гарячого баку прокачується через теплообмінник
2. В теплообміннику сіль передає тепло живильній воді або пару
3. Охолоджена сіль повертається до холодного баку

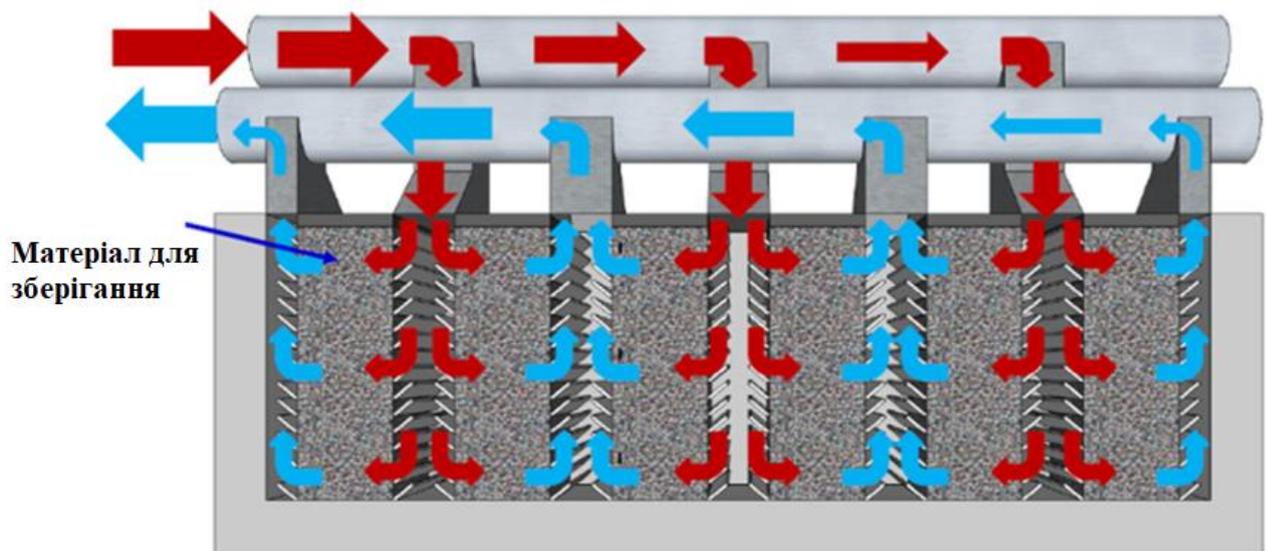


Рисунок 3.5 – Принцип роботи системи накопичення енергії на розплавленій солі

Найбільш поширеною є так звана "сонячна сіль" - евтектична суміш нітрату натрію ( $\text{NaNO}_3$ ) 60% та нітрату калію ( $\text{KNO}_3$ ) 40%. Ця суміш має наступні характеристики:

Теплоємність системи накопичення:

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T. \quad (3.1)$$

де  $Q$  – накопичена теплова енергія, Дж;

$m$  – маса теплоносія, кг;

$c_p$  – питома теплоємність, Дж/(кг·К);

$\Delta T$  – різниця температур, К.

Для розплавленої солі типового складу:

- Діапазон робочих температур: 290-580°C
- Питома теплоємність: 1,5 кДж/(кг·К);
- Густина: 1900-2000 кг/м<sup>3</sup>;
- Теплопровідність: 0,5-0,6 Вт/(м·К).

Прикладом успішного впровадження є проект Gemasolar в Іспанії (19,9 МВт електричної потужності, 15 годин накопичення), Crescent Dunes в США (110 МВт), та Noor Ouarzazate III в Марокко (150 МВт, 7,5 годин накопичення).

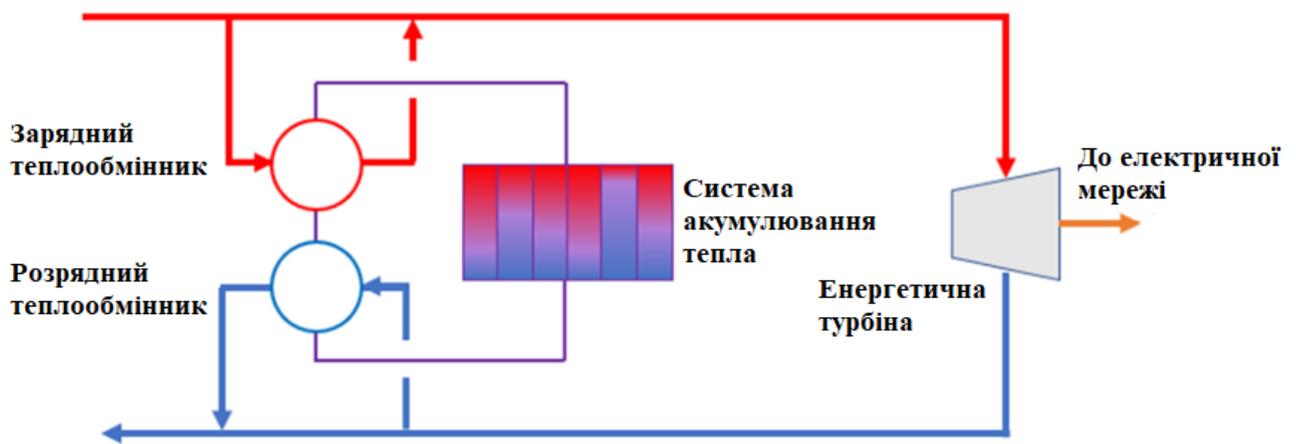


Рисунок 3.6 – Інтеграція теплового накопичувача в систему електростанції

#### ◆ Акумулятор на твердих середовищах

Альтернативою розплавленим солям є використання твердих матеріалів для накопичення теплової енергії. До таких матеріалів належать:

- Бетон
- Подрібнений камінь (кварц, базальт)
- Вогнетривкі цегли
- Кераміка

При заряджанні:

1. Гаряче повітря або інший теплоносій подається зверху стаціонарного шару твердого матеріалу

2. Тепло передається твердому матеріалу
3. Охолоджений теплоносій виходить знизу

При розряджанні:

1. Холодний теплоносій подається знизу
2. Нагрівається від теплої твердої речовини
3. Гарячий теплоносій виходить зверху

Переваги систем на твердих середовищах:

- Низька вартість матеріалів (10-50 \$/кВт·год проти 20-100 \$/кВт·год для розплавлених солей)
- Простота конструкції
- Відсутність проблем з корозією
- Можливість роботи при високих температурах (до 1000°C)

Недоліки:

- Нижча теплопровідність
- Складність управління термодіном
- Менша щільність накопичення енергії

Недавній проект в Данії запусив демонстраційну установку, де каміння використовується в ВТН з температурою до 600°C.

◆ Система накопичення на рідкому повітрі

Технологія накопичення енергії на рідкому повітрі (LAES) використовує надлишкову електроенергію для стиснення та зрідження очищеного повітря. При потребі в енергії рідке повітря нагрівається до точки кипіння та розширюється через турбіну для генерації електроенергії.

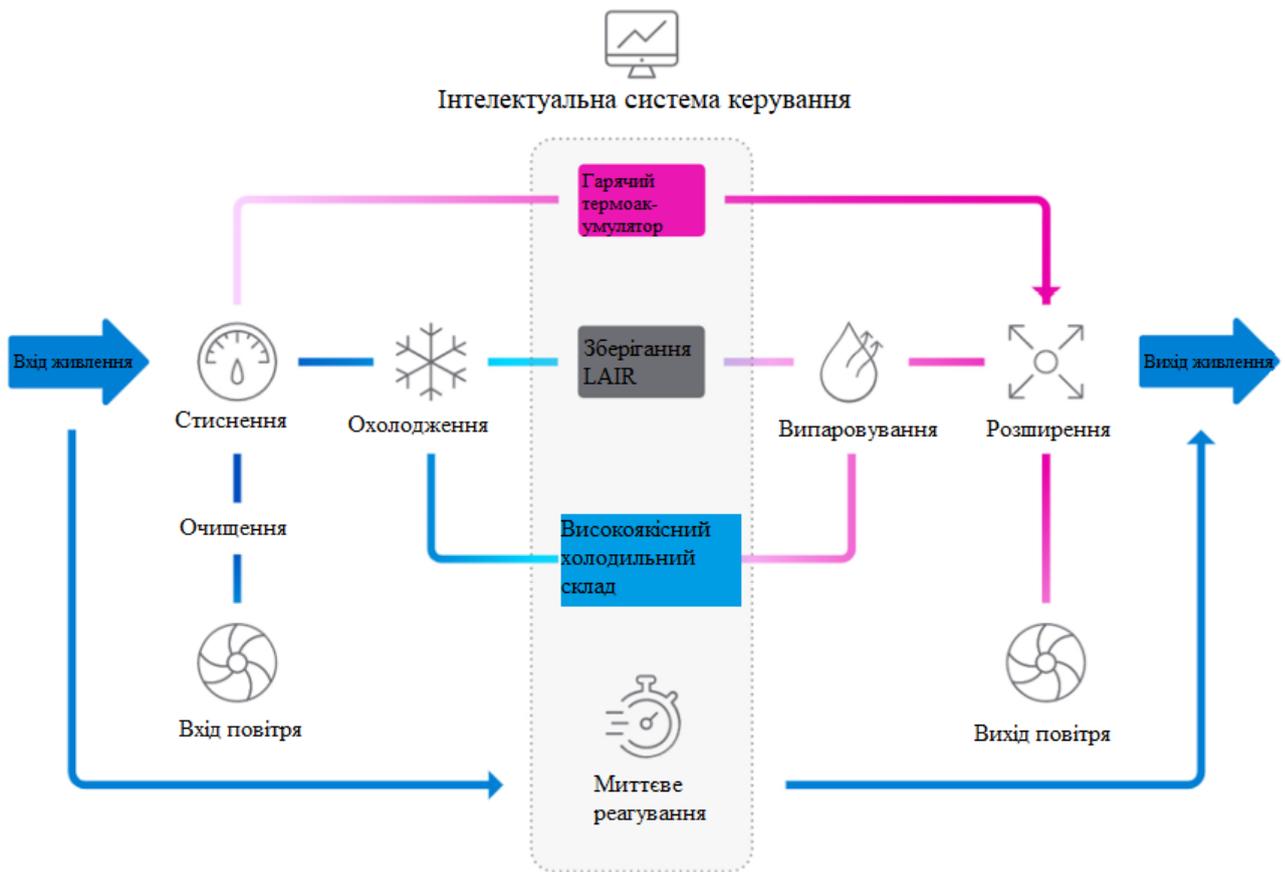


Рисунок 3.7 – Цикл роботи системи на рідкому повітрі

Процес включає:

1. Заряджання:

- Стиснення повітря компресорами
- Охолодження стисненого повітря
- Зрідження при температурі близько  $-196^{\circ}\text{C}$
- Зберігання рідкого повітря в криогенних резервуарах

2. Розряджання:

- Відбір рідкого повітря з резервуара
- Нагрівання до температури кипіння
- Розширення через турбіну
- Генерація електроенергії

Характеристики LAES:

- ККД циклу: 50-70%
- Щільність енергії: 150-200 кВт·год/м<sup>3</sup>

- Потужність: 5-200 МВт
- Тривалість розряду: 4-12 годин

Особливістю технології LAES є використання перевіреного обладнання з нафтогазової та енергетичної промисловості, що знижує технологічні ризики. Компресори, турбіни та криогенні резервуари є стандартними промисловими компонентами.

Ефективність системи може бути підвищена шляхом:

- Використання парових компресорів, що приводяться в дію від ТЕЦ
- Інтеграції з теплообмінниками для утилізації відпрацьованого тепла
- Використання холоду від розширення для підвищення ефективності конденсатора турбіни

ККД циклу заряд-розряд для LAES:

$$\eta_{\text{RTE}} = \frac{W_{\text{out}} \cdot t_{\text{discharge}}}{W_{\text{in}} \cdot t_{\text{charge}}} \quad (3.2)$$

де  $\eta_{\text{RTE}}$  – коефіцієнт корисної дії циклу заряд-розряд;

$W_{\text{out}}$  – вихідна потужність при розряджанні, МВт;

$W_{\text{in}}$  – споживана потужність при заряджанні, МВт;

$t_{\text{discharge}}$  – тривалість розрядження, год;

$t_{\text{charge}}$  – тривалість зарядження, год.

Компанія Highview Power реалізувала кілька проектів LAES. Пілотна установка потужністю 2,5 МВт·год була введена в експлуатацію в 2014 році в Слау, Великобританія. Подальша установка потужністю 15 МВт·год була побудована в Бері, Великий Манчестер. В 2019 році було оголошено про будівництво установки потужністю 50 МВт/250 МВт·год на півночі Англії на майданчику виведеної з експлуатації теплової електростанції.

Інтеграція LAES з існуючою ТЕЦ може забезпечити додаткові переваги:

- Економія на вартості зберігання тепла від стиснення

- Використання надлишкового холоду для підвищення ефективності конденсатора під час пікової роботи
- Спільне використання інфраструктури підключення до мережі

### 3.3.2 Інтеграція високотемпературних накопичувачів з паровим циклом ТЕЦ

Інтеграція високотемпературного теплового накопичувача в систему теплоелектроцентралі вимагає ретельного проектування точок підключення до парового циклу. Основні варіанти інтеграції включають:

#### ◆ Варіант 1: Інтеграція через байпасну систему турбіни

Цей підхід передбачає відбір пари з лінії холодного промперегріву та спрямування її до теплообмінника ВТН замість турбіни середнього тиску.

При заряджанні накопичувача:

1. Пара з виходу турбіни високого тиску (ТВТ) направляється до теплообмінника ВТН
2. Теплоносій в накопичувачі нагрівається
3. Конденсат після теплообмінника направляється до деаератора або в конденсатор
4. Потужність турбіни знижується пропорційно відібраній парі

При розряджанні накопичувача:

1. Живильна вода з виходу підігрівачів високого тиску направляється через теплообмінник ВТН
2. Нагріта вода або утворена пара подається в паровий тракт
3. Витрата палива в котлі знижується
4. Потужність турбіни підтримується або збільшується

Таблиця 3.2 – Параметри інтеграції ВТН з паровим циклом для типової ТЕЦ

Параметр	Значення	Одиниця виміру
Температура пари на виході ТВД	300-350	°С
Тиск пари на виході ТВД	3-5	МПа
Максимальний відбір пари для заряджання	30-40	% від витрати
Зниження потужності при заряджанні	20-30	МВт
Підвищення потужності при розряджанні	15-25	МВт
Час заряджання накопичувача	4-8	год
Час розряджання накопичувача	3-6	год

◆ Варіант 2: Інтеграція через систему живильних підігрівачів

Альтернативний підхід передбачає інтеграцію на рівні живильної води:

При заряджанні:

1. Електрична енергія з мережі використовується для нагрівання теплоносія ВТН
2. Котел продовжує працювати в звичайному режимі
3. Надлишкова електроенергія перетворюється на теплову енергію

При розряджанні:

1. Частина живильної води направляється через теплообмінник ВТН
2. Нагріта вода повертається в основний тракт
3. Знижується навантаження на відбори пари для підігрівачів
4. Витрата пари через турбіну збільшується

Баланс потужності при інтеграції ВТН:

$$P_{\text{total}} = P_{\text{boiler}} + P_{\text{storage}} - P_{\text{aux}} \quad (3.3)$$

де  $P_{\text{total}}$  – загальна потужність станції, МВт;

$P_{\text{boiler}}$  – потужність від котла, МВт;

$P_{\text{storage}}$  – потужність від розряджання накопичувача, МВт;

$P_{\text{aux}}$  – власні потреби, МВт.

◆ Варіант 3: Інтеграція на рівні перегрітої пари

Для систем з найвищою температурою накопичення (понад 500°C):

1. ВТН інтегрується безпосередньо в лінію гострої пари
2. При заряджанні частина пари відбирається для нагрівання теплоносія
3. При розряджанні накопичена теплова енергія використовується для додаткового перегріву пари

Цей варіант забезпечує найвищу ексергетичну ефективність, але вимагає матеріалів, здатних працювати при найвищих температурах.

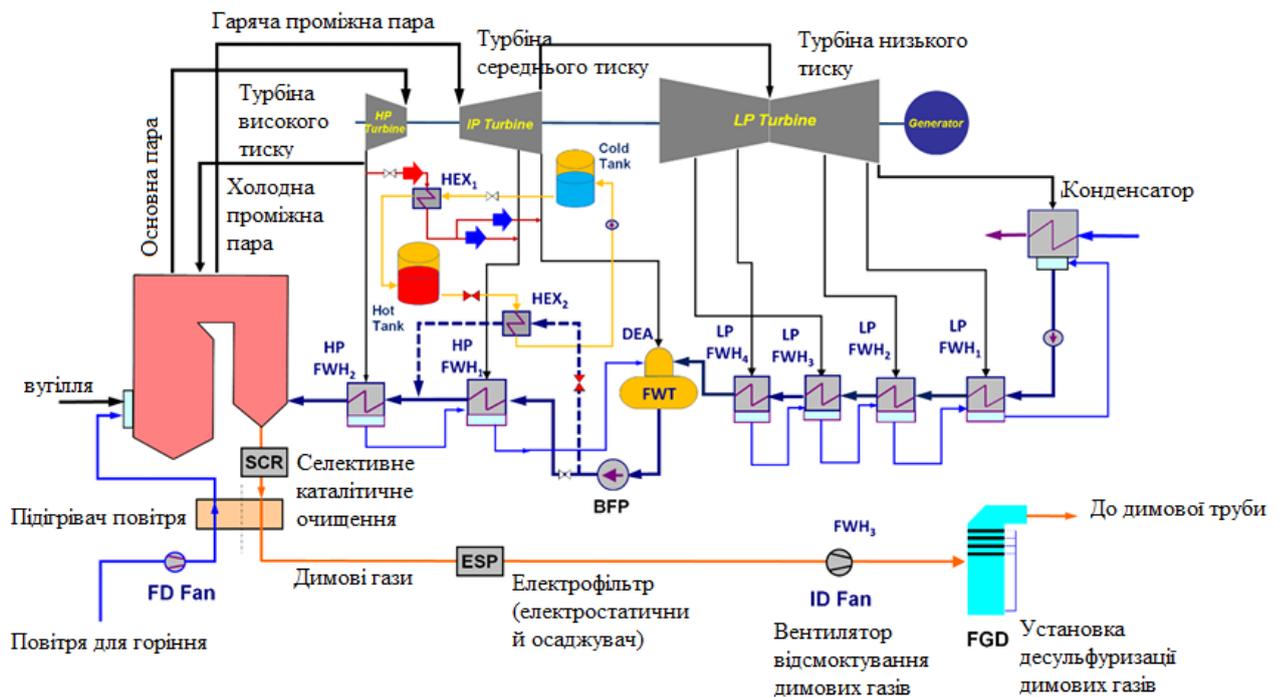


Рисунок 3.8 – Система конденсаційного зберігання

### 3.3.3 Операційні режими роботи інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН

Дослідження показують п'ять основних операційних режимів для інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН:

- ◆ Режим 1: Накопичення тепла під час пуску після зупинки

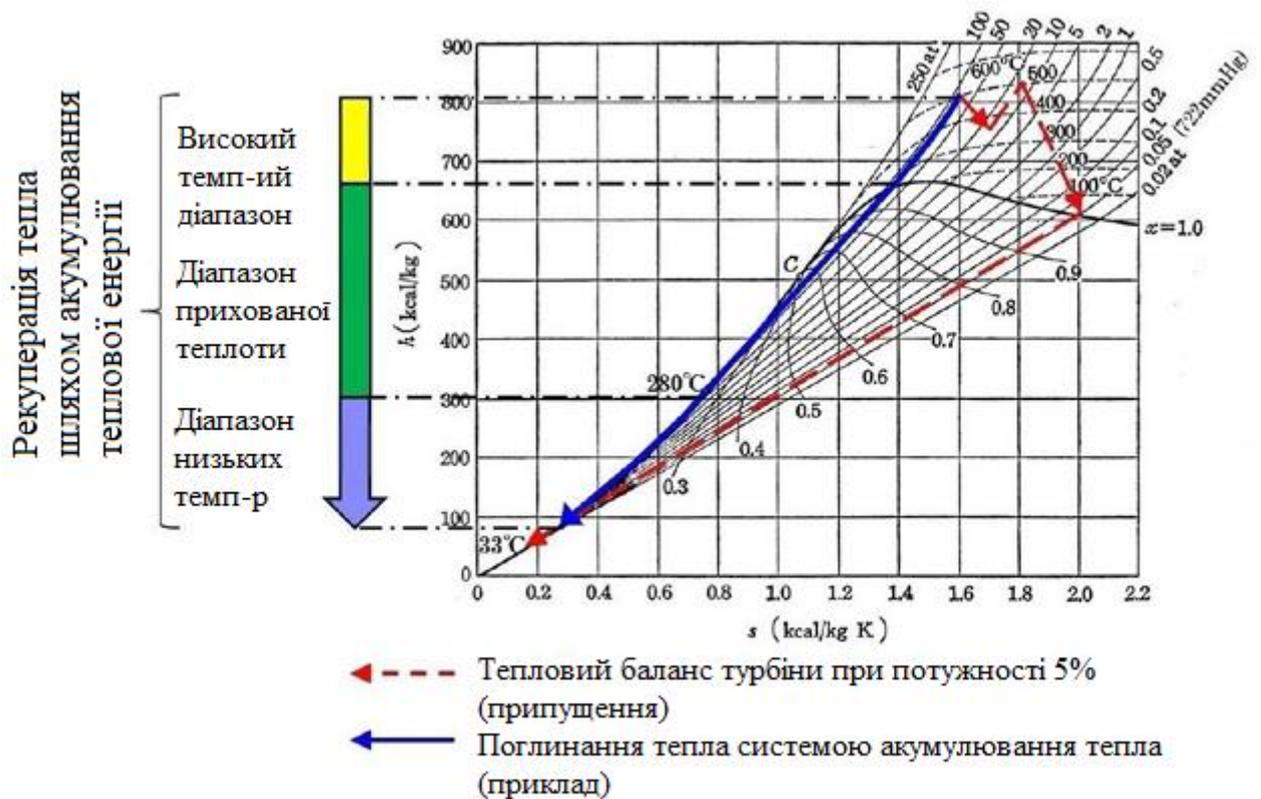


Рисунок 3.9 – Режим роботи ТЕЦ з використанням системи теплового накопичення

Під час пуску станції після денної зупинки значна кількість тепла (до 12,5% від теплової потужності палива) скидається в конденсатор через байпасні системи турбіни та дренажі сепараторів. Це тепло може бути накопичене у ВТН та використане пізніше для генерації електроенергії.

Для ТЕЦ потужністю 316 МВт:

- Тривалість пуску: 2 години
- Втрати тепла без накопичувача: 12,5% від вхідної енергії
- Потенціал накопичення: 150-200 МВт·год
- Можливе підвищення ефективності: 1,9%

$$E_{\text{startup}} = \int (P_{\text{bypass}}(t) + P_{\text{drain}}(t)) dt. \quad (3.4)$$

де  $E_{\text{startup}}$  – енергія, накопичена під час пуску, МВт·год;

$P_{\text{bypass}}(t)$  – потужність, що скидається через байпас турбіни, МВт;

$P_{\text{drain}}(t)$  – потужність дренажів, МВт;

$t$  – час від початку пуску, год.

◆ Режим 2: Зниження мінімального навантаження з накопиченням енергії



Рисунок 3.10 – Схема потоку інтегрованої системи з 20% пари з котла та 80% пари з накопичувача розплавленої солі

При роботі на мінімальному навантаженні:

- Котел працює на мінімальній потужності (15% для вугільних станцій)
- Турбіна працює на навантаженні 10%
- Різниця 5% накопичується у ВТН
- Допоміжні потреби (5%) покриваються з мережі
- Надлишок відновлюваної енергії може бути поглинутий системою

Економія палива в цьому режимі:

- Збереження енергії: 5% від номінальної потужності
- Підвищення ефективності: 2,9%
- Зменшення циклічних навантажень на обладнання

◆ Режим 3: Робота з генератором без видачі потужності в мережу

У цьому режимі:

- Котел працює на мінімальному навантаженні (15%)
- Турбіна виробляє 5% потужності для власних потреб
- 10% різниці накопичується у ВТН
- Автомат розділення працює в замкненому стані
- Видача в мережу відсутня

Переваги:

- Збільшення поглинання відновлюваної енергії

- Підвищення ефективності на 6,2%
- Швидкий перехід до видачі потужності при потребі
- ◆ Режим 4: Одиночна робота котла

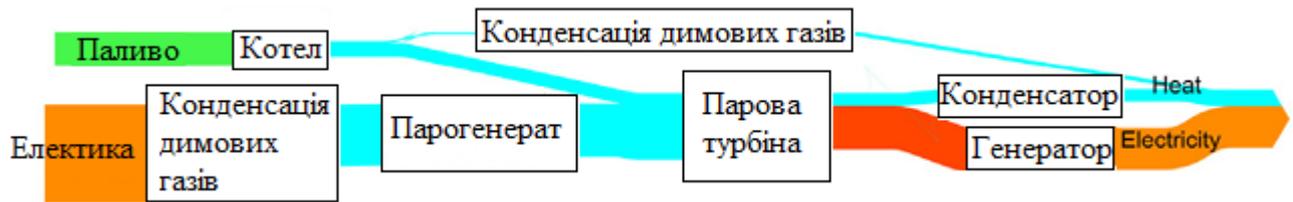


Рисунок 3.11 – Режим одиночної роботи котла з накопиченням всієї теплової енергії

Найбільш глибокий режим розвантаження:

- Котел працює на мінімальній потужності (15%)
- Турбіна зупинена
- Вся тепла енергія (15%) накопичується у ВТН
- Власні потреби (5%) забезпечуються з мережі
- Генераторний вимикач відкритий

Характеристики режиму:

- Максимальне поглинання надлишку відновлюваної енергії
- Підвищення ефективності: 10%
- Котел залишається в прогрітому стані
- Можливість швидкої синхронізації турбіни

◆ Режим 5: Додаткове електричне нагрівання

Розширення режиму 4:

- До накопичення теплової енергії від котла додається пряме електричне нагрівання
- Додаткова потужність електронагрівачів:  $\alpha\%$
- Загальне накопичення:  $(15\% + \alpha\%)$
- Максимальне поглинання надлишкової електроенергії

Загальна накопичена енергія в режимі 5:

$$E_{\text{total}} = E_{\text{boiler}} + E_{\text{electric}} = (0,15 \cdot P_{\text{nom}} \cdot t) + (\alpha \cdot P_{\text{nom}} \cdot t). \quad (3.5)$$

де  $E_{\text{boiler}}$  – енергія від котла, МВт·год

$E_{\text{electric}}$  – енергія від електронагрівача, МВт·год

$P_{\text{nom}}$  – номінальна потужність станції, МВт

$\alpha$  – коефіцієнт додаткового електричного нагрівання

$t$  – тривалість накопичення, год

Таблиця 3.3 – Порівняння операційних режимів інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН

Режим	Потужність котла, %	Потужність турбіни, %	Накопичення, %	Підвищення ефективності, %
1. Пуск після зупинки	Змінна	Змінна	12,5	1,9
2. Мінімальне навантаження	15	10	5	2,9
3. Без видачі в мережу	15	5	10	6,2
4. Одиночна робота котла	15	0	15	10,0
5. З електронагріванням	15	0	$15+\alpha$	$10,0+\alpha$

### 3.4 Енергетичний та ексергетичний аналіз інтегрованих систем ТЕЦ-ВТН

Для комплексної оцінки ефективності інтеграції високотемпературних теплових накопичувачів з теплоелектроцентралями необхідно провести як енергетичний, так і ексергетичний аналіз. Ексергетичний аналіз дозволяє виявити місця найбільших втрат якості енергії та оцінити термодинамічну досконалість системи.

#### 3.4.1 Основи ексергетичного аналізу

Ексергія представляє собою міру якості енергії або максимальної корисної роботи, яку можна отримати від системи при її переході до стану рівноваги з навколишнім середовищем.

$$E = Q \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T}\right). \quad (3.6)$$

де  $E$  - ексергія, кДж;

$Q$  – теплова енергія, кДж;

$T_0$  – температура навколишнього середовища, К (приймається 298 К);

$T$  – температура теплового потоку, К;

Ексергія теплового потоку при зміні температури:

$$E = Q \cdot \left[1 - T_0 \cdot \frac{\ln(T_2/T_1)}{T_2 - T_1}\right]. \quad (3.7)$$

де  $T_1$  – початкова температура, К;

$T_2$  – кінцева температура, К.

Питома ексергія пари:

$$e = (h - h_0) - T_0(s - s_0). \quad (3.8)$$

де  $e$  – питома ексергія, кДж/кг;

$h$  – питома ентальпія пари, кДж/кг;

$h_0$  – питома ентальпія при температурі навколишнього середовища, кДж/кг;

$s$  – питома ентропія пари, кДж/(кг·К);

$s_0$  – питома ентропія при температурі навколишнього середовища, кДж/(кг·К).

Ексергетичний коефіцієнт (ексергетичний фактор) показує, яка частка енергії є ексергією:

$$\varepsilon = \frac{E}{Q}. \quad (3.9)$$

Для електричної енергії та палива ексергетичний фактор приймається рівним одиниці, оскільки ці форми енергії можуть бути повністю перетворені на роботу [13].

Таблиця 3.4 – Ексергетичні фактори для різних енергоносіїв

Енергоносіїв	Температура, °С	Ексергетичний фактор
Електрична енергія	-	1,00
Біомаса (паливо)	-	1,00
Перегріта пара	540	0,63
Пара холодного промперегріву	320	0,43
Гаряча вода мережі	120	0,24
Зворотна вода мережі	70	0,12
Конденсат	40	0,04

### 3.4.2 Енергетичний аналіз базової ТЕЦ

Розглянемо енергетичний баланс типової теплоелектроцентралі потужністю 200 МВт електричної та 400 МВт теплової потужності.



Рисунок 3.12 – Діаграма енергетичних потоків (Санкей) для базової ТЕЦ

Енергетичний баланс:

Вхідна енергія:

- Паливо (вугілля): 100% (316 МВт за нижчою теплою згоряння)

Вихідна енергія та втрати:

- Електрична енергія: 32,5% (102,7 МВт)
- Теплова енергія (теплопостачання): 65,0% (205,4 МВт)
- Втрати з димовими газами: 1,5% (4,7 МВт)
- Втрати в конденсаторі: 0,5% (1,6 МВт)
- Інші втрати: 0,5% (1,6 МВт)

$$\eta_{\text{energy}} = \frac{P_{\text{el}} + Q_{\text{heat}}}{Q_{\text{fuel}}} \quad (3.10)$$

де  $\eta_{\text{energy}}$  – енергетичний ККД;

$P_{\text{el}}$  – електрична потужність, МВт;

$Q_{\text{fuel}}$  – теплова потужність, МВт;

$Q_{\text{heat}}$  – теплота палива, МВт.

$$\text{Для даної ТЕЦ: } \eta_{\text{energy}} = \frac{102,7 + 205,4}{316} = 0,975 \text{ або } 97,5\%$$

### 3.4.3 Ексергетичний аналіз базової ТЕЦ

Ексергетичний аналіз виявляє зовсім інші результати порівняно з енергетичним аналізом, оскільки враховує якість енергії.

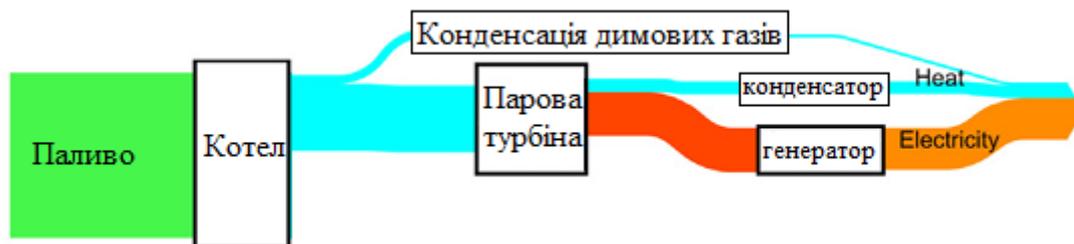


Рисунок 3.13 – Діаграма ексергетичних потоків (Грассмана) для базової ТЕЦ

Вхідна ексергія:

- Паливо (вугілля): 100% (316 МВт)

Вихідна ексергія та руйнування:

- Електрична енергія: 32,5% (102,7 МВт)
- Теплова енергія (ексергія тепла): 13,0% (41,1 МВт)
- Руйнування ексергії в котлі: 45,0% (142,2 МВт)
- Руйнування ексергії в турбіні: 6,5% (20,5 МВт)
- Руйнування ексергії в конденсаторі: 1,5% (4,7 МВт)
- Інші втрати ексергії: 1,5% (4,7 МВт)

Ексергетичний ККД ТЕЦ:

$$\eta_{\text{exergy}} = \frac{P_{\text{el}} + E_{\text{heat}}}{E_{\text{fuel}}}. \quad (3.11)$$

де  $P_{\text{el}}$  – електрична потужність, МВт;

$E_{\text{heat}}$  – ексергія теплової енергії, МВт;

$E_{\text{fuel}}$  – ексергія палива, МВт.

$$\text{Для даної ТЕЦ: } \eta_{\text{exergy}} = \frac{102,7 + 41,1}{316} = 0,455 \text{ або } 45,5\%$$

Як видно, ексергетичний ККД значно нижчий за енергетичний, що пояснюється високими втратами ексергії при перетворенні хімічної енергії палива в теплову енергію димових газів у котлі.

Таблиця 3.5 – Розподіл руйнування ексергії в базовій ТЕЦ

Компонент	Руйнування ексергії, МВт	Частка від загального, %
Котел	142,2	82,57
Турбіна	20,5	11,93
Конденсатор	4,7	2,75
Підігрівачі та інше	4,7	2,75
Разом	172,2	100

Найбільше руйнування ексергії відбувається в котлі через великий перепад температур між зоною горіння (1200-1500°C) та робочим тілом (540°C для перегрітої пари).

#### 3.4.4 Енергетичний та ексергетичний аналіз інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН

Розглянемо систему ТЕЦ з інтегрованим накопичувачем на розплавлених солях при співвідношенні пари від котла до пари від накопичувача 1:4.



Рисунок 3.14 – Діаграма енергетичних потоків для інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН

Енергетичний баланс інтегрованої системи:

Вхідна енергія:

- Паливо (вугілля): 20% (63,2 МВт)
- Електрична енергія з мережі: 80% (252,8 МВт)
- Разом вхідна енергія: 316,0 МВт

Вихідна енергія та втрати:

- Електрична енергія: 32,5% (102,7 МВт)
- Теплова енергія (теплопостачання): 65,0% (205,4 МВт)
- Втрати в накопичувачі: 2,0% (6,3 МВт)
- Інші втрати: 0,5% (1,6 МВт)

Енергетичний ККД інтегрованої системи:

$$\eta_{\text{energy,int}} = \frac{P_{\text{el}} + Q_{\text{heat}}}{Q_{\text{fuel}} + P_{\text{el,grid}}}; \quad (3.12)$$

$$\eta_{\text{energy,int}} = \frac{102,7 + 205,4}{63,2 + 252,8} = 0,975.$$

Для інтегрованої системи 97,5%

Енергетичний ККД залишається практично незмінним, що свідчить про ефективне збереження енергії в системі.

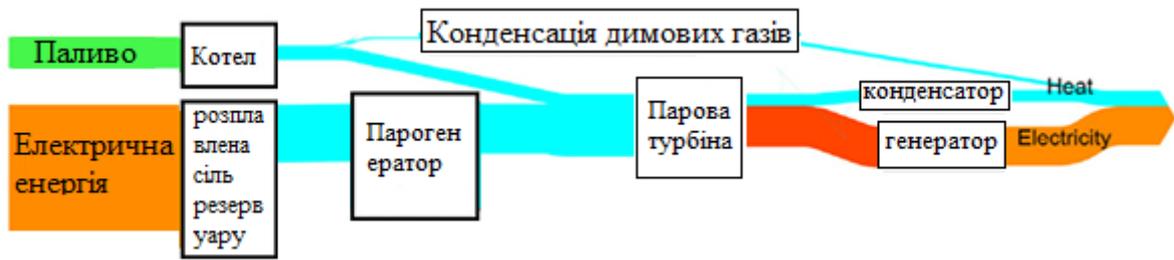


Рисунок 3.15 – Діаграма ексергетичних потоків для інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН

Ексергетичний баланс інтегрованої системи:

Вхідна ексергія:

- Паливо (вугілля): 20% (63,2 МВт)
- Електрична енергія з мережі: 80% (252,8 МВт)
- Разом вхідна ексергія: 316,0 МВт

Вихідна ексергія та руйнування:

- Електрична енергія: 32,5% (102,7 МВт)
- Теплова енергія (ексергія): 13,0% (41,1 МВт)
- Руйнування в накопичувачі: 40,0% (126,4 МВт)
- Руйнування в котлі: 9,0% (28,4 МВт)
- Руйнування в турбіні: 4,0% (12,6 МВт)
- Інші втрати: 1,5% (4,7 МВт)

Ексергетичний ККД інтегрованої системи:

$$\eta_{\text{exergy,int}} = \frac{P_{\text{el}} + E_{\text{heat}}}{E_{\text{fuel}} + P_{\text{el,grid}}}; \quad (3.13)$$

$$\eta_{\text{exergy,int}} = \frac{102,7 + 41,1}{63,2 + 252,8} = 0,455.$$

Для інтегрованої системи 45,5%

Ексергетичний ККД також залишається практично незмінним, що вказує на відсутність значних додаткових термодинамічних втрат при інтеграції теплового накопичувача.

Таблиця 3.6 – Порівняння енергетичних та ексергетичних показників

Показник	Базова ТЕЦ	ТЕЦ-ВТН	Різниця
Енергетичний ККД, %	97,5	97,5	0,0
Ексергетичний ККД, %	45,5	45,5	0,0
ККД виробництва електроенергії, %	32,5	32,5	0,0
Руйнування ексергії в основному обладнанні, %	82,57 (котел)	73,4 (накопичувач)	9,17

### 3.4.5 Аналіз ексергетичних втрат у циклі заряд-розряд

Важливим показником ефективності теплового накопичувача є ексергетичний ККД циклу заряд-розряд.

Ексергетичний ККД циклу заряд-розряд:

$$\eta_{\text{ex,cycle}} = \frac{E_{\text{discharge}} \cdot t_{\text{discharge}}}{E_{\text{charge}} \cdot t_{\text{charge}}} \cdot \eta_{\text{PP}} \quad (3.14)$$

де  $\eta_{\text{ex,cycle}}$  – ексергетичний ККД циклу;

$E_{\text{discharge}}$  – ексергія при розряджанні, МВт;

$E_{\text{charge}}$  – ексергія при заряджанні, МВт;

$t_{\text{discharge}}, t_{\text{charge}}$  – тривалість розрядження та зарядження, год;

$\eta_{\text{PP}}$  – ККД потужність-потужність.

ККД потужність-потужність:

$$\eta_{\text{PP}} = \frac{\int_0^{t_{\text{dchg}}} \Delta P_{\text{dchg}}(\tau) d\tau}{\int_0^{t_{\text{chg}}} \Delta P_{\text{chg}}(\tau) d\tau} \quad (3.15)$$

де  $\Delta P_{\text{dchg}}(\tau) d\tau$  – зміна потужності при розряджанні, МВт;

$\Delta P_{\text{chg}}(\tau) d\tau$  – зміна потужності при заряджанні, МВт.

Для різних типів теплових накопичувачів ексергетичні втрати відрізняються залежно від температурного рівня накопичення [11]:

Таблиця 3.7 – Ексергетичні характеристики різних типів ВТН

Тип накопичувача	Температура накопичення, °С	Ексергетичний фактор	$\eta_{PP}$ , %	$\eta_{ex,cycle}$ , %
Конденсат НТ	110-140	0,22	93-95	90-92
Розплавлена сіль	290-580	0,52	85-90	82-87
Рідке повітря	-196 до 400	0,45	50-70	45-65
Твердий матеріал	400-800	0,65	80-85	75-82

Високі ексергетичні ККД накопичувачів на конденсаті пояснюються близькістю параметрів заряджання та розряджання. Для накопичувачів на розплавлених солях та твердих матеріалах втрати вищі через більшу різницю параметрів між відбором пари для заряджання (висока температура, високий тиск) та нагріванням живильної води при розряджанні (нижча температура, нижчий тиск).

### 3.4.6 Вплив інтеграції ВТН на загальну ефективність станції

При роботі інтегрованої системи ТЕЦ-ВТН ефективність станції змінюється залежно від режиму роботи:

▲ При заряджанні накопичувача:

- Зниження електричної потужності через відбір пари
- Зниження ККД виробництва електроенергії на 1,0-1,3%
- Збереження теплової потужності для споживачів

Зниження ККД при заряджанні:

$$\Delta\eta_{charge} = \frac{P_{el,base} - P_{el,charge}}{Q_{fuel,base}} \cdot 100\% . \quad (3.16)$$

де  $\Delta\eta_{charge}$  – зниження ККД при заряджанні, %;

$P_{el,base}$  – базова електрична потужність, МВт;

$P_{el,charge}$  – електрична потужність при заряджанні, МВт;

$Q_{fuel,base}$  – базова теплова потужність палива, МВт.

▲ При розряджанні накопичувача:

- Підвищення електричної потужності
- Підвищення ККД виробництва електроенергії на 0,5-1,5%
- Зниження витрати палива

Підвищення ККД при розряджанні:

$$\Delta\eta_{discharge} = \frac{P_{el,discharge} - P_{el,base}}{Q_{fuel,reduced}} \cdot 100\% . \quad (3.17)$$

де  $\Delta\eta_{discharge}$  – підвищення ККД при розряджанні, %;

$P_{el,discharge}$  – електрична потужність при розряджанні, МВт;

$Q_{fuel,reduced}$  – знижена теплова потужність палива, МВт.

Таблиця 3.8 – Вплив різних режимів роботи ВТН на ефективність ТЕЦ

Режим роботи	Зміна електричної потужності, МВт	Зміна витрати палива, %	Зміна ККД, %
Базовий режим	0	0	0
Заряджання (5% відбір)	-10 до -15	0	-1,0
Заряджання (10% відбір)	-20 до -30	0	-1,3
Розряджання (подача 5%)	+5 до +8	-5	+0,5
Розряджання (подача 10%)	+10 до +15	-10	+1,0
Пуск з накопичувачем	+15 до +20	-12,5	+1,9

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

## 4.1 Вихідні дані для економічного аналізу

Базові технічні параметри інтегрованої системи ТЕЦ-CAES наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики системи ТЕЦ-CAES

Параметр	Значення	Одиниця виміру
Номінальна потужність ТЕЦ	316	МВт
Об'єм сховища стисненого повітря	500 000	м <sup>3</sup>
Робочий тиск у сховищі	40-72	бар
Потужність компресорної станції	100-200	МВт
Потужність турбіни розширення	100-200	МВт
ККД циклу заряд-розряд	82-87	%
Термін експлуатації системи	30-40	років

## 4.2 Визначення капітальних витрат (CAPEX)

Капітальні витрати на створення системи CAES складаються з наступних компонентів, як показано в рівнянні (4.1):

$$CAPEX_{total} = CAPEX_{underground} + CAPEX_{surface} \cdot \quad (4.1)$$

де  $CAPEX_{underground}$  – витрати на підземне сховище,

$CAPEX_{surface}$  – витрати на наземне обладнання.

Структура капітальних витрат наведена в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Структура капітальних витрат для системи CAES

Компонент	Вартість, млн \$	Частка, %
Підземне сховище (використання існуючої печери)	0	0
Компресорна станція (3 компресори)	13,5	19,7
Автоматизація компресорів	1,0	1,5
Турбіна розширення (2 турбіни HP і LP)	13,5	19,7
Автоматизація турбін	1,0	1,5
Система рекуперації тепла	20,0	29,2
Теплообмінники	3,4	5,0
Генератор	16,0	23,4
Разом CAPEX	68,4	100

Для українських умов необхідно застосувати коефіцієнт локалізації  $k_{loc} = 0,85$  та коефіцієнт поточного курсу валют 41 грн/\$:

$$CAPEX_{UAH} = CAPEX_{total} \cdot k_{loc} \cdot k_{UAH}; \quad (4.2)$$

$$CAPEX_{UAH} = 68,4 \cdot 0,85 \cdot 41 = 2383,74 \text{ (млн грн)}.$$

#### 4.3 Визначення операційних витрат (OPEX)

Операційні витрати поділяються на постійні та змінні складові рівняння (4.3):

$$OPEX_{total} = OPEX_{fixed} + OPEX_{variable}. \quad (4.3)$$

##### 4.3.1 Постійні операційні витрати

Постійні операційні витрати включають витрати на обслуговування обладнання та становлять приблизно 2-3% від CAPEX щорічно [26]:

$$OPEX_{fixed} = 0,025 \cdot CAPEX_{UAH}; \quad (4.4)$$

$$\text{OPEX}_{\text{fixed}} = 0,025 \cdot 2383,74 = 59,59 \text{ (млн грн/рік)}.$$

#### 4.3.2 Змінні операційні витрати

Змінні витрати включають вартість електроенергії для компресії та вартість палива для підігріву повітря рівняння (4.5):

$$\text{OPEX}_{\text{variable}} = C_{\text{electricity}} \cdot E_{\text{compression}} + C_{\text{NG}} \cdot Q_{\text{heating}}. \quad (4.5)$$

де  $C_{\text{electricity}}$  – тариф на електроенергію (2,5 грн/кВт·год для промислових споживачів),

$E_{\text{compression}}$  – річне споживання електроенергії на компресію,

$C_{\text{NG}}$  – вартість природного газу (14 000 грн/тис. м<sup>3</sup>),

$Q_{\text{heating}}$  – річне споживання палива на підігрів.

При роботі системи в режимі арбітражу (350 циклів на рік, 12 годин на цикл):

$$E_{\text{compression}} = 150 \text{ МВт} \cdot 12 \text{ год} \cdot 350 \text{ циклів} = 630\,000 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

$$EOPEX_{\text{electricity}} = 630\,000 \cdot 2,5 = 1575 \text{ (млн грн/рік)};$$

Витрати на природний газ для підігріву становлять приблизно 15% від вартості електроенергії компресії [26]:

$$\text{OPEX}_{\text{gas}} = 0,15 \cdot 2646 = 396,9 \text{ (млн грн/рік)};$$

$$\text{OPEX}_{\text{variable}} = 2646 + 396,9 = 3042,9 \text{ (млн грн/рік)};$$

$$\text{OPEX}_{\text{total}} = 59,59 + 3042,9 = 3102,49 \text{ (млн грн/рік)}.$$

#### 4.4 Розрахунок доходів від експлуатації системи

Дохід від експлуатації системи CAES формується за рахунок арбітражу на ринку електроенергії та надання допоміжних послуг енергосистемі.

##### 4.4.1 Дохід від енергетичного арбітражу

Згідно з даними про ціни на ринку електроенергії України та LMP-профілями, різниця між піковими та непіковими цінами становить у середньому:

- Середня ціна (за 8 годин) в години мінімального навантаження: 2,63 грн/кВт·год
- Середня ціна (за 8 годин) в години пікового навантаження: 11,22 грн/кВт·год
- Цінова різниця:  $\Delta p = 8,59$  грн/кВт·год

При генерації 150 МВт протягом 8 годин на добу (350 днів на рік) з ККД циклу 85%:

$$E_{\text{generation}} = 150 \text{ МВт} \cdot 8 \text{ год} \cdot 350 \text{ днів} \cdot 0,85 = 357000 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

$$\text{Revenue}_{\text{arbitrage}} = E_{\text{generation}} \cdot \Delta p; \quad (4.6)$$

$$\text{Revenue}_{\text{arbitrage}} = 357000 \cdot 8,59 = 3066,63 \text{ (млн грн/рік)}.$$

##### 4.4.2 Дохід від допоміжних послуг

Система CAES може надавати наступні допоміжні послуги:

- Регулювання частоти
- Резервування потужності
- Швидке реагування на відхилення

За оцінками [27], дохід від надання допоміжних послуг становить 10-15% від основного доходу:

$$\text{Revenue}_{\text{ancillary}} = 0,12 \cdot \text{Revenue}_{\text{arbitrage}} ; \quad (4.7)$$

$$\text{Revenue}_{\text{ancillary}} = 0,12 \cdot 3066,63 = 367,996 \text{ (млн грн/рік)} ;$$

$$\text{Revenue}_{\text{total}} = 3066,63 + 367,996 = 3434,626 \text{ (млн грн/рік)} .$$

#### 4.5 Розрахунок економічних показників

При використанні системи в режимі згідно з підвищенням ефективності на 10% та збільшенням виробництва електроенергії:

$$\begin{aligned} \text{Додатковий дохід} &= \\ &= 316 \text{ МВт} \cdot 0,10 \cdot 6000 \text{ год} \cdot 3,5 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} = 663,6 \text{ (млн грн/рік)} ; \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$\text{CF}_{\text{improved}} = 3434,626 + 663,6 - 3711,07 = 995,73 \text{ (млн грн/рік)} .$$

З урахуванням податку на прибуток (18%):

$$\text{CF}_{\text{net}} = 995,73 \cdot (1 - 0,18) = 816,500 \text{ (млн грн/рік)} .$$

Термін окупності розраховується за формулою (4.9):

$$T = \frac{\text{CAPEX}}{\text{CF}_{\text{net}}} ; \quad (4.9)$$

$$T = \frac{2383,74}{816,500} = 2,919 \text{ (років)} ;$$

$$R = \frac{1}{T} ; \quad (4.10)$$

$$R = \frac{1}{2,919} = 34,3\% .$$

## 5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

5.1 Аналіз умов праці під час робіт, пов'язаних з обслуговуванням синхронних генераторів з урахуванням промислових накопичувачів енергії

Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання, інтеграції систем накопичення енергії та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу персоналу. Інтеграція промислових накопичувачів енергії (ПНЕ) на ТЕЦ потужністю 316 МВт дозволяє стабілізувати навантаження, зменшити пікові режими генераторів та підвищити техніко-економічну ефективність, але вводить додаткові ризики, пов'язані з високовольтними батареями, хімічними речовинами та електромагнітними полями [18].

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням синхронних генераторів та промислових накопичувачів енергії на ТЕЦ потужністю 316 МВт [19].
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування генераторів та ПНЕ, користуючись [20, 21]. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 110 кВ з урахуванням інтеграції ПНЕ.
3. Дослідити роботу електричної частини ТЕЦ потужністю 316 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів та ризиків від ПНЕ (наприклад, термічний розгін батарей). Розробити превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій, включаючи інтеграцію ПНЕ для резервного живлення.

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 (з урахуванням актуальних норм ДСТУ та НАПБ) на оперативно-ремонтний персонал машзалу, який обслуговує генератори та ПНЕ, діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі (включаючи DC-ланцюги ПНЕ до 1500 В), замикання якого може відбутися через тіло людини;
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування, а також на корпусах батарейних модулів ПНЕ;
- рухомі частини виробничого устаткування (ротор генератора, вентилятори охолодження ПНЕ);
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони (особливо в зонах ПНЕ через тепловиділення батарей);
- підвищена вологість повітря (ризик конденсації в батареях);
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони (виділення електроліту або газів з ПНЕ при пошкодженні);
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці (від інверторів ПНЕ);
- підвищений рівень вібрації (від генераторів та компресорів ПНЕ);
- підвищений рівень статичної електрики (в DC-системах ПНЕ).

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів (при монтажі важких батарейних модулів ПНЕ вагою до 10 т);
- підвищений рівень електричної енергії (акумулярована в ПНЕ до сотень МВт·год);
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання (HF, CO від літій-іонних батарей), іскри, дим [22];
- підвищена вибухонебезпечність (водневий газ від перезаряду ПНЕ).

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження (при роботах з ПНЕ);
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання (генератори, ПНЕ, інвертори);
- природне середовище;
- людина.

5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування синхронних генераторів та промислових накопичувачів енергії

### 5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

Організаційними заходами з безпеки робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації (включаючи ПНЕ), є:

- визначення необхідності і можливості безпечного виконання робіт у порядку поточної експлуатації з урахуванням інтеграції ПНЕ;
- складання і затвердження переліку робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, з урахуванням місцевих умов та ризиків ПНЕ;
- призначення виконавців (виконавця) робіт з кваліфікацією, достатньою для виконання робіт у порядку поточної експлуатації, включаючи навчання з ПНЕ [20].

З аналізу нормативної літератури [20, 21, 3] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту генераторів та ПНЕ слід вживати таких організаційних заходів:

- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;

- підготовка робочого місця та допуск до роботи (з відключенням ПНЕ та розрядом конденсаторів);

- нагляд під час виконання роботи;

- переведення на інше робоче місце;

- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V. Працівник, який видає наряд або розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність вказаних в наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді (розпорядженні), роботі, що виконується (включаючи ДС-ризика ПНЕ).

Підготовляти робочі місця мають право чергові або працівники зі складу оперативно-виробничих працівників, які допущені до оперативних перемикачів в цій електроустановці та ПНЕ. Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу. В електроустановках понад 1000 В та ПНЕ допускач повинен мати групу IV (або V для ПНЕ >1 МВт).

Керівник робіт відповідає за:

- виконання заходів безпеки, передбачених нарядом або розпорядженням, та їх достатність;

- чіткість та вичерпність інструктажу членів бригади (включаючи ризики термічного розгону ПНЕ);

- наявність, справність та правильність використання необхідних засобів захисту, інструменту, інвентаря (вогнегасники для Li-ion, газоаналізатори);

- наявність та збереження встановлених на робочому місці заземлень, огорожень, знаків та плакатів безпеки і замикальних пристроїв протягом робочої зміни;

– організацію та безпечне виконання роботи і дотримання вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок та ПНЕ [20].

Наряд виписується у двох, а у тому разі, якщо він передається по телефону, радіо, – у трьох примірниках. ... (решта тексту щодо оформлення нарядів залишається без змін, але додається: для ПНЕ обов'язкове підтвердження розряду <50 В перед допуском).

### 5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу у машинній залі під час обслуговування і ремонту генераторів та ПНЕ, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів. Під час обслуговування генераторів та ПНЕ необхідно дотримуватись таких технічних заходів, що створюють безпечні умови виконання робіт [23].

Незбуджений генератор, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП слід розглядати як такий, що перебуває під напругою... (початковий текст зберігається).

Додатково для ПНЕ:

– Перед роботами з ПНЕ обов'язкове відключення від шини ТЕЦ, розряд конденсаторів та блокування BMS [22].

– У разі монтажу/ремонті батарейних модулів використовувати ізольовані інструменти, ЗІЗ для хімічних ризиків (респіратори, рукавички) та моніторинг газів (H<sub>2</sub>, HF).

– Вимірювання в ПНЕ виконувати тільки після верифікації напруги <50 В, з використанням кат. IV мультиметрів.

Обслуговувати щітковий апарат... (початковий текст зберігається).

### 5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Проведемо розрахунок заземлювального пристрою ВРУ 110 кВ з ефективно заземленою нейтраллю.

Вихідні дані для рисунку 4.1 представлені нище:

- площа заземлювального пристрою:  $S = 8176 \text{ м}^2$ ,
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:  $\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ,  
 $\rho_2 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ,
- глибина закладання заземлення:  $t = 0,5 \text{ м}$ ,
- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м}$ ,
- число вертикальних заземлювачів:  $n_B = 56 \text{ шт}$ ,
- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_B = 3 \text{ м}$ .

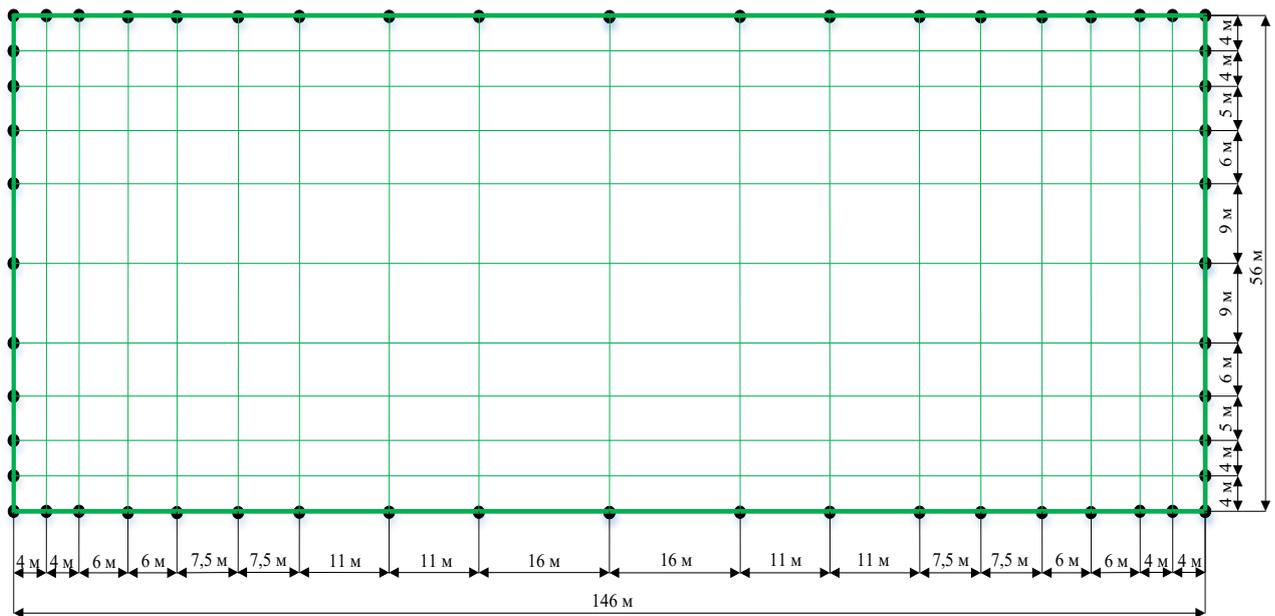


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. Опір ЗП залежить від опору природного  $R_{\Pi}$  та штучного  $R_{\text{ш}}$  заземлювачів і визначається за формулою:

$$R_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\Pi}}{R_{\text{ш}} + R_{\Pi}}. \quad (5.1)$$

Опір штучного заземлювача визначається за формулою:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B} \quad (5.2)$$

де  $\rho_{екв}$  – еквівалентний питомий опір землі, Ом·м,

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

$L_r + L_B$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (5.3)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{3 + 0,5}{\sqrt{8176}} = 0,411 \text{ (в.о.)}$$

За допомогою таблиці визначається  $\rho_{екв}$  для цього необхідно знати наступні параметри:  $\frac{h-t}{l_B}$ ,  $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ ,  $\frac{a}{l_B}$ .

де  $a$  – середня відстань між вертикальними заземлювачами, м.

$$a = \frac{P}{n_B}; \quad (5.4)$$

$$a = \frac{2 \cdot (146 + 56)}{56} = 7,214 \text{ (м)}.$$

Значення відношень:

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,5}{3} = 0,5 \text{ (в.о.)};$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{600}{120} = 5 \text{ (в.о.)};$$

$$\frac{7,214}{3} = 2,405 \text{ (в.о.)}.$$

З таблиці визначаємо, що  $\frac{\rho_{\text{екв}}}{\rho_2} = 2$ , визначаємо значення еквівалентного опору:

$$\rho_{\text{екв}} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

Сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів:

$$L_r + L_b = (146 \cdot 11) + (56 \cdot 19) + (56 \cdot 3) = 2838 \text{ (м)}.$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,411 \cdot \frac{240}{\sqrt{8176}} + \frac{240}{2838} = 1,177 \text{ (Ом)}.$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

а) система «трос-опори»:  $R_{\text{пл}} = 1,2 \text{ Ом}$ ,

б) фундаменти опор:  $R_{\text{пл}} = 1,0 \text{ Ом}$ .

$$R_3 = \frac{1,177 \cdot 1,2 \cdot 1,0}{1,177 \cdot 1,2 \cdot 1,177 \cdot 1,0 + 1,2 \cdot 1,0} = 0,493 \text{ (Ом)} \leq 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Умова розрахунку заземлювального пристрою виконується.

## ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано комплексне дослідження застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі потужністю 316 МВт. Отримані результати підтверджують доцільність інтеграції систем накопичення енергії в традиційні ТЕЦ для підвищення їх гнучкості та економічної ефективності.

Розроблено електричну частину ТЕЦ потужністю 316 МВт, що включає чотири турбіни П-4-35/5 та три турбіни Т-100-130 з відповідними генераторами ТК-4-2РУ3 та ТВ2-100-2. Обрано блочну схему підключення генераторів 100 МВт через трансформатори ТДЦ-125000/110, що забезпечує економічну ефективність та надійність роботи станції.

На основі техніко-економічного порівняння обрано схему ВРУ-110 кВ «Дві робочі секціоновані вимикачами системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами», яка забезпечує приведені витрати 12446,96 тис. грн проти 12882,40 тис. грн для альтернативного варіанту, що дає економію 435,44 тис. грн.

Виконано повний розрахунок струмів короткого замикання для п'яти характерних точок як аналітичним методом, так і з використанням програмного комплексу «ДАКАР ЕЛЕКС». Розбіжність результатів не перевищує 5%, що підтверджує коректність розрахунків. На основі цих розрахунків обрано комутаційну апаратуру: елегазові вимикачі ЛТВ 145D1/В для ВРУ-110 кВ та вакуумні вимикачі для РУ-10 кВ і 6 кВ.

Проаналізовано сучасні технології накопичення енергії, включаючи акумуляторні системи, механічні накопичувачі та високотемпературні теплові накопичувачі та інші.

Економічний аналіз показав, що капітальні витрати на систему накопичення становлять 59,59 млн грн, а чистий прибуток – 816,5 млн грн. Термін окупності проєкту становить 2,919 року, що підтверджує високу інвестиційну привабливість.

Розроблено заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації, включаючи аналіз умов праці персоналу, організаційно-технічні рішення з охорони праці та розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ з опором 0,27 Ом, що задовольняє нормативним вимогам.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. О.С. Яндутьський, А.Б. Нестерко, О.В. Тимохін, Г.О. Труніна Регулювання частоти та потужності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії Монографія - Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017.- 200 с.
2. Вимоги до регулювання частоти і потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. Чинний від 2009-05-23. - Київ: Мінпаливенерго, 2009. – 54 с.
3. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій. / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009 – 193 с.
5. Доценти М.О. Маковецький, О.І. Семененко - Методичний посібник з курсового та дипломного проектування систем електропостачання залізниць – Харків, 2010 – 107с.
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. 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.
9. Vins, M., Dragoun, J., & Sirovy, M. (2020). IEEE Integration of Battery Energy Storage in Thermal Power Plant. In 2020 IEEE International Conference on Industrial Electronics (pp. 1-6)

10. Sarunac, N., Khalesi, J., Khuda, M. A., Mancini, R., Kulkarni, P., & Berger, J. (2024). Energy Storage Improves Power Plant Flexibility and Economic Performance. *Energies*, 17(11), 2775. <https://doi.org/10.3390/en17112775>
11. Yamamoto, K., Domoto, K., Tobo, M., Kawamizu, T., Yamana, T., & Ota, Y. (2020). Thermal Storage System to Provide Highly-efficient Electric Power Resilience in the Era of Renewable Energy. *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*
12. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy. (2020). Electricity Storage Technology Review. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/10/f79/Electricity%20Storage%20Technologies%20%20Report.pdf>
13. Gong, M., & Ottermo, F. (2022). High-temperature thermal storage in combined heat and power plants. *Energy*, 252, 124057. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124057>
14. Schneider, C.; Braun, S.; Klette, T.; Härtelt, S.; Kratzsch, A. Development of Integration Methods for Thermal Energy Storages into Power Plant Processes. In *Proceedings of the ASME Power & Energy Conference 2016, ASME Energy Storage Forum 2016, Charlotte, NC, USA, 26–30 June 2016*.
15. Garbrecht, O.; Bieber, M.; Kneer, R. Increasing fossil power plant flexibility by integrating molten-salt thermal storage. *Energy* 2017, 118, 876–883.
16. Фельдмюллер, А. Гнучкість вугільних та газових електростанцій. У матеріалах Міжнародної кампанії Агентства з підвищення гнучкості електростанцій, Париж, Франція, 18 вересня 2017 року.
17. Пескія, Д. Підвищення гнучкості існуючих вугільних електростанцій: технічні, економічні та кліматичні аспекти; *Agora Energiewende*: Берлін, Німеччина, 2018.
18. IEEE Std 1679-2020. Recommended Practice for the Characterization and Evaluation of Energy Storage Systems in Electric Power Systems.
19. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (з урахуванням змін).

20. СОУ-Н ЕЕ 20.501:2008. Правила безпечної експлуатації електроустановок станцій та підстанцій.
21. ДСТУ ІЕС 61427:2015. Акумуляторні батареї для систем накопичення енергії.
22. NFPA 855-2023. Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems.
23. НАПБ А.01.001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні (з фокусом на ESS).
24. ГОСТ 12.1.030-81. Електробезпека. Захисне заземлення, занулення
25. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанак О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
26. Sengalani, P. S., Haque, M. E., Zantye, M. S., Gandhi, A., Li, M., Hasan, M. M. F., & Bhattacharyya, D. (2023). Techno-Economic Analysis and Optimization of a Compressed-Air Energy Storage System Integrated with a Natural Gas Combined-Cycle Plant. *Energies*, 16(13), 4867. <https://doi.org/10.3390/en16134867>
27. Guo, H., Kang, H., Xu, Y., Zhao, M., Zhu, Y., Zhang, H., & Chen, H. (2023). Review of Coupling Methods of Compressed Air Energy Storage Systems and Renewable Energy Resources. *Energies*, 16(12), 4667. <https://doi.org/10.3390/en16124667>
28. Matos, C. R., Pereira da Silva, P., & Carneiro, J. F. (2023). Economic assessment for compressed air energy storage business model alternatives. *Applied Energy*, 329, 120273. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120273>
29. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТКИ

## ДОДАТОК А

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі 316 МВт.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем  
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КП1) 7.33%

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.
- У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.
- У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Зав. каф. ЕСС Качар В.О.  
(прізвище, ініціали, посада)

Професор каф. ЕСС Алексин П.Д.  
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]  
(підпис)

[Підпис]  
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис]  
(підпис)

Вишневецький С. Я.  
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник [Підпис]  
(підпис)

Кулик В. В.  
(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач [Підпис]  
(підпис)

Свідокимов К. Р.  
(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

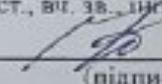
Міністерство освіти і науки України  
 Вінницький національний технічний університет  
 Факультет електроенергетики та електромеханіки  
 Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

  
(підпис)

«24» 09 2025 р.

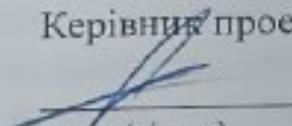
## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення  
 техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі 316 МВт»

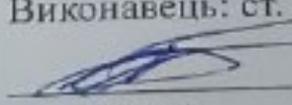
08-21.МКР.004.00.004 ТЗ

Керівник проекту: д.т.н., професор каф. ЕСС

  
Кулик В. В.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. ЕС-24м

  
Євдокимов К. Р.

(підпис)

Вінниця 2025 р.

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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах енергетичної кризи України, спричиненої воєнними діями, дефіцитом маневрових потужностей та необхідністю інтеграції до ENTSO-E, традиційні теплоелектроцентралі мають гнучкість але не можуть ефективно балансувати мережу при значній частці ВДЕ. Впровадження промислових накопичувачів енергії, дозволить суттєво підвищити ККД, знизити витрати палива та забезпечити енергетичну безпеку країни.

б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – підвищення техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі потужністю 316 МВт шляхом інтеграції промислових накопичувачів енергії.

б) призначення розробки – обґрунтувати та розробити технічні рішення щодо впровадження накопичувачів у ТЕЦ для збільшення маневреності, зниження питомої витрати палива та покращення економічних показників станції.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. Vins, M., Dragoun, J., & Sirovy, M. (2020). IEEE Integration of Battery Energy Storage in Thermal Power Plant. In 2020 IEEE International Conference on Industrial Electronics (pp. 1-6)

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

Передбачається спорудження теплоелектроцентралі у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування теплоелектроцентралі потужністю 316 МВт з двома турбінами П-4-35/5 та турбіною Т-100-130. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 38 км, потужність віддається по ЛЕП 110 кВ; в місцевий район – по ЛЕП 10 кВ;

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

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

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

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції, доповнений спеціалістами з обслуговування систем накопичення енергії.

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ТЕЦ виконати проектування резервного живлення, та інтеграція промислового накопичувача що дозволить підтримувати безперервну роботу критичного обладнання у разі непередбачуваних ситуацій.

### 5. Економічні показники

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

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	01.09.2025	07.09.2025	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проекту	08.09.2025	21.09.2025	розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	22.09.2025	12.10.2025	розділ 2 ПЗ
4	Накопичувачі енергії для підвищення ефективності теплоелектроцентралі	13.10.2025	26.10.2025	розділ 3 ПЗ
5	Економічна частина	27.10.2025	02.11.2025	розділ 4 ПЗ
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	03.11.2025	07.11.2025	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	08.11.2025	14.11.2025	За вимогами
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	15.11.2025	17.11.2025	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.2025	09.12.2025	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	12.12.2025	12.12.2025	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

## **7. Очікувані результати**

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується розробка комплексної моделі інтеграції промислових накопичувачів у ТЕЦ 316 МВт, що підвищить техніко-економічну ефективність на 15-20%, зменшить екологічне навантаження та забезпечить стабільність енергопостачання. Отримано рекомендації для модернізації станцій, розрахунки втрат енергії та економічні прогнози для практичного впровадження в енергетичній галузі 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





## Продовження таблиці В1

Відмова елемента	Параметр потоку відмов $\phi_i$	Елементи, що відключилися, та їх час відновлення																
		$K_0 = 0,96$	$K_p = 0,002$															
			$Q_{1r}$	$Q_{2л}$	$Q_{3r}$	$Q_{4л}$	$Q_{5r}$	$Q_{6л}$	$Q_{7л}$	$Q_{8л}$	$Q_{9r}$	$Q_{10r}$	$Q_{11л}$	$Q_{12r}$	$Q_{13л}$	$Q_{14r}$	$Q_{15л}$	$Q_{16r}$
$Q_{15л}$	0,0073	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,T31-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,T31-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,W2,T31,W1-To,W7,W2-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,G5-TB	W7,G7,G6,TP2,W3,G5,T31,W1-To,W7,W3-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,TP2-TB	W7,G7,G6,W4,G5,T31,W1-To,W7,W4-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,G6-TB	W7,G7,G6,W5,TP2,G5,T31,W1-To,W7,W5-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,G7-TB	W7,W6,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,W6-TB	W7,T32,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,T31-TB	-	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7-TB
$Q_{16r}$	0,006	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W1-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To	W7,G7,G6,TP2,G5,W2,T31,W1-To,W2-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,G5-TB	W7,G7,G6,TP2,W3,G5,T31,W1-To,W3-TB	W7,G7,G6,W4,TP2,G5,T31,W1-To,W4-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7,T32,W6,G7,W5,G6,W4,T3,W5-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,G6-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W5-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,G7-TB	W7,W6,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W6-TB	W7,T32,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,T32-TB	W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1-To,W7-TB	-	





Таблиця В3 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ (варіант а)

Відмова елемента	Потужність, що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час простоя, $T_0/T_{ВП}$ , ГОД	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
T32,W6,W5,W4,W3,W2	216,8	1	5	2	40	16
W7,G7,G6,TP2,G5,T31,W1	263,65	1	3	5	27	45
W7,T32,W6,G7,W5,G6,W4,TP2,W3,G5,W2,T31,W1	266,8	1	0	1	0	15
T32,W6,W5,W4,W3,W2,W1	216,8	1	0	0	5	2
T32,W6,W5,W4,W3,W2, T31	216,8	1	0	0	5	2
W7,G7,G6,TP2,G5,W2,T31,W1	263,65	1	0	0	3	5
T32,W6,W5,W4,W3,G5,W2	216,8	1	0	0	5	2
W7,G7,G6,TP2,G5,W3,T31,W1	263,65	1	0	0	3	5
T32,W6,W5,W4,TP2,W3,W2	216,8	1	0	0	5	2
W7,G7,G6,W4,TP2,G5,T31,W1	263,65	1	0	0	3	5
T32,W6,W5,G6,W4,W3,W2	216,8	1	0	0	5	2
W7,G7,W5,G6,TP2,G5,T31,W1	263,65	1	0	0	3	5
T32,W6,G7,W5,W4,W3,W2	216,8	1	0	0	5	2
W7,W6,G7,G6,TP2,G5,T31,W1	263,65	1	0	0	3	5
W7,T32,G7,G6,TP2,G5,T31,W1	266,8	1	0	0	3	5
W7,T32,W6,W5,W4,W3,W2	266,8	1	0	0	5	2
W1	0	36,1	1	0	3	3
T31	0	36,1	0	1	0	6
W2	16,8	36,1	1	0	3	3
G5	75,63	36,1	0	1	0	6
W5	16,8	36,1	1	0	3	3
TP2	0	36,1	1	0	3	3
W4	16,8	36,1	1	0	3	3
G6	75,63	36,1	0	1	0	6

## Продовження таблиці В3

Відмова елемента	Потужність , що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час прост ою, $T_0/T_{ВП}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega$ ГВ	$\omega$ ЛВ	$\omega$ ГВ	$\omega$ ЛВ
W5	16,8	36,1	1	0	3	3
G7	75,63	36,1	0	1	0	6
W6	16,8	36,1	1	0	3	3
T32	0	36,1	0	1	0	6
W7	16,8	36,1	1	0	3	3
D(W1,T31,G5,TP2,G6,G7,W7), D(W2,W3,W4,W5,W6,T32)	213,65	36,1	0	0	0	2
T31,W1	0	36,1	0	0	1	1
W2,W1	16,8	36,1	0	0	2	0
G5,W1	75,63	36,1	0	0	1	1
W3,W1	16,8	36,1	0	0	2	0
TP2,W1	0	36,1	0	0	2	0
W4,W1	16,8	36,1	0	0	2	0
G6,W1	75,63	36,1	0	0	1	1
W5,W1	16,8	36,1	0	0	2	0
G7,W1	75,63	36,1	0	0	1	1
W6,W1	16,8	36,1	0	0	2	0
T32,W1	0	36,1	0	0	1	1
W7,W1	16,8	36,1	0	0	2	0
W2,T31	16,8	36,1	0	0	1	1
G5,T31	75,63	36,1	0	0	0	2
W3,T31	16,8	36,1	0	0	1	1
TP2,T31	0	36,1	0	0	1	1
W4,T31	16,8	36,1	0	0	1	1
G6,T31	75,63	36,1	0	0	0	2

Відмова елемента	Потужність , що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час прост ою, $T_0/T_{ВП}$ , ГОД	$K_0$		$K_p$	
			$\omega$ гв	$\omega$ лв	$\omega$ гв	$\omega$ лв
W5,T31	16,8	36,1	0	0	1	1
G7,T31	75,63	36,1	0	0	0	2
W6,T31	16,8	36,1	0	0	1	1
T32,T31	0	36,1	0	0	0	2
W7,T31	16,8	36,1	0	0	1	1
G5,W2	75,63	36,1	0	0	1	1
W3,W2	66,8	36,1	0	0	2	0
TP2,W2	16,8	36,1	0	0	2	0
W4,W2	66,8	36,1	0	0	2	0
G6,W2	75,63	36,1	0	0	1	1
W5,W2	66,8	36,1	0	0	2	0
G7,W2	75,63	36,1	0	0	1	1
W6,W2	66,8	36,1	0	0	2	0
T32,W2	16,8	36,1	0	0	1	1
W7,W2	66,8	36,1	0	0	2	0
W3,G5	75,63	36,1	0	0	1	1
TP2,G5	75,63	36,1	0	0	1	1
W4,G5	75,63	36,1	0	0	1	1
G6,G5	169,64	36,1	0	0	0	2
W5,G5	75,63	36,1	0	0	1	1
G7,G5	169,64	36,1	0	0	0	2
W6,G5	75,63	36,1	0	0	1	1
T32,G5	75,63	36,1	0	0	0	2
W7,G5	75,63	36,1	0	0	1	1

## Продовження таблиці В3

Відмова елемента	Потужність , що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час прост ою, $T_0/T_{ВП}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega$ гв	$\omega$ лв	$\omega$ гв	$\omega$ лв
TP2,W3	16,8	36,1	0	0	2	0
W4,W3	66,8	36,1	0	0	2	0
G6,W3	75,63	36,1	0	0	1	1
W5,W3	66,8	36,1	0	0	2	0
G7,W3	75,63	36,1	0	0	1	1
W6,W3	66,8	36,1	0	0	2	0
T32,W3	16,8	36,1	0	0	1	1
W7,W3	66,8	36,1	0	0	2	0
W4,TP2	16,8	36,1	0	0	2	0
G6,TP2	75,63	36,1	0	0	1	1
W5,TP2	16,8	36,1	0	0	2	0
G7,TP2	75,63	36,1	0	0	1	1
W6,TP2	16,8	36,1	0	0	2	0
T32,TP2	0	36,1	0	0	1	1
W7,TP2	16,8	36,1	0	0	2	0
G6,W4	75,63	36,1	0	0	1	1
W5,W4	66,8	36,1	0	0	2	0
G7,W4	75,63	36,1	0	0	1	1
W6,W4	66,8	36,1	0	0	2	0
T32,W4	16,8	36,1	0	0	1	1
W7,W4	66,8	36,1	0	0	2	0
D(W2,W3,W4,W5,W6,T32) D(W1,T31,G5,TP2,G6,G7,W7)	213,65	36,1	0	0	0	2
W5,G6	75,63	36,1	0	0	1	1
G7,G6	169,64	36,1	0	0	0	2

## Продовження таблиці В3

Відмова елемента	Потужність , що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час прост ою, $T_0/T_{ВП}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega$ гв	$\omega$ лв	$\omega$ гв	$\omega$ лв
W6,G6	75,63	36,1	0	0	1	1
T32,G6	75,63	36,1	0	0	0	2
W7,G6	75,63	36,1	0	0	1	1
G7,W5	75,63	36,1	0	0	1	1
W6,W5	66,8	36,1	0	0	2	0
T32,W5	16,8	36,1	0	0	1	1
W7,W5	66,8	36,1	0	0	2	0
W6,G7	75,63	36,1	0	0	1	1
T32,G7	75,63	36,1	0	0	0	2
W7,G7	75,63	36,1	0	0	1	1
T32,W6	16,8	36,1	0	0	1	1
W7,W6	66,8	36,1	0	0	2	0
W7,T32	16,8	36,1	0	0	1	1

Таблиця В4 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ (варіант б)

Відмова елемента	Потужність , що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час прост ою, $T_0/T_{ВП}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$
T32,W6,W5,G6,W4,G5,W2,W1	169,64	1	5	3	70	50
TP2,W3,T31,D(G7,W7)	25,63	1	2	1	30	18
W7,G7,D(T31,W3,TP2)	72,48	1	1	1	15	17
TP2,W7,G7,W3,T31	75,63	1	0	1	0	15
T32,W6,W5,G6,W4,G5,W2,W1, D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	213,65	1	0	0	5	3
D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	22,48	1	0	0	0	2
W1	0	36,1	1	0	14	1
T31	0	36,1	0	1	0	15
W2	0	36,1	1	0	14	1
G5	72,48	36,1	0	1	0	15
W3	25,63	36,1	1	0	14	1
TP2	0	36,1	1	0	14	1
W4	0	36,1	1	0	14	1
G6	72,48	36,1	0	1	0	15
W5	0	36,1	1	0	14	1
G7	72,48	36,1	0	1	0	15
W6	0	36,1	1	0	14	1
T32	0	36,1	0	1	0	15
W7	25,63	36,1	1	0	14	1
D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	22,48	36,1	0	1	0	17
W1,D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	22,48	36,1	0	0	1	0
T31,D(W3,TP2),D(G7,W7)	25,63	36,1	0	0	0	1
W2,D(W3,TP2),D(G7,W7)	22,48	36,1	0	0	1	0
G5,D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	116,49	36,1	0	0	0	1

## Продовження таблиці В4

Відмова елемента	Потужність , що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час прост ою, $T_0/T_{ВП}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega$ ГВ	$\omega$ ЛВ	$\omega$ ГВ	$\omega$ ЛВ
W3,D(T31,TP2),D(G7,W7)	25,63	36,1	0	0	1	0
TP2,D(T31,W3),D(G7,W7)	22,48	36,1	0	0	1	0
W4,D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	22,48	36,1	0	0	1	0
G6,D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	116,49	36,1	0	0	0	1
W5,D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	22,48	36,1	0	0	1	0
G7,W7,D(T31,W3,TP2)	72,48	36,1	0	0	0	1
W6,D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	22,48	36,1	0	0	1	0
T32,D(T31,W3,TP2),D(G7,W7)	25,63	36,1	0	0	0	1
W7,G7, D(T31,W3,TP2)	72,48	36,1	0	0	1	0

## ДОДАТОК Г

### РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ

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 рис.Г.1.

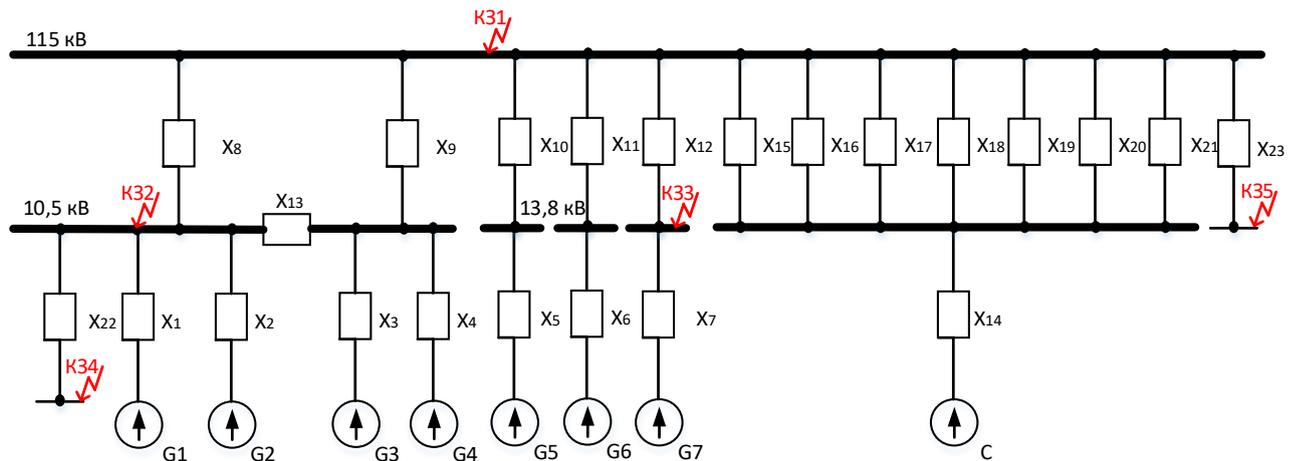


Рисунок Г.1 – Еквівалентна схема заміщення станції

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [1].

Приймаємо  $S_B = 1000$  (МВА).

Опір генераторів для блоків 4 МВт (G1-4):

$$X_{1-4} = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{Г.ном1-4}}; \quad (Г.1)$$

$$X_{1-4} = 0,14 \cdot \frac{1000}{5} = 28 \text{ (в.о.)}.$$

Для блоків 100 МВт (G5-7):

$$X_{5-7} = 0,14 \cdot \frac{1000}{117,65} = 1,19 \text{ (в.о.)}.$$

Опір трансформаторів зв'язку (ТЗ1-2):

$$X_{8-9} = \frac{u_{\text{кНОМТЗ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Т.НОМ89}}}; \quad (\Gamma.2)$$

$$X_{8-9} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,75 \text{ (в.о.)}.$$

Опір блочних трансформаторів (БТ1-3):

$$X_{10-12} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84 \text{ (в.о.)}.$$

Опір секційного реактора (LRB):

$$X_{13} = x_{\text{р}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{б}}^2}; \quad (\Gamma.3)$$

$$X_{13} = 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,151 \text{ (в.о.)}.$$

Опір системи (С):

$$X_{14} = x_{\text{сНОМ}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{сНОМ}}}; \quad (\Gamma.4)$$

$$X_{14} = 0,4 \cdot \frac{1000}{11200} = 0,036 \text{ (в.о.)}.$$

Опір лінії системи (W1-7):

$$X_{15-21} = x_{\text{пит}} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_6^2}. \quad (\Gamma.5)$$

де  $x_{\text{пит}} = 0,4$  Ом/км – питомий опір провідника,

$$X_{15-21} = 0,4 \cdot 38 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,149 \text{ (в.о.)}.$$

Опір резервних трансформаторів власних потреб (TR 1-2):

$$X_{22-23} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8 \text{ (в.о.)}.$$

ЕРС генераторів (G1-4), (G5-7), та системи:

$$E_{*G1-4}'' = 1,08 \text{ (в.о.)},$$

$$E_{*G5-7}'' = 1,13 \text{ (в.о.)},$$

$$E_{*C}'' = 1 \text{ (в.о.)}.$$

Початкова величина періодичної складової струму КЗ за системою відносних одиниць розраховується за формулою:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_*''}{X_{\text{рез}}} \cdot I_B. \quad (\Gamma.6)$$

де  $x_{\text{рез}}$  – результуючий опір ланки КЗ за системою відносних одиниць, який приведений нами до базисних умов,

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (\Gamma.7)$$

де  $U_{cp}$  – середньо номінальна напруга,

$$I_{B1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)},$$

$$I_{B2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)},$$

$$I_{B3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,837 \text{ (кА)},$$

$$I_{B4} = I_{B5} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К-1 починаємо з того, що складемо заступну схему, але враховуючи тільки ті елементи, які будуть впливати на точку КЗ К-1, і потім приведемо цю схему до максимально простого вигляду рис. Г.2.

Процес спрощення:

$$X_{24} = \frac{X_1}{2};$$

$$X_{24} = X_{24} = \frac{28}{2} = 14 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{26} = X_C + \frac{X_{15}}{7};$$

$$X_{26} = 0,036 + \frac{1,149}{7} = 0,2 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{27} = \frac{X_5 + X_{10}}{3};$$

$$X_{27} = \frac{1,19 + 0,84}{3} = 0,677 \text{ (в.о.)}.$$

Виконавши перетворення, спростимо схему до вигляду, див. рис.2.10.

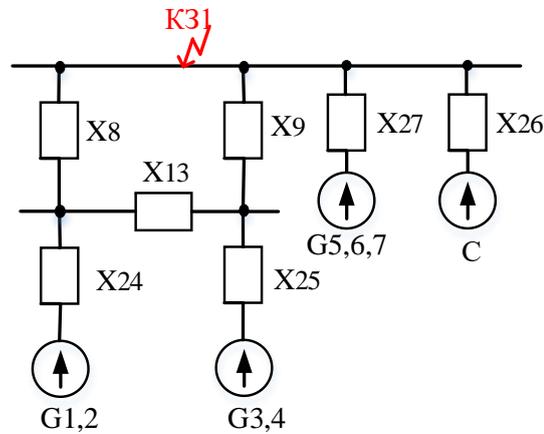


Рисунок Г.2 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К1

Еквівалентно перетворимо трикутник з опорами  $X_8$ ,  $X_9$ ,  $X_{13}$  в трипроменеву зірку наступним чином:

$$X_{28} = \frac{X_8 \cdot X_9}{X_8 + X_9 + X_{13}};$$

$$X_{28} = \frac{18,75 \cdot 18,75}{18,75 + 18,75 + 0,151} = 9,337 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{29} = X_{30} = \frac{X_8 \cdot X_{13}}{X_8 + X_9 + X_{13}};$$

$$X_{29} = X_{30} = \frac{18,75 \cdot 0,151}{18,75 + 18,75 + 0,151} = 0,075 \text{ (в.о.)}.$$

В результаті перетворення отримуємо схему, зображену на рисунку Г.3.

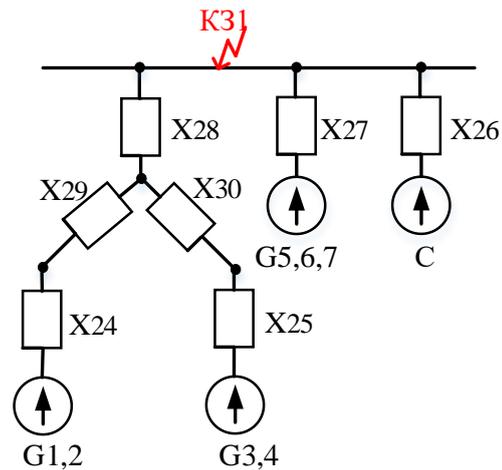


Рисунок Г.3 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К1

Продовження спрощення:

$$X_{31} = \frac{X_{24} + X_{29}}{2} + X_{28};$$

$$X_{31} = \frac{14 + 0,075}{2} + 9,337 = 16,375 \text{ (в.о.)}.$$

В результаті перетворення отримуємо схему, зображену на рисунку Г.4.

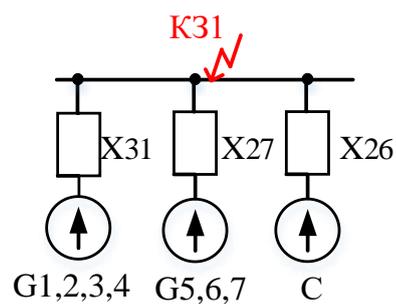


Рисунок Г.4 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К1

Розрахуємо струми по К1:

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{0,2} \cdot 5,02 = 25,114 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1234}} = \frac{1,08}{16,375} \cdot 5,02 = 0,331 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ567}} = \frac{1,13}{0,677} \cdot 5,02 = 8,384 \text{ (кА)}.$$

Розраховуємо струм КЗ в точці К2, еквівалентна схема для якої, характерне розміщення точки КЗ наведена на рисунку Г.5, вона враховує спрощення, застосовані в попередньому розрахунку КЗ в точці К1.

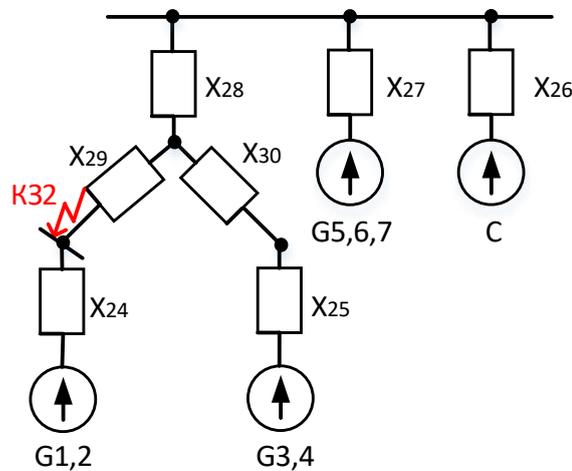


Рисунок Г.5 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К2

Використаємо коефіцієнти струморозподілу для того, щоб можна було розподілити опір  $X_{28}$  на опори  $X_{26}$  та  $X_{27}$ .

Еквівалентний опір для опорів  $X_{26}$  та  $X_{27}$ :

$$X_{\text{екв}} = \frac{X_{26} \cdot X_{27}}{X_{26} + X_{27}};$$

$$X_{\text{екв}} = \frac{0,2 \cdot 0,677}{0,2 + 0,677} = 0,154 \text{ (в.о.)}.$$

Результуючий опір для опорів  $X_{26}$ ,  $X_{27}$  та  $X_{28}$ :

$$X_{\text{pez}} = X_{\text{екв}} + X_{28};$$

$$X_{\text{pez}} = 0,154 + 9,337 = 9,492 \text{ (в.о.)}.$$

Коефіцієнти струморозподілу будуть наступними:

$$C_1 = \frac{X_{\text{екв}}}{X_{26}};$$

$$C_1 = \frac{0,154}{0,2} = 0,772 \text{ (в.о.)};$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{екв}}}{X_{27}};$$

$$C_2 = \frac{0,154}{0,677} = 0,228 \text{ (в.о.)}.$$

Опори, що утворилися внаслідок розподілення опору  $X_{28}$ :

$$X_{32} = \frac{X_{\text{pez}}}{C_1};$$

$$X_{32} = \frac{9,492}{0,772} = 12,296 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{33} = \frac{X_{\text{pez}}}{C_2};$$

$$X_{33} = \frac{9,492}{0,228} = 41,62 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{34} = X_{25} + X_{30};$$

$$X_{34} = 14 + 0,075 = 14,075 \text{ (в.о.)}.$$

Виконавши перетворення отримуємо схему, наведену на рисунку Г.б.

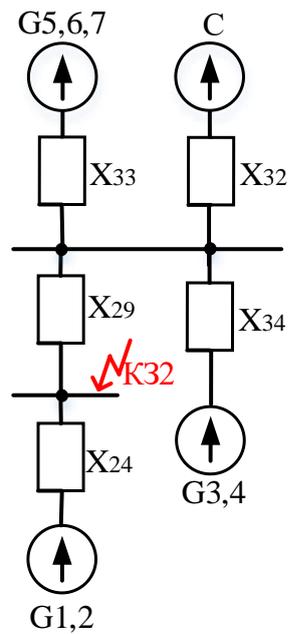


Рисунок Г.6 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К2

Використаємо коефіцієнти струморозподілу для того, щоб можна було розподілити опір  $X_{29}$  на опори  $X_{32}$ ,  $X_{33}$  та  $X_{34}$ .

Еквівалентний опір для опорів  $X_{32}$ ,  $X_{33}$  та  $X_{34}$ :

$$X_{\text{екв}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{32}} + \frac{1}{X_{33}} + \frac{1}{X_{34}}},$$

$$X_{\text{екв}} = \frac{1}{\frac{1}{12,296} + \frac{1}{41,62} + \frac{1}{14,075}} = 5,669 \text{ (в.о.)}.$$

Результуючий опір для опорів  $X_{29}$ ,  $X_{32}$ ,  $X_{33}$  та  $X_{34}$ :

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{екв}} + X_{29};$$

$$X_{\text{рез}} = 5,669 + 0,075 = 5,744 \text{ (в.о.)}.$$

Коефіцієнти струморозподілу будуть наступними:

$$C_1 = \frac{X_{\text{екв}}}{X_{32}};$$

$$C_1 = \frac{5,669}{12,296} = 0,461 \text{ (в.о.)};$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{екв}}}{X_{33}};$$

$$C_2 = \frac{5,669}{41,62} = 0,136 \text{ (в.о.)};$$

$$C_3 = \frac{X_{\text{екв}}}{X_{34}};$$

$$C_3 = \frac{5,669}{14,075} = 0,403 \text{ (в.о.)}.$$

Опори, що утворилися внаслідок розподілення опору  $X_{29}$ :

$$X_{35} = \frac{X_{\text{pez}}}{C_1};$$

$$X_{35} = \frac{5,774}{0,403} = 14,262 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{36} = \frac{X_{\text{pez}}}{C_2};$$

$$X_{36} = \frac{5,774}{0,461} = 12,459 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{37} = \frac{X_{\text{pez}}}{C_3};$$

$$X_{37} = \frac{5,774}{0,136} = 42,173 \text{ (в.о.)}.$$

В результаті перетворення отримуємо схему, зображену на рисунку Г.7.

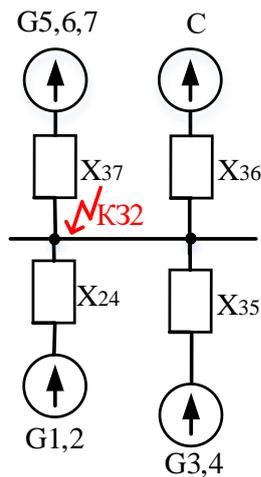


Рисунок Г.7 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К2

Розрахуємо струми по К2:

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{12,459} \cdot 54,986 = 4,413 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пос}G12} = \frac{1,08}{14} \cdot 54,986 = 4,242 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пос}G34} = \frac{1,08}{14,262} \cdot 54,986 = 4,164 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пос}G567} = \frac{1,13}{42,173} \cdot 54,986 = 1,473 \text{ (кА)}.$$

Розраховуємо струм КЗ в точці К3, еквівалентна схема для якої, характерне розміщення точки КЗ наведена на рисунку Г.8, вона враховує спрощення, застосовані в попередньому розрахунку КЗ в точці К1.

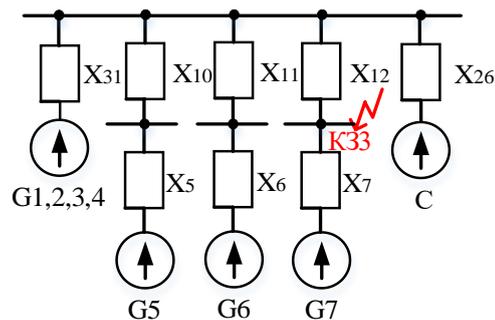


Рисунок Г.8 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К3

Спростуємо схему до найбільш простого вигляду:

$$X_{38} = \frac{X_5 + X_{10}}{2};$$

$$X_{38} = \frac{1,19 + 0,84}{2} = 1,015 \text{ (в.о.)}.$$

Використаємо коефіцієнти струморозподілу для того, щоб можна було розподілити опір  $X_{12}$  на опори  $X_{26}$ ,  $X_{31}$  та  $X_{38}$ .

Еквівалентний опір для опорів  $X_{26}$ ,  $X_{31}$  та  $X_{38}$ :

$$X_{\text{екв}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{31}} + \frac{1}{X_{38}} + \frac{1}{X_{26}}};$$

$$X_{\text{екв}} = \frac{1}{\frac{1}{37,375} + \frac{1}{1,015} + \frac{1}{0,2}} = 0,166 \text{ (в.о.)}.$$

Результуючий опір для опорів  $X_{26}$ ,  $X_{31}$  та  $X_{38}$  та  $X_{12}$ :

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{екв}} + X_{12},$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{екв}} + X_{12} = 1,005 \text{ (в.о.)}$$

Коефіцієнти струморозподілу будуть наступними:

$$C_1 = \frac{X_{\text{екв}}}{X_{31}};$$

$$C_1 = \frac{0,165}{16,375} = 0,01 \text{ (в.о.)};$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{екв}}}{X_{38}};$$

$$C_2 = \frac{0,165}{1,015} = 0,163 \text{ (в.о.)};$$

$$C_3 = \frac{X_{\text{екв}}}{X_{26}};$$

$$C_3 = \frac{0,165}{0,2} = 0,827 \text{ (в.о.)}.$$

Опори, що утворилися внаслідок розподілення опору  $X_{12}$ :

$$X_{39} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1};$$

$$X_{39} = \frac{1,005}{0,01} = 99,574 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{40} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2};$$

$$X_{40} = \frac{1,005}{0,163} = 6,172 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{41} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_3};$$

$$X_{41} = \frac{1,005}{0,827} = 1,216 \text{ (в.о.)}.$$

В результаті перетворення отримуємо схему, зображену на рисунку Г.9.

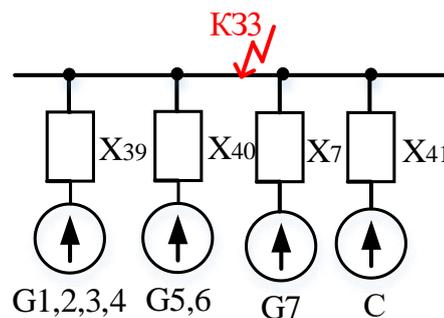


Рисунок Г.9 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки КЗ

Розрахуємо струми по КЗ:

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{1,216} \cdot 41,837 = 34,417 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пoG1234}} = \frac{1,08}{99,574} \cdot 41,837 = 0,454 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пoG56}} = \frac{1,13}{6,172} \cdot 41,837 = 7,66 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пoG7}} = \frac{1,13}{1,19} \cdot 41,837 = 39,729 \text{ (кА)}.$$

Розраховуємо струм КЗ в точці К4, еквівалентна схема для якої, характерне розміщення точки КЗ наведена на рисунку Г.10, вона враховує спрощення, застосовані в попередньому розрахунку КЗ в точці К2.

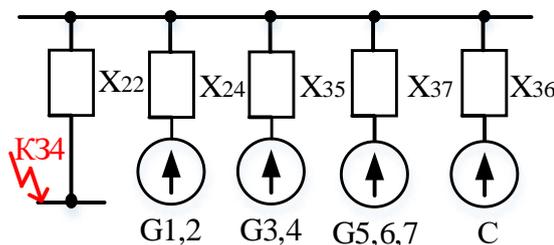


Рисунок Г.10 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К4

Спростуємо схему до найпростішого вигляду, на якому будуть джерела ЕРС від генераторів та від системи, та ЕРС від двигунів в системі ВП станції.

$$X_{42} = \frac{1}{\frac{1}{X_{24}} + \frac{1}{X_{35}} + \frac{1}{X_{36}} + \frac{1}{X_{37}}} + X_{22};$$

$$X_{42} = \frac{1}{\frac{1}{14} + \frac{1}{14,262} + \frac{1}{12,459} + \frac{1}{42,173}} + 8 = 12,073 \text{ (в.о.)};$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{12,073} \cdot 91,643 = 7,591 \text{ (кА)}.$$

Після перетворення схема матиме вигляд відповідно до рисунку Г.11.

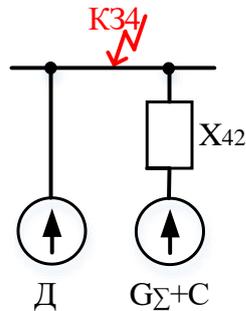


Рисунок Г.11 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К4

Розрахуємо струми по К3, враховуючи струм від двигунів системи ВП станції:

$$I_{\text{ПОД}} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot S_{\text{НОМTR1}}}{U_{\text{НОМД}}} \quad (\text{Г.8})$$

де  $U_{\text{НОМД}}$  – номінальна напруга двигунів ВП станції.

$$I_{\text{ПОД}} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 10}{6} = 8,333 \text{ (кА)}.$$

Розраховуємо струм КЗ в точці К5, еквівалентна схема для якої, характерне розміщення точки КЗ наведена на рисунку Г.12, вона враховує спрощення, застосовані в попередньому розрахунку КЗ в точці К1.

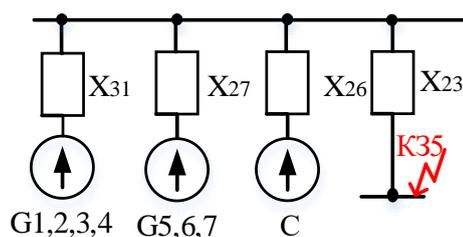


Рисунок Г.12 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К5

Спростуємо схему до найпростішого вигляду, на якому будуть джерела ЕРС від генераторів та від системи, та ЕРС від двигунів в системі ВП станції.

$$X_{43} = \frac{1}{\frac{1}{X_{26}} + \frac{1}{X_{27}} + \frac{1}{X_{31}}} + X_{23};$$

$$X_{43} = \frac{1}{\frac{1}{0,2} + \frac{1}{0,677} + \frac{1}{16,375}} + 8 = 8,153 \text{ (в.о.)};$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{8,153} \cdot 91,643 = 11,24 \text{ (кА)}.$$

Після перетворення схема матиме вигляд відповідно до рисунку Г.13.

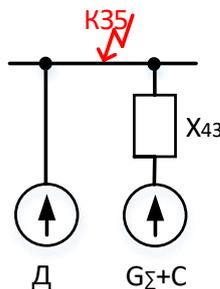


Рисунок Г.13 – Еквівалентна схема заміщення станції відносно точки К5

Струми КЗ від двигунів власних потреб будуть визначатися аналогічно, і не потребують додаткового пояснення.

Розрахунки для всіх точок також виконаю за допомогою програмного комплексу «ДАКАР ЕЛЕКС». Використання цієї програми не лише спрощує процес обчислень, але й надає можливість здобути практичні навички роботи з сучасними програмними засобами для моделювання енергетичних систем. Розрахунок струмів КЗ показано в додатку Б.

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна  $T_a$  може бути взята з [1]. Для характерних точок електричних мереж значення  $T_a$  і  $k_y$  беремо з [2].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як  $\tau = t_{\text{ВЧвідкл}} + 0,01$  с, де  $t_{\text{ВЧвідкл}}$  - власний час відключення вимикача. Занесемо цю інформацію в таблицю 2.11.

Визначення аперіодичної та періодичної складової струму КЗ для моменту часу  $t = \tau$ , а також ударного струму КЗ.

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0.1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_y. \quad (\text{Г.9})$$

де  $I_{\text{п0}}$  – початкове значення періодичної складової струму КЗ,

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

Визначимо ударний струм для точки КЗ К1 від генераторів G1-4:

$$i_{yG14} = \sqrt{2} \cdot 0,331 \cdot 1,92 = 0,9 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова струму для точки КЗ К1 від генераторів G1-4:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (\text{Г.10})$$

$$i_{a,\tau G14} = \sqrt{2} \cdot 0,331 \cdot e^{-\frac{0,35}{0,15}} = 0,05 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова для часу КЗ  $\tau$  для точки КЗ К1 від генераторів G1-4:

Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до того ступеня напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}}}. \quad (\text{Г.11})$$

де  $P_{\text{НОМ}}$  і  $\cos\varphi_{\text{НОМ}}$  – номінальне значення потужності, МВт, і коефіцієнта потужності генератора, відповідно,

$U_{\text{ср}}$  – середня напруга того ступеня, на якому знаходиться точка КЗ.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,8} = 0,1 \text{ (кА)}.$$

Відповідно для часу  $t$  відношення складових струму короткого замикання буде відповідно  $\gamma_{\text{П,т}} = 0,96$ .

$$I_{\text{П,т}} = I_{\text{П0}} \cdot \gamma_{\text{П,т}}; \quad (\text{Г.12})$$

$$I_{\text{П,т}} = 0,331 \cdot 0,96 = 0,318 \text{ (кА)}.$$



Виконано розрахунок усталеного режиму. Завдання змін режиму -Не враховуємо

\*\*\*\* Система № 1 \*\*\*\*

Балансувальні вузли:  
CC

U кВ	фаза град	P МВт	Q Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
9.070	4.1	7.500	2.000	7.968	0.620	1С-10
113.048	3.3	0.000	-0.000	0.000	-0.000	С-110
12.934	8.8	0.000	-0.000	99.942	5.070	1С-13,8
12.934	8.8	0.000	-0.000	99.942	5.070	2С-13,8
12.934	8.8	0.000	-0.000	99.942	5.070	3С-13,8
5.442	4.1	0.000	-0.000	0.000	-0.000	1С-6,3
6.193	3.3	0.000	-0.000	0.000	-0.000	2С-6,3
110.000	0.0	280.000	20.000	-10.183	45.739	CC
9.070	4.1	7.500	2.000	7.968	0.620	2С-10

Струм А	Рпоч МВт	Qпоч Мвар	Ркін МВт	Qкін Мвар	Рнх МВт	Qнх Мвар	Назва вітки
0	-0.003	-0.000	0.003	0.000	0.000	0.000	LR1
0	-0.009	0.000	-0.000	-0.000	0.009	-0.000	1С-10-1С-6,3
93	0.448	-1.428	-0.462	1.380	0.009	0.000	С-110-1С-10
4467	99.546	-5.102	-99.942	-5.070	0.105	0.600	С-110-3С-13,8
4467	99.546	-5.102	-99.942	-5.070	0.105	0.600	С-110-2С-13,8
4467	99.546	-5.102	-99.942	-5.070	0.105	0.600	С-110-1С-13,8
93	0.451	-1.428	-0.465	1.380	0.009	0.000	С-110-2С-10
0	-0.014	-0.068	-0.000	0.000	0.014	0.068	С-110-2С-6,3
1533	290.183	-25.739	-299.522	18.229	0.022	-8.795	CC-С-110

Сумарне генерування			305.580			62.187	
Сумарне навантаження			295.000			24.000	
Втрати поздовжні			10.204			45.115	
Втрати поперечні			0.376			-6.927	
Сумарний небаланс			-0.000			0.000	
Незбалансованість БВ			-310.183			-4.261	

Рисунок Д.2 – Результат усталеного режиму станції в програмному комплексі «ДАКАР ЕЛЕКС»

Контроль Завдання Несиметрія Обтяження Автоматика Перетин Часові х-ки Поліреле Група вузлів

Місяця КЗ\_1

Місяця КЗ\_1

Параметри несиметрії

Тип несиметрії	Місце несиметрії	2-е місце несиметрії	Довжина лінії	Довжина ділянки
▶ КЗ у вузлі	2С-6,3	-----	0	0

Рисунок Д.3 – Інтерфейс підготовки розрахунку

Розрахунок несиметрії без завдання		
Вузол КЗ-	С-110	
-----		
Опір прямої послідовності	- 0.495,	3.861
ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ		
-----		
Струм в місці короткого замикання	9.092 кА	-87.1гр
Максимальний струм в місці короткого замикання -b	21.803 кА	
Максимальний струм в місці короткого замикання -c	17.976 кА	
-----		
Від вузла	I кА	фаза град
1С-10	0.147	-86.3
3С-13,8	2.351	-89.3
2С-13,8	2.351	-89.3
1С-13,8	2.351	-89.3
2С-10	0.147	-86.3
2С-6,3	0.000	0.0
СС	1.772	-78.3
Сума	9.092	-87.1

Рисунок Д.4 – Розрахунок першої точки короткого замикання

Розрахунок несиметрії без завдання		
Вузол КЗ-	1С-10	
-----		
Опір прямої послідовності	- 0.029,	0.658
ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ		
-----		
Струм в місці короткого замикання	7.061 кА	-89.8гр
Максимальний струм в місці короткого замикання -b	18.880 кА	
Максимальний струм в місці короткого замикання -c	17.313 кА	
-----		
Від вузла	I кА	фаза град
Ген. G1	1.964	-90.0
Ген. G2	1.964	-90.0
2С-10	1.621	-91.5
1С-6,3	0.000	0.0
С-110	1.515	-87.7
Сума	7.061	-89.8

Рисунок Д.5 – Розрахунок другої точки короткого замикання

Розрахунок несиметрії без завдання			
Вузол КЗ-	3С-13,8		
-----			
Опір прямої послідовності	-	0.003,	0.111
ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ			
-----			
Струм в місці короткого замикання	50.950 кА	-90.3гр	
Максимальний струм в місці короткого замикання -b	138.718 кА		
Максимальний струм в місці короткого замикання -с	130.175 кА		
-----			
	Від вузла	I кА фаза град	
Ген.	G7	35.158	-90.0
	C-110	15.794	-91.1
	Сума	50.950	-90.3

Рисунок Д.6 – Розрахунок третьої точки короткого замикання

Розрахунок несиметрії без завдання			
Вузол КЗ-	1С-6,3		
-----			
Опір прямої послідовності	-	0.034,	0.554
ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ			
-----			
Струм в місці короткого замикання	5.033 кА	-88.8гр	
Максимальний струм в місці короткого замикання -b	13.133 кА		
Максимальний струм в місці короткого замикання -с	11.701 кА		
-----			
	Від вузла	I кА фаза град	
	1С-10	5.033	-88.8
	Сума	5.033	-88.8

Рисунок Д.7 – Розрахунок четвертої точки короткого замикання

Розрахунок несиметрії без завдання			
Вузол КЗ-	2С-6,3		
-----			
Опір прямої послідовності	-	0.025,	0.428
ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ			
-----			
Струм в місці короткого замикання	4.526 кА	-91.0гр	
Максимальний струм в місці короткого замикання -b	11.853 кА		
Максимальний струм в місці короткого замикання -с	10.604 кА		
-----			
	Від вузла	I кА фаза град	
	C-110	4.526	-91.0
	Сума	4.526	-91.0

Рисунок Д.8 – Розрахунок п'ятої точки короткого замикання

ДОДАТОК Е  
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**«ЗАСТОСУВАННЯ ПРОМИСЛОВИХ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ  
ПІДВИЩЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ  
ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ 316 МВт»**



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

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:  
«Застосування промислових накопичувачів енергії для  
підвищення техніко-економічної ефективності  
теплоелектроцентралі 316 МВт»

Керівник роботи: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Кулик В. В.

Виконав: студент групи ЕС-24м

Євдокимов К. Р.

**Актуальність теми.** У сучасних умовах енергетичної кризи в Україні, залежністю від імпорту енергоносіїв та переходом до відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), теплоелектроцентралі (ТЕЦ) відіграють ключову роль у забезпеченні стабільного постачання електроенергії та тепла. ТЕЦ, що працюють на викопному паливі, характеризуються низькою гнучкістю в режимах роботи, значними втратами енергії під час пікових навантажень та недостатньою інтеграцією з нестабільними джерелами, такими як (ВДЕ). За даними Міністерства енергетики України, ефективність ТЕЦ рідко перевищує 70% через неефективне використання тепла та відсутність систем накопичення. Порівняно з розвиненими країнами, де впровадження промислових накопичувачів енергії дозволяє підвищити ККД на 10–15%, в Україні такі технології застосовуються обмежено, що призводить до зростання витрат на паливо та екологічних проблем. Актуальність дослідження посилюється необхідністю модернізації енергетичного сектору для досягнення енергетичної незалежності та інтеграції з європейською енергосистемою. Застосування промислових накопичувачів енергії для ТЕЦ є доцільним для України, так як дозволяє оптимізувати режими роботи, знизити витрати та підвищити стійкість енергосистеми в умовах нестабільного попиту.

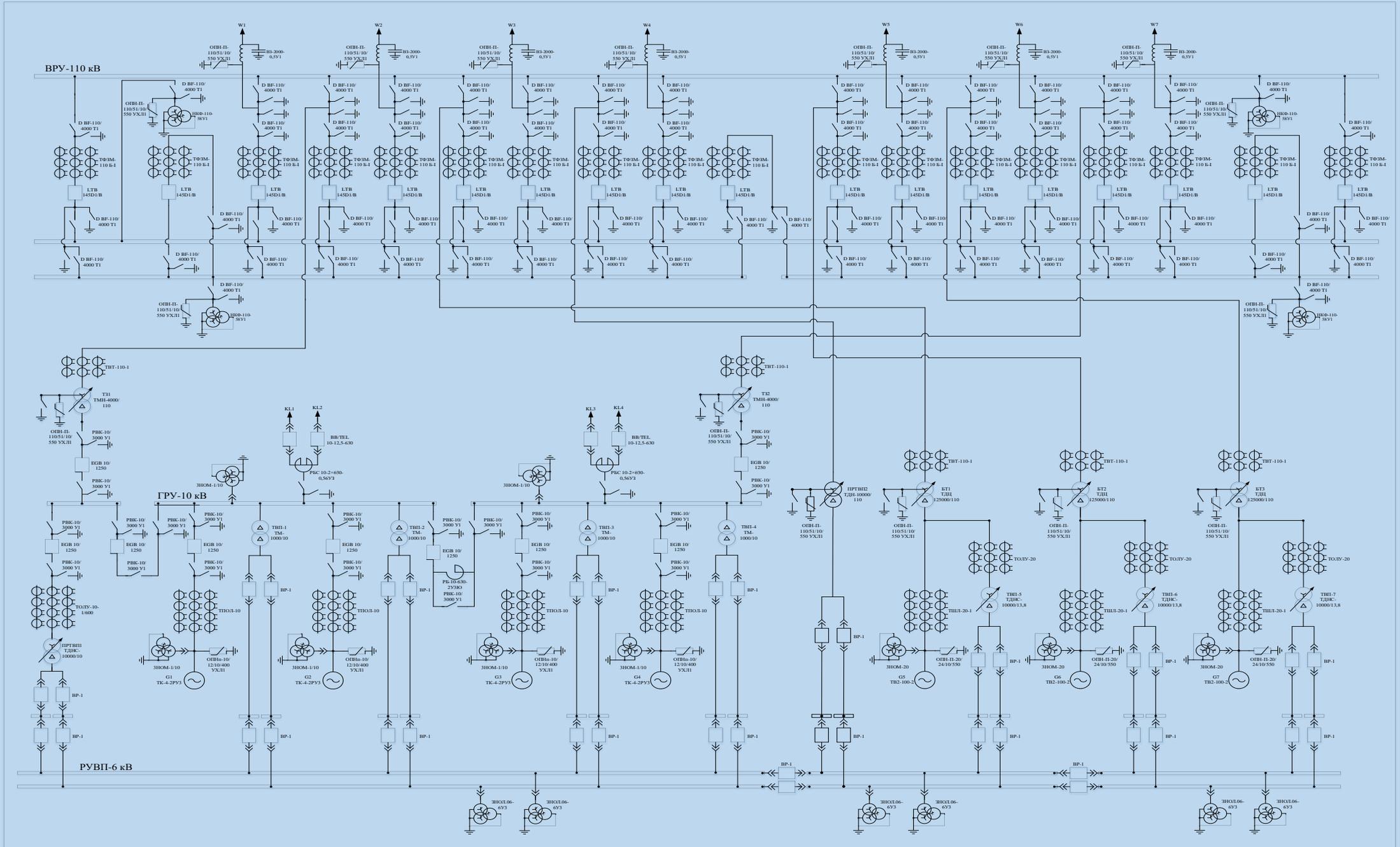
**Метою магістерської кваліфікаційної роботи** є підвищення техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі потужністю 316 МВт шляхом інтеграції промислових накопичувачів енергії.

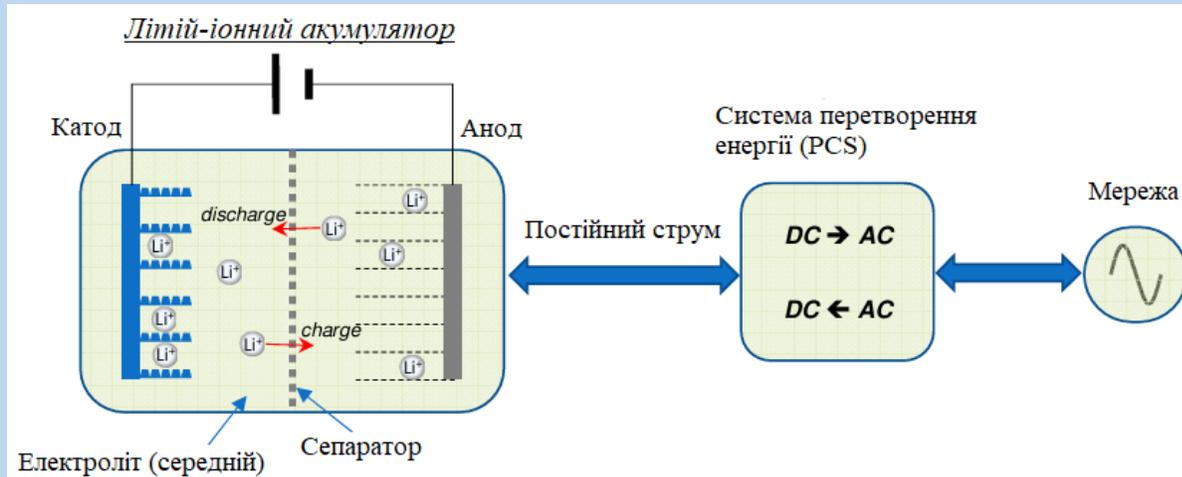
**Об'єкт дослідження** – теплоелектроцентральної потужністю 316 МВт як складова енергетичної системи, що забезпечує виробництво електроенергії та тепла, з урахуванням проблем гнучкості режимів роботи та ефективності використання ресурсів.

**Предмет дослідження** – промислові накопичувачі енергії та їх інтеграція з паровим циклом ТЕЦ для оптимізації техніко-економічних показників, включаючи енергетичну ефективність, ексергетичні втрати та економічні витрати.

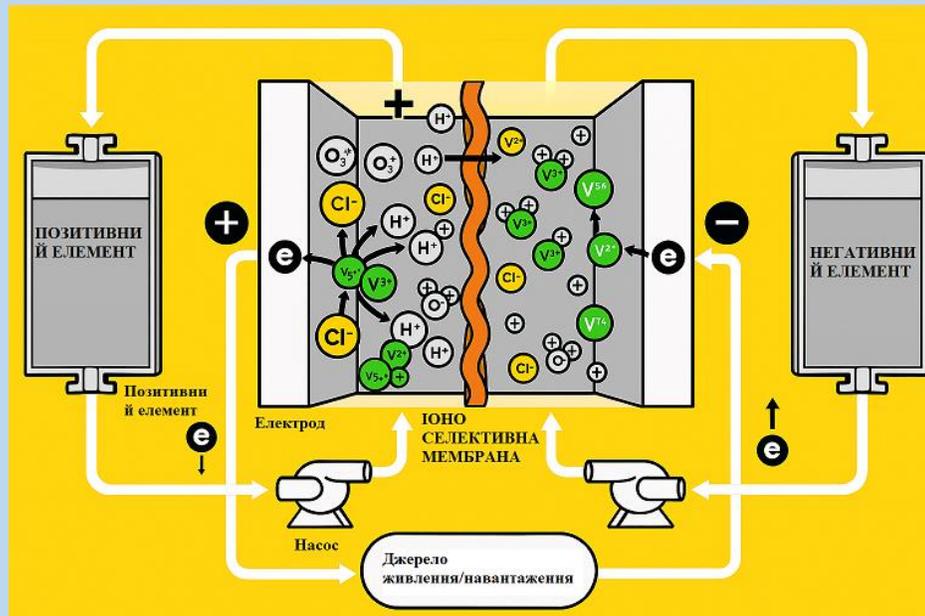
**Новизна одержаних результатів.** Новизна полягає в проведенні комплексного енергетичного та ексергетичного аналізу, який виявив зменшення ексергетичних втрат на 10–15% порівняно з базовою ТЕЦ, а також у розробці операційних режимів, що дозволяють підвищити загальний ККД станції до 80%.

# Головна схема електричних з'єднань

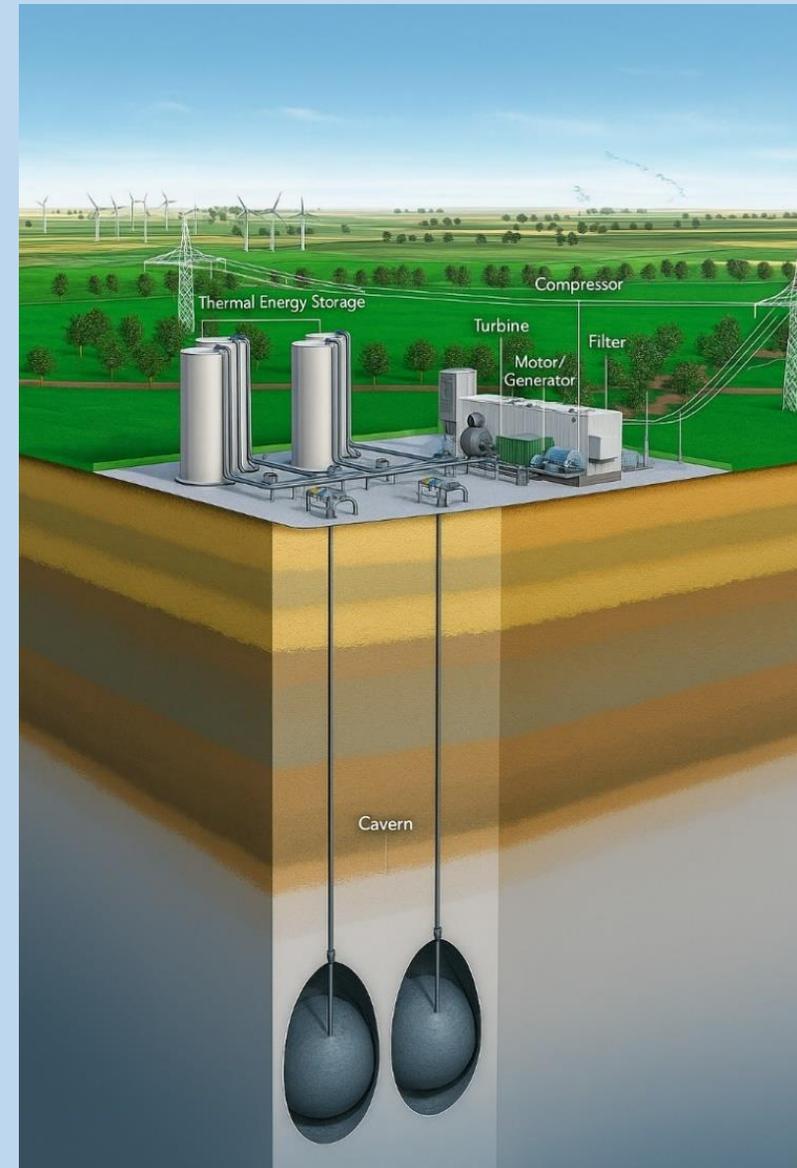




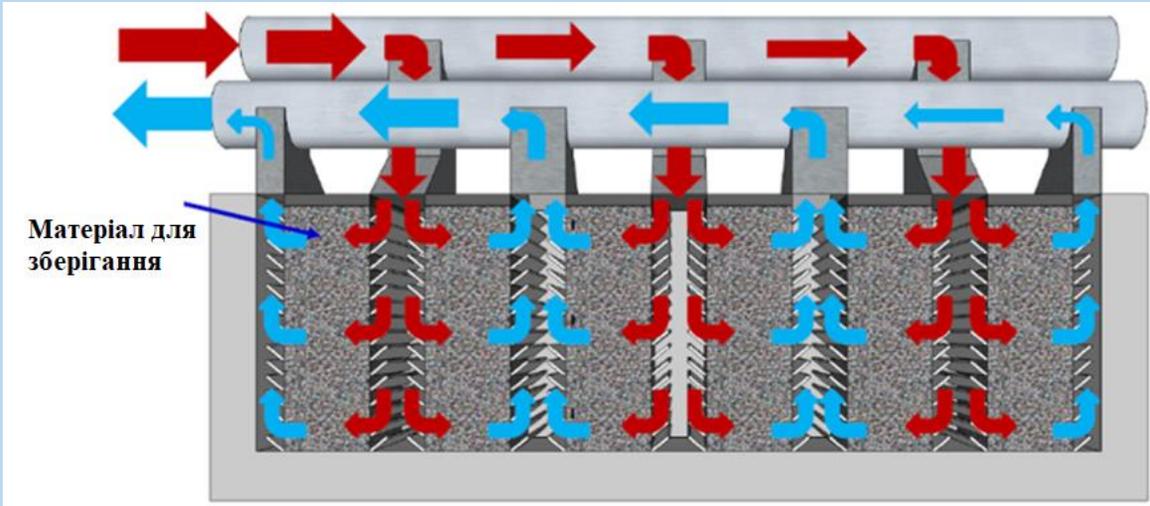
Схематична конфігурація стаціонарної літій-іонної акумуляторної системи



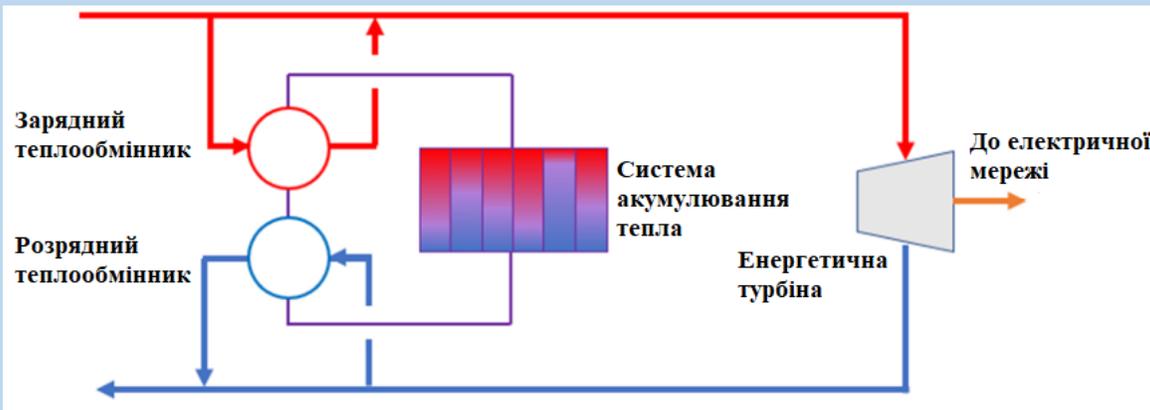
Приклад конфігурації ванадієвої редокс-проточної батареї



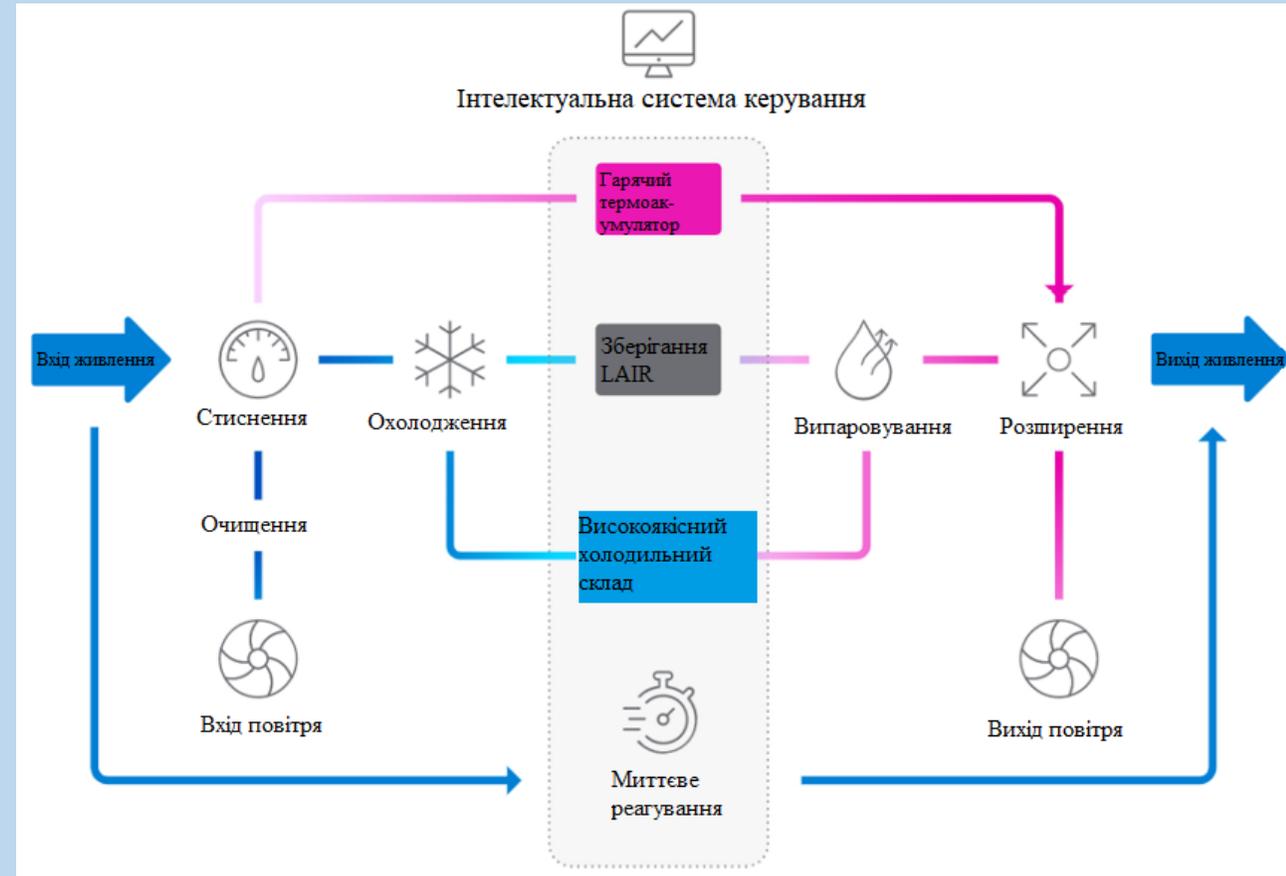
Системи накопичення енергії на стисненому повітрі



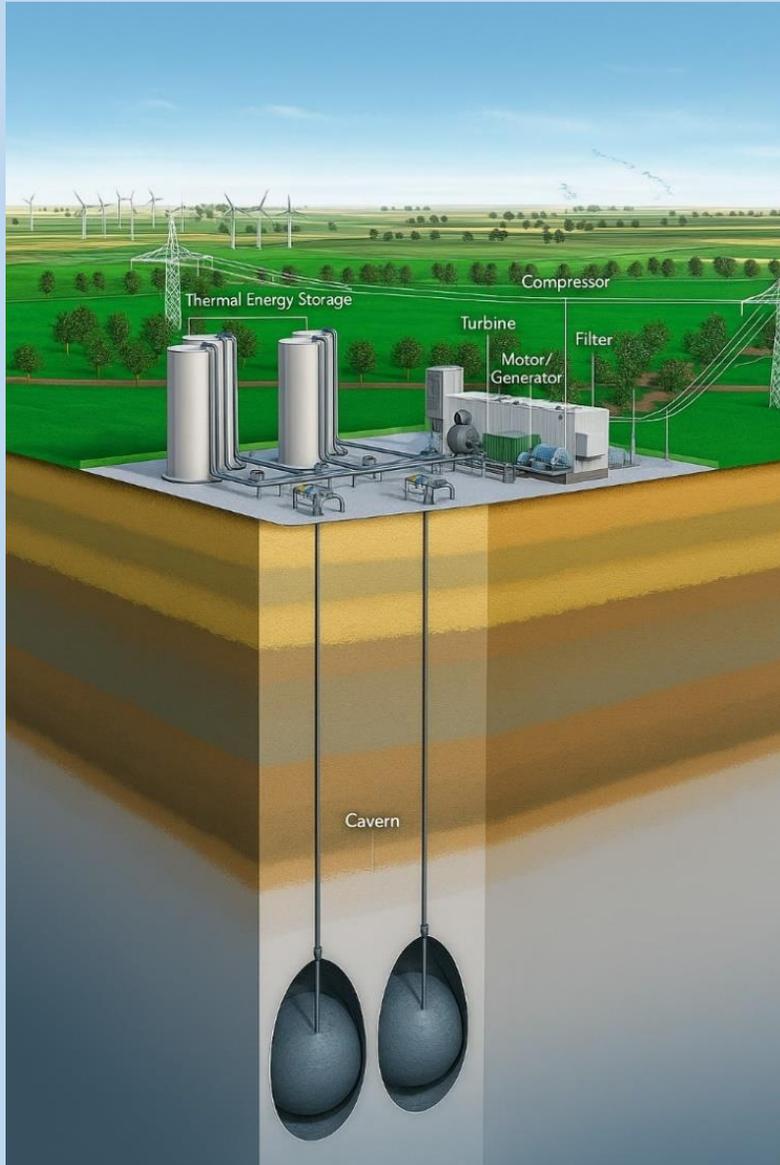
Принцип роботи системи накопичення енергії на розплавленій солі



Інтеграція теплового накопичувача в систему електростанції



Цикл роботи системи на рідкому повітрі



Принцип роботи полягає у стисненні повітря до високого тиску та зберіганні його в підземних резервуарах або печерах

Система CAES працює за трифазним циклом (заряджання, зберігання, розряджання)

Система характеризується:

ККД циклу заряд-розряд 82-87%

Тривалістю розряду від 2 до 26 годин

Часом відгуку 9-12 хвилин

Терміном експлуатації 30-40 років

Підтримка інтеграції ВДЕ

Підвищення енергетичної безпеки та стабільності енергосистеми

Таким чином, система CAES забезпечує оптимальний баланс між технічними характеристиками, економічною ефективністю та екологічною безпекою, що робить її найкращим вибором для модернізації ТЕЦ 316 МВт в умовах трансформації енергосистеми України.

# Техніко-економічні показники впровадження системи накопичення CAES

## Технічні характеристики системи ТЕЦ-CAES

Параметр	Значення	Одиниця виміру
Номінальна потужність ТЕЦ	316	МВт
Об'єм сховища стисненого повітря	500 000	м <sup>3</sup>
Робочий тиск у сховищі	40-72	бар
Потужність компресорної станції	100-200	МВт
Потужність турбіни розширення	100-200	МВт
ККД циклу заряд-розряд	82-87	%
Термін експлуатації системи	30-40	років

## Структура капітальних витрат для системи CAES

Компонент	Вартість, млн \$	Частка, %
Підземне сховище (використання існуючої печери)	0	0
Компресорна станція (3 компресори)	13,5	19,7
Автоматизація компресорів	1,0	1,5
Турбіна розширення (2 турбіни HP і LP)	13,5	19,7
Автоматизація турбін	1,0	1,5
Система рекуперації тепла	20,0	29,2
Теплообмінники	3,4	5,0
Генератор	16,0	23,4
Разом CAPEX	68,4	100

Термін окупності:

$$T = \frac{CAPEX}{CF_{net}};$$

$$T = \frac{2383,74}{816,500} = 2,919 \text{ (років)};$$

Рентабельність:

$$R = \frac{1}{T};$$

$$R = \frac{1}{2,919} = 34,3\%.$$

## Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок

В магістерській роботі проаналізовано та сформульовано основні задачі щодо охорони праці за темою роботи:

- проведено аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням синхронних генераторів та промислових накопичувачів енергії (ПНЕ) на ТЕЦ потужністю 316 МВт;
- розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування генераторів та ПНЕ, користуючись;
- розраховано параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 110 кВ з урахуванням інтеграції ПНЕ.

Сформульовано основні фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори.

Розроблено організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування синхронних генераторів та ПНЕ, що виконуватимуться у порядку поточної експлуатації:

- визначення необхідності і можливості безпечного виконання робіт у порядку поточної експлуатації з урахуванням інтеграції ПНЕ;
- складання і затвердження переліку робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, з урахуванням місцевих умов та ризиків ПНЕ;
- призначення виконавців (виконавця) робіт з кваліфікацією, достатньою для виконання робіт у порядку поточної експлуатації, включаючи навчання з ПНЕ.

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано комплексне дослідження застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення техніко-економічної ефективності теплоелектроцентралі потужністю 316 МВт. Отримані результати підтверджують доцільність інтеграції систем накопичення енергії в традиційні ТЕЦ для підвищення їх гнучкості та економічної ефективності.

Розроблено електричну частину ТЕЦ потужністю 316 МВт, що включає чотири турбіни П-4-35/5 та три турбіни Т-100-130 з відповідними генераторами ТК-4-2РУ3 та ТВ2-100-2. Обрано блочну схему підключення генераторів 100 МВт через трансформатори ТДЦ-125000/110, що забезпечує економічну ефективність та надійність роботи станції.

На основі техніко-економічного порівняння обрано схему ВРУ-110 кВ «Дві робочі секціоновані вимикачами системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами», яка забезпечує приведені витрати 12446,96 тис. грн проти 12882,40 тис. грн для альтернативного варіанту, що дає економію 435,44 тис. грн.

Виконано повний розрахунок струмів короткого замикання для п'яти характерних точок як аналітичним методом, так і з використанням програмного комплексу «ДАКАР ЕЛЕКС». Розбіжність результатів не перевищує 5%, що підтверджує коректність розрахунків. На основі цих розрахунків обрано комутаційну апаратуру: елегазові вимикачі ЛТВ 145D1/В для ВРУ-110 кВ та вакуумні вимикачі для РУ-10 кВ і 6 кВ.

Проаналізовано сучасні технології накопичення енергії, включаючи акумуляторні системи, механічні накопичувачі та високотемпературні теплові накопичувачі та інші.

Економічний аналіз показав, що капітальні витрати на систему накопичення становлять 59,59 млн грн, а чистий прибуток – 816,5 млн грн. Термін окупності проєкту становить 2,919 року, що підтверджує високу інвестиційну привабливість.

Розроблено заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації, включаючи аналіз умов праці персоналу, організаційно-технічні рішення з охорони праці та розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ з опором 0,27 Ом, що задовольняє нормативним вимогам.

**Дякую за увагу**