МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання лабораторних робіт
з навчальної дисципліни

«ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ СИСТЕМАМИ»

для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності G3 «Електрична інженерія» освітніх програм «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергоефективність та керування енергоспоживанням» денної та заочної форм навчання

Кропивницький 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання лабораторних робіт
з навчальної дисципліни

«ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ СИСТЕМАМИ»

для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності G3 «Електрична інженерія» освітніх програм «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергоефективність та керування енергоспоживанням» денної та заочної форм навчання

Затверджено
на засіданні кафедри
електротехнічних систем та
енергетичного менеджменту
протокол № 4 від 21.10.2026 р.

Кропивницький 2026

Оперативно-диспетчерське керування електроенергетичними системами : методичні рекомендації до виконання лабораторних робіт для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності G3 «Електрична інженерія» освітніх програм «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергоефективність та керування енергоспоживанням» денної та заочної форм навчання / уклад. В. В. Зінзура, В. П. Солдатенко, С. І. Осадчий. Кропивницький: ЦНТУ, 2026. 168 с.

Укладачі:
В. В. Зінзура – канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту
В. П. Солдатенко – канд. техн. наук, доцент, завідувач кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту
С. І. Осадчий – доктор техн. наук, професор, професор кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рецензент:
А. М. Мацуй – доктор техн. наук, професор, професор кафедри АВП

У методичних рекомендаціях наведено порядок виконання восьми віртуальних лабораторних робіт з навчальної дисципліни «Оперативно-диспетчерське керування електроенергетичними системами»: покриття добового графіка навантаження, ринок «на добу наперед», прогнозування споживання, оперативні перемикання, регулювання частоти, відновлення електропостачання в розподільній мережі, обмін даними за протоколом МЕК 60870-5-104 та аналіз режиму за критерієм N-1. Для кожної роботи подано мету, стислі теоретичні відомості з посиланнями на конспект лекцій, порядок виконання, приклад, зміст звіту й контрольні запитання. Роботи виконуються в браузері за індивідуальними варіантами з автоматичною перевіркою результатів і друкуванням протоколу; дані про роботу ОЕС України синтетичні. Призначено для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності G3 «Електрична інженерія» денної та заочної форм навчання.

© Зінзура В. В., Солдатенко В.П.
Осадчий С.І. 2026
© Центральноукраїнський національний технічний університет, 2026

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ 6
ВСТУП 9
ЗАГАЛЬНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ ВІРТУАЛЬНИХ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ 11
Програма лабораторної роботи 11
Будова сторінки та формування варіанта 11
Виконання завдань і перевірка результатів 11
Збереження ходу роботи 12
Протокол і контрольний код 12
Захист і оцінювання 13
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 1. ПОКРИТТЯ ДОБОВОГО ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ОЕС ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ РІЗНИХ ТИПІВ 14
1.1 Теоретичні відомості 14
1.2 Порядок виконання роботи 21
1.3 Приклад виконання (варіант 1) 25
1.4 Зміст звіту 28
1.5 Контрольні запитання 29
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 2. ВИЗНАЧЕННЯ ЦІНИ ТА ОБСЯГІВ КУПІВЛІ-ПРОДАЖУ НА РИНКУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД» 30
2.1 Теоретичні відомості 30
2.2 Порядок виконання роботи 36
2.3 Приклад виконання (варіант 1) 40
2.4 Зміст звіту 45
2.5 Контрольні запитання 45
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 3. КОРОТКОСТРОКОВЕ ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ 47
3.1 Теоретичні відомості 47
3.2 Порядок виконання роботи 53
3.3 Приклад виконання (варіант 1) 56
3.4 Зміст звіту 61
3.5 Контрольні запитання 62
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 4. ОПЕРАТИВНІ ПЕРЕМИКАННЯ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ 63
4.1 Теоретичні відомості 63
4.2 Порядок виконання роботи 70
4.3 Приклад виконання (варіант 1) 75
4.4 Зміст звіту 81
4.5 Контрольні запитання 82
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 5. ПЕРВИННЕ ТА ВТОРИННЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ 83

5.1 Теоретичні відомості 83
5.2 Порядок виконання роботи 89
5.3 Приклад виконання (варіант 1) 93
5.4 Зміст звіту 101
5.5 Контрольні запитання 102
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 6. ЛОКАЛІЗАЦІЯ ПОШКОДЖЕННЯ ТА ВІДНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В РОЗПОДІЛЬНІЙ МЕРЕЖІ 10 кВ 104
6.1 Теоретичні відомості 104
6.2 Порядок виконання роботи 109
6.3 Приклад виконання (варіант 1) 112
6.4 Зміст звіту 117
6.5 Контрольні запитання 118
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 7. ОБМІН ДАНИМИ В СИСТЕМІ ТЕЛЕМЕХАНІКИ ЗА ПРОТОКОЛОМ МЕК 60870-5-104 120
7.1 Теоретичні відомості 120
7.2 Порядок виконання роботи 128
7.3 Приклад виконання (варіант 1) 132
7.4 Зміст звіту 140
7.5 Контрольні запитання 141
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 8. АНАЛІЗ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ЗА КРИТЕРІЄМ N-1 143
8.1 Теоретичні відомості 143
8.2 Порядок виконання роботи 150
8.3 Приклад виконання (варіант 1) 153
8.4 Зміст звіту 161
8.5 Контрольні запитання 161
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 163
ДОДАТОК А БУДОВА СТОРІНКИ ВІРТУАЛЬНОЇ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 167

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВ	–	автоматичний вимикач
АВР	–	автоматичне ввімкнення резерву
АЕС	–	атомна електростанція
АПВ	–	автоматичне повторне ввімкнення
аРВЧ	–	автоматичний резерв відновлення частоти
АЧР	–	автоматичне частотне розвантаження
ВДЕ	–	відновлювані джерела енергії
ВДР	–	внутрішньодобовий ринок
ВЕС	–	вітрова електростанція
ВН	–	вища напруга
в. о.	–	відносні одиниці
ГАЕС	–	гідроакумулювальна електростанція
ГЕС	–	гідроелектростанція
ЕЕС	–	електроенергетична система
ЕТС та ЕМ	–	електротехнічні системи та енергетичний менеджмент (кафедра)
ЄС	–	Європейський Союз
ЗН	–	заземлювальний ніж
ЗОН	–	заземлювач нейтралі
КЗ	–	коротке замикання
ККД	–	коефіцієнт корисної дії
КП	–	контрольований пункт
КРУ	–	комплектна розподільна установка
КСП	–	Кодекс системи передачі
КСР	–	Кодекс систем розподілу
ЛР	–	лабораторна робота
МЕК	–	Міжнародна електротехнічна комісія
НКРЕКП	–	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
НН	–	нижча напруга
ОВБ	–	оперативно-виїзна бригада
ОДК	–	оперативно-диспетчерське керування
ОДС РЕМ	–	оперативно-диспетчерська служба району електричних мереж
ОЕС України	–	Об’єднана енергетична система України

ОСП	–	оператор системи передачі
ОСР	–	оператор системи розподілу
ПДВ	–	податок на додану вартість
ПЗ	–	переносне заземлення
ПК	–	пункт керування
ПЛ	–	повітряна лінія електропередачі
ПС	–	підстанція
РДН	–	ринок «на добу наперед»
РЗА	–	релейний захист і автоматика
РПН	–	регулювання напруги під навантаженням
РПЧ	–	резерв підтримки частоти
РУ	–	розподільна установка
СЕС	–	сонячна електростанція
СРС	–	самостійна робота студентів
ТВ	–	телевимірювання
ТЕС	–	теплова електростанція
ТЕЦ	–	теплоелектроцентраль
ТК	–	телекерування
ТН	–	трансформатор напруги
ТП	–	трансформаторна підстанція
ТС	–	телесигналізація
УЗЕ	–	установка зберігання енергії
ЦДС	–	центральна диспетчерська служба (ОСР)
ЦНТУ	–	Центральноукраїнський національний технічний університет
ЦР	–	центральний регулятор
ACE	–	помилка регулювання зони (Area Control Error)
APCI	–	керувальна інформація прикладного протоколу (Application Protocol Control Information)
APDU	–	блок даних прикладного протоколу (Application Protocol Data Unit)
ASDU	–	блок даних прикладного рівня (Application Service Data Unit)
CACM	–	настанова щодо розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженнями (Capacity Allocation and Congestion Management), Регламент (ЄС) 2015/1222
EMS	–	система керування енергосистемою (Energy Management System)

ENS	–	розрахунковий обсяг недовідпущеної електричної енергії (Energy Not Supplied)
ENTSO-E	–	Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
FLISR	–	локалізація пошкодження, ізоляція та відновлення живлення
IOA	–	адреса об’єкта інформації (Information Object Address)
LODF	–	коефіцієнт розподілу при відключенні вітки (Line Outage Distribution Factor)
MAIFI	–	індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (Momentary Average Interruption Frequency Index)
MAPE	–	середня абсолютна відсоткова похибка (Mean Absolute Percentage Error)
NEMO	–	номінований оператор ринку електричної енергії (Nominated Electricity Market Operator)
nMAE	–	нормована середня абсолютна похибка (normalized Mean Absolute Error)
PTDF	–	коефіцієнт розподілу потужності (Power Transfer Distribution Factor)
RoCoF	–	швидкість зміни частоти (Rate of Change of Frequency)
SAIDI	–	індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (System Average Interruption Duration Index)
SAIFI	–	індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (System Average Interruption Frequency Index)
SCADA	–	система диспетчерського контролю та збирання даних
SDAC	–	єдине європейське сполучення ринків «на добу наперед» (Single Day-Ahead Coupling)
TCP/IP	–	стек протоколів мережі Інтернет (Transmission Control Protocol / Internet Protocol)
VPN	–	віртуальна приватна мережа (Virtual Private Network)
VSQ	–	класифікатор змінної структури (Variable Structure Qualifier)

ВСТУП

Лабораторні роботи з навчальної дисципліни «Оперативно-диспетчерське керування електроенергетичними системами» закріплюють теоретичний матеріал конспекту лекцій [1] і формують практичні навички розв'язування типових задач диспетчерського персоналу: від планування добового режиму й розрахунків на ринку «на добу наперед» до оперативних перемикань, регулювання частоти, відновлення електропостачання, аналізу телемеханічного обміну та аналізу режиму за критерієм N-1.

Передбачено вісім лабораторних робіт – по одній на кожну тему дисципліни; номер роботи збігається з номером теми. Роботи віртуальні: кожна з них – інтерактивна програма, яка працює в браузері, формує індивідуальні вихідні дані за номером варіанта, перевіряє результати й друкує протокол. Віртуальні роботи замінюють попередні роботи з телемеханіки на стендах і дають змогу відтворити режими, які неможливо або небезпечно створити на реальному обладнанні. Дані про роботу ОЕС України в роботах синтетичні або довоєнні: оперативні дані за воєнного стану мають обмежений доступ.

Роботи пов'язані з пунктами конспекту лекцій так:

– ЛР1 «Покриття добового графіка навантаження ОЕС електростанціями різних типів» – пп. 1.2, 1.4, 3.7;

– ЛР2 «Визначення ціни та обсягів купівлі-продажу на ринку «на добу наперед»» – пп. 2.3, 2.4, 3.7;

– ЛР3 «Короткострокове прогнозування електроспоживання» – пп. 1.4, 3.3–3.5;

– ЛР4 «Оперативні перемикання на підстанції 110/10 кВ» – пп. 4.6, 4.7, дод. А;

– ЛР5 «Первинне та вторинне регулювання частоти в енергосистемі» – пп. 3.5, 5.1–5.4, 5.7;

– ЛР6 «Локалізація пошкодження та відновлення електропостачання в розподільній мережі 10 кВ» – пп. 6.5, 6.6, 6.8;

– ЛР7 «Обмін даними в системі телемеханіки за протоколом МЕК 60870-5-104» – пп. 7.2, 7.5, 7.8, дод. Б;

– ЛР8 «Аналіз режиму електричної мережі за критерієм N-1» – пп. 3.8, 8.2, 8.3.

На кожну роботу в денній формі навчання відведено 2 год аудиторних занять; основну частину роботи виконують на занятті, розширені завдання – у межах самостійної роботи, якщо їх задав викладач. У заочній формі ЛР8 виконують в аудиторії (2 год) разом з інструктажем щодо роботи з віртуальними лабораторними роботами, а ЛР1–ЛР7 – самостійно; протоколи подають у Moodle, захист відбувається під час сесії. Бали нараховують так само, як у денній формі.

Для кожної роботи наведено мету, теоретичні відомості, порядок виконання, приклад виконання для демонстраційного варіанта 1, зміст звіту, контрольні запитання й рекомендовані джерела. Формули, рисунки й таблиці нумеруються в межах роботи: формула (1.5), рисунок 1.2, таблиця 1.1. Формули конспекту лекцій позначено посиланням на нього, наприклад [1, формула (1.5)]. Загальні правила роботи з програмами викладено в розділі «Загальні рекомендації до виконання віртуальних лабораторних робіт» і в додатку А.

ЗАГАЛЬНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ ВІРТУАЛЬНИХ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ

Програма лабораторної роботи

Кожна лабораторна робота – один файл HTML (наприклад, «ОДК_ЛР1_Покриття_графіка.html»), що містить програму, теоретичні відомості й генератор вихідних даних. Встановлювати додаткове програмне забезпечення й підключатися до інтернету не потрібно. Роботу відкривають:

– у Moodle – за посиланням у курсі дисципліни (ресурс «Файл» відкривається в новій вкладці браузера);

– офлайн – завантаживши файл на комп'ютер і відкривши його в браузері.

Рекомендовано актуальні версії браузерів Google Chrome або Microsoft Edge і екран шириною від 1 280 пікселів; на вужчому екрані робоча область відображається в одну колонку.

Будова сторінки та формування варіанта

Сторінка роботи складається з шапки, панелі здобувача й шести вкладок (рис. А.1): 1 «Мета», 2 «Теоретичні відомості», 3 «Вихідні дані», 4 «Завдання», 5 «Перевірка», 6 «Протокол». Вкладки 3–6 стають доступними після формування варіанта.

Щоб сформувати варіант, введіть прізвище, ім'я, по батькові (щонайменше два слова), групу, виберіть номер варіанта 1–30, який видав викладач, і натисніть «Сформувати варіант». Вихідні дані визначає лише номер варіанта, тому в здобувачів з однаковим варіантом вони однакові. Варіант 1 – демонстраційний: його розібрано в цих методичних рекомендаціях, тому здобувачам видають варіанти 2–30. Після формування поля панелі блокуються; змінити їх можна лише кнопкою «Почати заново», яка видаляє весь хід роботи.

Виконання завдань і перевірка результатів

Вкладка «Мета» містить мету й порядок виконання роботи, вкладка «Теоретичні відомості» – стислу теорію з посиланнями на конспект лекцій і контрольні запитання. На вкладці «Вихідні дані» наведено таблиці й графіки варіанта; кнопка «Копіювати таблицю» переносить таблицю в буфер обміну для вставлення в електронну таблицю (Excel, LibreOffice Calc), де зручно виконувати розрахунки.

Інтерактивні завдання виконують на вкладці «Завдання». Порушення обмежень програма підсвічує одразу: у переліку обмежень позначка ✓ – обмеження виконано, ✗ – порушено, ! – попередження. Результат перевіряють кнопкою формальної перевірки; кожне її натискання зараховується як спроба. Прийнятий результат фіксується, бо від нього залежать наступні завдання; кнопка «Змінити …» знімає фіксацію й скидає результати залежних завдань (кількість спроб зберігається).

Розрахункові величини вводять на вкладці «Перевірка» в блоках завдань (рис. А.2) і перевіряють кнопкою «Перевірити» в блоці. Кожне значення перевіряється окремо з допуском, який відповідає точності розрахунку. Кома й крапка в числах рівноцінні, пробіли між розрядами й знак «−» допускаються. Правильне значення фіксується; кожне натискання «Перевірити» для неправильного непорожнього значення зараховується як спроба. Кількість спроб не обмежено, вона друкується в протоколі й ураховується на захисті. Після третьої невдалої спроби з'являється підказка – формула й порядок обчислення без відповіді.

Збереження ходу роботи

Хід роботи автоматично зберігається в браузері; час останнього збереження показано в рядку вкладок. Щоб продовжити роботу, відкрийте той самий файл у тому самому браузері й на тому самому комп'ютері: робота, розпочата в Moodle, зберігається окремо від роботи з файлом, завантаженим на диск. Не використовуйте приватний режим браузера й не очищуйте дані сайтів до друку протоколу. Якщо збереження недоступне, у рядку вкладок з'являється попередження – тоді роботу потрібно завершити й надрукувати протокол за один сеанс.

Протокол і контрольний код

Протокол формується на вкладці «Протокол»: введіть висновки в поле «Висновки» й натисніть «Друкувати протокол». Друкується лише протокол на аркушах А4; для електронного подання виберіть у діалозі друку «Зберегти як PDF». Протокол містить вихідні дані варіанта, результати з позначками перевірки й кількістю спроб, рисунки й таблиці робочої області, висновки та контрольний код. Якщо висновки не введено, протокол містить рядки для рукописного тексту.

Контрольний код підтверджує прізвище, групу, варіант, дату, результати перевірки й кількість спроб. Викладач розшифровує його ключем і звіряє з даними протоколу, тому редагувати PDF протоколу не можна: будь-яка зміна виявляється під час перевірки. Однаковий результат інтерактивної частини в різних здобувачів одного варіанта також видно за кодом.

Захист і оцінювання

Програма балів не ставить. Оцінку за роботу (3–5 балів) виставляє викладач на захисті: перевіряє протокол і контрольний код, пропонує пояснити прийняті рішення, повторити один із розрахунків і відповісти на контрольні запитання. До захисту готуються за теоретичними відомостями роботи й відповідними пунктами конспекту лекцій.

Здобувачі заочної форми подають PDF протоколів ЛР1–ЛР7 у відповідні завдання Moodle до початку сесії й захищають роботи під час сесії; ЛР8 виконують і захищають в аудиторії.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 1. ПОКРИТТЯ ДОБОВОГО ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ОЕС ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ РІЗНИХ ТИПІВ

Мета роботи: набути навичок складання погодинного балансу потужності ОЕС України та покриття добового графіка навантаження електростанціями різних типів з урахуванням їхніх режимних властивостей; навчитися обчислювати показники нерівномірності графіка навантаження й робочу потужність електростанцій, розподіляти навантаження між групами енергоблоків ТЕС за принципом рівності відносних приростів.

Тривалість роботи – 2 год. Розширене завдання виконують у межах СРС, якщо його задав викладач.

1.1 Теоретичні відомості

Матеріал роботи детально викладено в конспекті лекцій [1, пп. 1.2, 1.4, 3.7]; режимні властивості електростанцій і задачу розподілу навантаження між агрегатами розглянуто також у [2; 3]. Нижче наведено формули й обмеження в тому вигляді, в якому їх використовує програма.

Дані роботи синтетичні: їх побудовано на довоєнній структурі генерувальних потужностей ОЕС України [1, табл. 1.1] і середньому місячному споживанні 2021 р. [4] з урахуванням синхронної роботи з ENTSO-E. Оперативні дані за воєнного стану мають обмежений доступ і в роботі не використовуються.

1.1.1 Баланс потужності

Режим ЕЕС можливий лише за умови балансу активної потужності в кожен момент часу [1, формула (1.1)]. У роботі графік навантаження ОЕС $P_{\text{н}}$ задано з урахуванням втрат у мережах. Потужність, яку споживають ГАЕС у насосному режимі та УЗЕ під час заряджання, а також експорт перенесено в ліву частину рівняння балансу зі знаком «мінус», тому для кожної години i умова балансу має вигляд

$$P_{\text{АЕС}} + P_{\text{ТЕЦ},i} + P_{\text{СЕС},i} + P_{\text{ВЕС},i} - \Delta P_{\text{обм},i} + \\ + P_{\text{ТЕС},i} + P_{\text{ГЕС},i} + P_{\text{ГАЕС},i} + P_{\text{УЗЕ},i} + P_{\text{сал},i} = P_{\text{н},i}, \qquad (1.1)$$

де $P_{АЕС}$ – потужність АЕС, однакова протягом доби, МВт;

$P_{ТЕЦ,i}$ – потужність ТЕЦ за заданим графіком, МВт;

$P_{СЕС,i}$, $P_{ВЕС,i}$ – прогнозна генерація СЕС і ВЕС, МВт;

$\Delta P_{обм,i}$ – обмеження генерації СЕС і ВЕС за командою ОСП, МВт;

$P_{ТЕС,i}$, $P_{ГЕС,i}$ – навантаження ТЕС і ГЕС, МВт;

$P_{ГАЕС,i}$, $P_{УЗЕ,i}$ – потужність ГАЕС і УЗЕ: додатна в генераторному режимі (під час розряджання), від'ємна в насосному режимі (під час заряджання), МВт;

$P_{сал,i}$ – сальдо перетоків міждержавними лініями: імпорт – зі знаком «плюс», експорт – зі знаком «мінус», МВт;

$P_{н,i}$ – навантаження ОЕС з урахуванням втрат у мережах, МВт.

Година i – це інтервал від $(i-1)$ до i год; усі погодинні величини – середні за годину. Допустимий небаланс у роботі – ±10 МВт.

1.1.2 Показники добового графіка навантаження

Добове споживання електроенергії, середнє навантаження, коефіцієнти заповнення й нерівномірності графіка обчислюють за формулами [1, формули (1.2)–(1.5)]:

$$W_{доб} = \sum_{i=1}^{24} P_{н,i}\Delta t, \tag{1.2}$$

$$P_{сер} = \frac{W_{доб}}{24}, \tag{1.3}$$

$$k_з = \frac{P_{сер}}{P_{max}}, \tag{1.4}$$

$$k_н = \frac{P_{min}}{P_{max}}, \tag{1.5}$$

де $W_{доб}$ – добове споживання електроенергії, МВт·год;

Δt – тривалість інтервалу, Δt = 1 год;

$P_{сер}$ – середнє навантаження за добу, МВт;

$k_з$ – коефіцієнт заповнення графіка;

P_{max}, P_{min} – найбільше й найменше навантаження за добу, МВт;

$k_н$ – коефіцієнт нерівномірності графіка.

Чим ближчі $k_з$ і $k_н$ до одиниці, тим рівномірніший графік і тим більшу його частину можуть покрити базові електростанції.

Різницю між навантаженням і генерацією СЕС та ВЕС називають залишковим навантаженням [1, п. 1.4, рис. 1.2, б]. Його покривають електростанції, генерацію яких можна планувати:

$$P_{\text{зал},i} = P_{\text{н},i} - P_{\text{СЕС},i} - P_{\text{ВЕС},i}. \quad (1.6)$$

У роботі залишкове навантаження обчислюють за прогнозною генерацією СЕС і ВЕС, без обмежень. Вимоги до маневрових потужностей характеризує найбільше погодинне зростання залишкового навантаження

$$\Delta P_{\text{зал,max}} = \max_{i=2\ldots24} \left(P_{\text{зал},i} - P_{\text{зал},i-1}\right). \quad (1.7)$$

Коефіцієнт нерівномірності залишкового навантаження $k_{\text{н,зал}}$ обчислюють за формулою (1.5), підставивши $P_{\text{зал,min}}$ і $P_{\text{зал,max}}$.

1.1.3 Робоча потужність і запас потужності

Робочу потужність електростанцій визначають, віднімаючи від ефективної встановленої потужності складові, які не можуть брати участі в покритті навантаження [1, формула (3.5)]:

$$P_{\text{роб},j} = P_{\text{вст.еф},j} - \Delta P_{\text{обм},j} - \Delta P_{\text{рем},j} - \Delta P_{\text{конс},j}, \quad (1.8)$$

де j – тип електростанцій (АЕС, ТЕС);

$P_{\text{вст.еф},j}$ – ефективна встановлена потужність, МВт;

$\Delta P_{\text{обм},j}$ – обмеження потужності (технічні дефекти, брак палива, умови охолодження), МВт;

$\Delta P_{\text{рем},j}$ – потужність енергоблоків у ремонті, МВт;

$\Delta P_{\text{конс},j}$ – потужність у консервації та тривалому резерві, МВт.

Сумарна робоча потужність електростанцій ОЕС у годину найбільшого навантаження

$$P_{\text{роб}} = P_{\text{роб,АЕС}} + P_{\text{роб,ТЕС}} + P_{\text{ТЕЦ}} + P_{\text{ГЕС,max}} + \\ + P_{\text{ГАЕС,ген}} + P_{\text{УЗЕ,ном}} + P_{\text{СЕС}} + P_{\text{ВЕС}}, \quad (1.9)$$

де $P_{\text{ТЕЦ}}$, $P_{\text{СЕС}}$, $P_{\text{ВЕС}}$ – потужність ТЕЦ і прогнозна генерація СЕС та ВЕС у годину найбільшого навантаження, МВт;

$P_{\text{ГЕС,max}}$ – найбільша доступна потужність ГЕС, МВт;

$P_{\text{ГАЕС,ген}}$ – потужність ГАЕС у генераторному режимі, МВт;

$P_{\text{УЗЕ,ном}}$ – номінальна потужність УЗЕ, МВт.

Баланс потужності бездефіцитний, якщо запас потужності невід'ємний:

$$\Delta P_{\text{зап}} = P_{\text{роб}} + P_{\text{імп,max}} - P_{\text{max}} - P_{\text{рез}} \geq 0, \quad (1.10)$$

де $P_{\text{імп,max}}$ – найбільший допустимий імпорт, МВт;

$P_{\text{рез}}$ – резерв, що дорівнює потужності найбільшого енергоблока ОЕС [1, п. 1.2], $P_{\text{рез}}$ = 1 000 МВт.

1.1.4 Режимні властивості електростанцій і обмеження графіка

Місце електростанцій у графіку навантаження визначають їхні режимні властивості [1, табл. 1.2, рис. 1.3]. У роботі їх подано обмеженнями, які програма перевіряє для кожної години (табл. 1.1).

АЕС працюють у базовій частині графіка з незмінною протягом доби потужністю. Розвантаження допускається як крайній захід, не нижче 85 % робочої потужності.

ТЕЦ працюють за вимушеним графіком, який задано у варіанті й змінити не можна.

СЕС і ВЕС генерують за погодою: їхню генерацію можна лише обмежити за командою ОСП. Обмеження ВДЕ – вимушений захід у години надлишку потужності; його обсяг друкується в протоколі. Задачу оптимального керування рівнями генерації ВДЕ розглянуто в [5].

ТЕС. Протягом доби в роботі перебувають n_1 енергоблоків 300 МВт і n_2 енергоблоків 200 МВт (умовне приведення реальних енергоблоків до двох груп); склад протягом доби не змінюється. Потужність енергоблоків у роботі

$$P_{\text{ТЕС,вкл}} = P_{\text{бл},1} n_1 + P_{\text{бл},2} n_2, \tag{1.11}$$

де $P_{\text{бл},1}$ = 300 МВт, $P_{\text{бл},2}$ = 200 МВт – потужність енергоблока першої й другої груп;

n_1, n_2 – кількість енергоблоків першої й другої груп у роботі.

Навантаження ТЕС не може бути меншим за технічний мінімум і більшим за потужність енергоблоків у роботі, а його зміна за годину обмежена:

$$k_{\text{тм}} P_{\text{ТЕС,вкл}} \le P_{\text{ТЕС},i} \le P_{\text{ТЕС,вкл}}, \tag{1.12}$$

$$\left| P_{\text{ТЕС},i} - P_{\text{ТЕС},i-1} \right| \le r P_{\text{ТЕС,вкл}}, \tag{1.13}$$

де $k_{\text{тм}}$ – технічний мінімум у частках потужності енергоблоків у роботі;

r – допустима зміна навантаження за годину в частках потужності енергоблоків у роботі.

Окремий вугільний енергоблок змінює навантаження зі швидкістю 1–3 % за хвилину [1, табл. 1.2], проте на годинному кроці графіка можливості ТЕС

визначає сукупність енергоблоків: обмеження паливоподачі й пилосистем, режим котлів енергоблоків, що тривалий час перебувають в експлуатації, потреба зберігати частину діапазону для регулювання. Тому у варіанті задано допустиму зміну сумарного навантаження ТЕС за годину як частку *r* потужності енергоблоків у роботі.

ГЕС покривають пікову частину графіка. Добове вироблення $W_{\text{ГЕС}}$ задане водним режимом (допуск ±1 %), найменше навантаження $P_{\text{ГЕС,min}}$ визначають обов'язкові попуски води, найбільше $P_{\text{ГЕС,max}}$ – доступна потужність гідроагрегатів.

ГАЕС уночі працюють у насосному режимі, а в години максимумів – у генераторному. Запас енергії верхньої водойми (у перерахунку на вироблення) змінюється так:

$$E_i = E_{i-1} + \eta_{\text{ГАЕС}} P_{\text{нас},i} \Delta t - P_{\text{ген},i} \Delta t, \qquad (1.14)$$

де E_i, E_{i-1} – запас енергії наприкінці годин i та $i-1$, МВт·год;

$\eta_{\text{ГАЕС}} = 0{,}75$ – ККД циклу «насос – генератор»;

$P_{\text{нас},i}$, $P_{\text{ген},i}$ – потужність ГАЕС у насосному й генераторному режимах, МВт.

Запас не може бути від'ємним і більшим за ємність верхньої водойми: $0 \le E_i \le E_{\max}$. Початковий запас E_0 задано у варіанті; наприкінці доби запас має бути не меншим за початковий: $E_{24} \ge E_0$. За ККД 0,75 у циклі «насос – генератор» втрачається приблизно чверть енергії.

УЗЕ мають енергоємність $E_{\text{УЗЕ}}$, що відповідає 2 год роботи з номінальною потужністю (як УЗЕ з обмеженою енергоємністю за КСП [6]), і ККД циклу 0,88. Заряд S_i змінюється за формулою (1.14) з ККД УЗЕ від початкового заряду S_0, що дорівнює половині енергоємності; кінцевий заряд не менший за початковий.

Міждержавні перетини. Сальдо перетоків обмежене найбільшим допустимим імпортом $P_{\text{імп,max}}$ і експортом $P_{\text{експ,max}}$.

Резерв на завантаження. У кожну годину ТЕС і ГЕС мають бути здатні збільшити генерацію щонайменше на 1 000 МВт – потужність найбільшого енергоблока, аварійне вимкнення якого є одним із найважчих збурень балансу:

$$R_i = \left(P_{\text{ТЕС,вкл}} - P_{\text{ТЕС},i}\right) + \left(P_{\text{ГЕС,max}} - P_{\text{ГЕС},i}\right) \ge 1\,000 \text{ МВт}. \qquad (1.15)$$

Склад ТЕС тому визначає компроміс: енергоблоків у роботі має вистачити на вечірній максимум разом з резервом, а їхній технічний мінімум – «вмістится» в нічний провал. Нічний провал заповнюють насосним режимом ГАЕС, заряджанням УЗЕ, експортом; розвантаження АЕС і обмеження ВДЕ – крайні заходи.

Таблиця 1.1 – Обмеження графіка, які перевіряє програма

Обмеження	Умова
Склад енергоблоків ТЕС	$1 \le n_1 \le N_1$; $1 \le n_2 \le N_2$, де N_1, N_2 – кількість енергоблоків, готових до роботи
Потужність АЕС	$0{,}85P_{\text{роб,АЕС}} \le P_{\text{АЕС}} \le P_{\text{роб,АЕС}}$
Баланс потужності	формула (1.1), небаланс не більше ±10 МВт
Діапазон навантаження ТЕС	формула (1.12)
Швидкість зміни навантаження ТЕС	формула (1.13)
Резерв на завантаження	формула (1.15)
Діапазон навантаження ГЕС	$P_{\text{ГЕС,min}} \le P_{\text{ГЕС},i} \le P_{\text{ГЕС,max}}$
Добове вироблення ГЕС	$\sum P_{\text{ГЕС},i}\Delta t = W_{\text{ГЕС}} \pm 1$ %
Потужність ГАЕС	$-P_{\text{нас,max}} \le P_{\text{ГАЕС},i} \le P_{\text{ген,max}}$
Запас верхньої водойми ГАЕС	$0 \le E_i \le E_{\max}$
Запас ГАЕС наприкінці доби	$E_{24} \ge E_0$
Потужність УЗЕ	$-P_{\text{УЗЕ,ном}} \le P_{\text{УЗЕ},i} \le P_{\text{УЗЕ,ном}}$
Заряд УЗЕ	$0 \le S_i \le E_{\text{УЗЕ}}$
Заряд УЗЕ наприкінці доби	$S_{24} \ge S_0$
Сальдо перетоків	$-P_{\text{експ,max}} \le P_{\text{сал},i} \le P_{\text{імп,max}}$
Обмеження ВДЕ	$0 \le \Delta P_{\text{обм},i} \le P_{\text{СЕС},i} + P_{\text{ВЕС},i}$; обмеження ВДЕ й розвантаження АЕС програма показує як попередження

1.1.5 Показники покриття графіка

За прийнятим графіком обчислюють електроенергію, спожиту ГАЕС у насосному режимі та УЗЕ під час заряджання:

$$W_{\text{нак}} = \sum_{i=1}^{24}\left(P_{\text{нас},i} + P_{\text{зар},i}\right)\Delta t, \tag{1.16}$$

де $P_{\text{зар},i}$ – потужність заряджання УЗЕ, МВт.

Навантаження електростанцій з урахуванням насосного режиму й заряджання $P'_i = P_{\text{н},i} + P_{\text{нас},i} + P_{\text{зар},i}$. Його нерівномірність характеризує коефіцієнт

$$k'_{\text{н}} = \frac{P'_{\min}}{P'_{\max}}, \tag{1.17}$$

де $P'_{\min}$, $P'_{\max}$ – найменше й найбільше значення P'_i за добу, МВт.

Порівнюючи $k'_н$ з $k_н$, оцінюють, наскільки ГАЕС і УЗЕ вирівнюють графік навантаження електростанцій. Частка АЕС у добовому виробленні електроенергії

$$\delta_{АЕС} = \frac{W_{АЕС}}{W_{вир}} \cdot 100\ \%, \tag{1.18}$$

де $W_{АЕС}$ – добове вироблення АЕС, $W_{АЕС} = 24P_{АЕС}\Delta t$, МВт·год;
$W_{вир}$ – добове вироблення всіх електростанцій ОЕС (АЕС, ТЕЦ, СЕС і ВЕС з урахуванням обмежень, ТЕС, ГЕС, ГАЕС у генераторному режимі, УЗЕ під час розряджання) без імпорту, МВт·год.

1.1.6 Розподіл навантаження між групами енергоблоків ТЕС

Задачу оптимального розподілу навантаження між агрегатами [1, формула (3.6)] розв'язують за принципом рівності відносних приростів [1, формула (3.7)]. Для двох груп енергоблоків ТЕС

$$\frac{\mathrm{d}B_1}{\mathrm{d}P_1} = \frac{\mathrm{d}B_2}{\mathrm{d}P_2} = \lambda,\ \ P_1 + P_2 = P_{ТЕС}, \tag{1.19}$$

де B_1, B_2 – змінні витрати груп енергоблоків, грн/год;
P_1, P_2 – навантаження груп, МВт;
λ – відносний приріст витрат ТЕС (множник Лагранжа), грн/(МВт·год);
$P_{ТЕС}$ – навантаження ТЕС у розрахункову годину, МВт.

Відносний приріст витрат енергоблока групи j лінійний: $b = a_j + c_jP_{бл}$. Якщо навантаження групи розподілене між її n_j енергоблоками порівну ($P_{бл} = P_j/n_j$), відносний приріст і витрати групи становлять

$$b_j = a_j + \frac{c_jP_j}{n_j}, \tag{1.20}$$

$$B_j = a_jP_j + \frac{c_jP_j^2}{2n_j}, \tag{1.21}$$

де b_j – відносний приріст витрат групи, грн/(МВт·год);
a_j, грн/(МВт·год), і c_j, грн/(МВт²·год), – коефіцієнти характеристики енергоблока групи j.

Підставивши (1.20) в (1.19), отримують навантаження першої групи

$$P_1 = \frac{a_2 - a_1 + \frac{c_2P_{ТЕС}}{n_2}}{\frac{c_1}{n_1} + \frac{c_2}{n_2}}, \tag{1.22}$$

навантаження другої групи $P_2 = P_{\text{ТЕС}} - P_1$, а $\lambda = b_1 = b_2$. Групу, навантаження якої за розв'язком виходить за межі її діапазону ($k_{\text{тм}}P_{\text{вкл},j} \ldots P_{\text{вкл},j}$), фіксують на межі, а решту навантаження передають іншій групі; тоді λ дорівнює відносному приросту групи, яка не досягла межі. Якщо на межі обидві групи, λ – більший із двох приростів (на максимумі) або менший (на технічному мінімумі).

Для порівняння навантаження розподіляють пропорційно потужності енергоблоків у роботі:

$$P_{j,\text{пр}} = \frac{P_{\text{ТЕС}}P_{\text{вкл},j}}{P_{\text{ТЕС,вкл}}}, \tag{1.23}$$

де $P_{\text{вкл},j}$ – потужність енергоблоків групи j у роботі, $P_{\text{вкл},j} = P_{\text{бл},j}n_j$, МВт.

Економія від оптимального розподілу

$$\Delta B = \left[B_1\left(P_{1,\text{пр}}\right) + B_2\left(P_{2,\text{пр}}\right)\right] - \left[B_1(P_1) + B_2(P_2)\right]. \tag{1.24}$$

У ринковій моделі роль λ відіграє ціна клірингу РДН, а черговість завантаження електростанцій визначає крива пропозиції (merit order) [1, рис. 3.5]; її досліджують у лабораторній роботі 2.

1.1.7 Розширене завдання: аварійне вимкнення енергоблока АЕС

О 14:00 аварійно вимикається енергоблок АЕС 1 000 МВт: з 15-ї години потужність АЕС зменшується на 1 000$P_{\text{АЕС}}/P_{\text{роб,АЕС}}$ МВт, тобто на потужність, яку енергоблок мав у момент вимкнення. Графік годин 1–14 не змінюється. Дефіцит у години 15–17 покривають резерв ТЕС і ГЕС, ГАЕС, УЗЕ та імпорт; навантаження ТЕС змінюється з допустимою швидкістю. З 18-ї години (пуск із гарячого резерву триває близько 3 год) можна ввести в роботу додаткові енергоблоки ТЕС; у годину пуску допустима зміна навантаження ТЕС збільшується на технічний мінімум уведених енергоблоків. З цієї години резерв на завантаження має бути відновлено до 1 000 МВт. У сценарії добове вироблення ГЕС може перевищити задане не більш ніж на 10 %, а запаси ГАЕС і УЗЕ наприкінці доби можуть бути меншими за початкові (їх відновлять наступної ночі).

1.2 Порядок виконання роботи

Підготовка. Опрацюйте пп. 1.2, 1.4 і 3.7 конспекту лекцій [1] і підрозділ 1.1; підготуйте відповіді на контрольні запитання (підрозділ 1.5).

1. Відкрийте файл «ОДК_ЛР1_Покриття_графіка.html», введіть прізвище, ім'я, по батькові, групу, номер варіанта й натисніть «Сформувати варіант».

2. Ознайомтеся з вихідними даними на вкладці 3. Таблиця 1 містить погодинне навантаження ОЕС з урахуванням втрат, прогноз генерації СЕС і ВЕС та графік ТЕЦ; таблиця 2 – параметри електростанцій і обмеження: склад АЕС у ремонті, складові робочої потужності ТЕС, $k_{тм}$, r, коефіцієнти характеристик енергоблоків, параметри ГЕС, ГАЕС і УЗЕ, межі імпорту й експорту. Таблицю 1 можна скопіювати в електронну таблицю кнопкою «Копіювати таблицю».

3. **Завдання 1.** За таблицею 1 обчисліть $W_{доб}$, $P_{сер}$, $k_з$, $k_н$ (формули (1.2)–(1.5)), визначте P_{max} і P_{min}; обчисліть залишкове навантаження за формулою (1.6), визначте $P_{зал,max}$, $P_{зал,min}$, $k_{н,зал}$ і найбільше погодинне зростання $\Delta P_{зал,max}$ з годиною, у якій воно спостерігається (формула (1.7)). Введіть 11 величин на вкладці 5 і перевірте.

4. **Завдання 2.** За таблицею 2 обчисліть $P_{роб,АЕС}$ і $P_{роб,ТЕС}$ (формула (1.8)), сумарну робочу потужність $P_{роб}$ (формула (1.9)) і запас $\Delta P_{зап}$ (формула (1.10)); виберіть висновок про баланс потужності.

5. **Завдання 3.** На вкладці 4 складіть погодинний графік роботи електростанцій (рис. 1.1), за якого виконуються всі обмеження табл. 1.1, у такому порядку:

а) задайте потужність АЕС – зазвичай її робочу потужність, без розвантаження;

б) задайте навантаження ГЕС: найменше вночі, більше – у години максимумів; сума за добу має дорівнювати $W_{ГЕС}$;

в) заплануйте ГАЕС і УЗЕ: насосний режим і заряджання – у години нічного провалу (і денного надлишку генерації СЕС), генераторний режим і розряджання – у години максимумів; запас наприкінці доби не менший за початковий;

г) виберіть склад ТЕС: енергоблоків у роботі має вистачити на вечірній максимум разом з резервом 1 000 МВт, а їхній технічний мінімум не повинен перевищувати можливостей нічного провалу; енергоблоки 300 МВт зазвичай мають менші відносні прирости витрат, а щоб завдання 5 було змістовним, бажано, щоб у годину максимуму жодна група не працювала на межі діапазону;

д) виділіть усі години й натисніть «Довести баланс за рахунок ТЕС»; виправте порушення, позначені червоним (технічний мінімум, швидкість зміни,

резерв); імпорт і експорт – допоміжні засоби, розвантаження АЕС і обмеження ВДЕ – крайні заходи;

е) натисніть «Перевірити графік»; прийнятий графік фіксується для завдань 4 і 5.

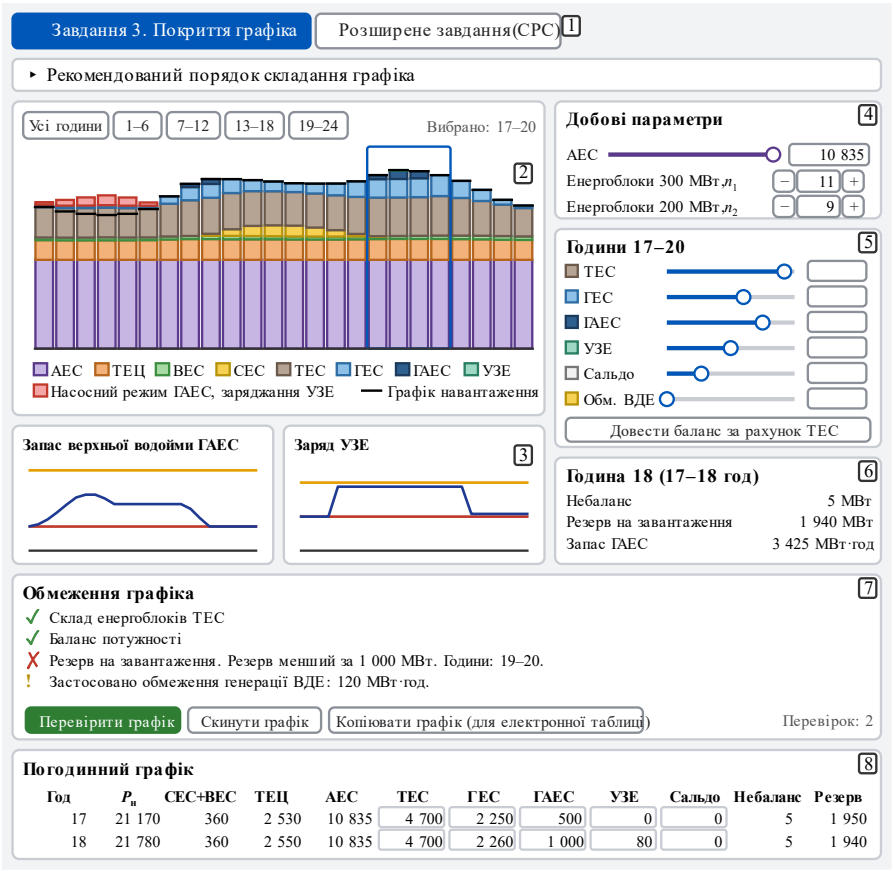
6. **Завдання 4.** За прийнятим графіком обчисліть $W_{\text{нак}}$ (формула (1.16)), $k'_{\text{н}}$ (формула (1.17)) і частку АЕС у добовому виробленні (формула (1.18)). Погодинні значення зручно перенести в електронну таблицю кнопкою «Копіювати графік (для електронної таблиці)».

7. **Завдання 5.** Для години найбільшого навантаження ОЕС розподіліть навантаження ТЕС між групами енергоблоків за формулами (1.20)–(1.22), визначте λ, а за формулами (1.21), (1.23), (1.24) – економію ΔB порівняно з пропорційним розподілом.

8. **Розширене завдання** (якщо його задав викладач). Перемкніть робочу область у режим «Розширене завдання (СРС)», складіть графік годин 15–24 за умовами п. 1.1.7 і натисніть «Перевірити сценарій».

9. Сформулюйте висновки на вкладці 6 і надрукуйте протокол.

Робочу область завдання 3 показано на рис. 1.1. Години для зміни вибирають клацанням стовпчика діаграми, протягуванням або кнопками швидкого вибору; повзунки й поля праворуч змінюють значення всіх вибраних годин. Значення ТЕС, ГЕС, ГАЕС, УЗЕ, сальдо й обмеження ВДЕ можна також вводити безпосередньо в таблицю «Погодинний графік». Години з порушеннями позначено на діаграмі червоними трикутниками, а в таблиці – червоним кольором.



1 – перемикач режимів (завдання 3 / розширене завдання); 2 – діаграма покриття графіка навантаження з вибором годин; 3 – запас енергії ГАЕС і заряд УЗЕ (лінії: запас, найбільший і початковий запас); 4 – потужність АЕС і склад енергоблоків ТЕС; 5 – повзунки для вибраних годин і кнопка «Довести баланс за рахунок ТЕС»; 6 – показники вибраної години й добові умови; 7 – перелік обмежень і кнопки перевірки; 8 – погодинний графік

Рисунок 1.1 – Робоча область завдання 3 (схематично)

Розрахункові величини вводять на вкладці 5 з точністю, наведеною в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Величини, які вводять на вкладці 5

Завдання	Величина	Одиниця	Точність запису
1	$W_{доб}$	МВт·год	ціле
	P_{max}, P_{min}, $P_{зал,max}$, $P_{зал,min}$	МВт	ціле
	$P_{сер}$	МВт	0,1
	$k_з$, $k_н$, $k_{н,зал}$	–	0,001
	$\Delta P_{зал,max}$	МВт/год	ціле
	номер години i найбільшого зростання	–	ціле
2	$P_{роб,АЕС}$, $P_{роб,ТЕС}$, $P_{роб}$, $\Delta P_{зап}$	МВт	ціле
	висновок про баланс потужності	–	вибір зі списку
4	$W_{нак}$	МВт·год	ціле
	$k'_н$	–	0,001
	частка АЕС $\delta_{АЕС}$	%	0,1
5	P_1, P_2	МВт	ціле
	λ	грн/(МВт·год)	ціле
	ΔB	грн/год	ціле

1.3 Приклад виконання (варіант 1)

Варіант 1 – робоча доба в січні з мінливою хмарністю. У ремонті три енергоблоки АЕС по 1 000 МВт; у ТЕС ефективна встановлена потужність 21 842 МВт, обмеження 650 МВт, у ремонті 3 100 МВт, у консервації 7 692 МВт, готові до роботи 16 енергоблоків 300 МВт і 28 енергоблоків 200 МВт; $k_{тм}$ = 0,55, r = 0,25. Результати завдань 1 і 2 наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати завдань 1 і 2 для варіанта 1

Величина	Значення	Одиниця
Добове споживання $W_{доб}$	463 330	МВт·год
Найбільше навантаження P_{max} (18-та година)	21 780	МВт
Найменше навантаження P_{min} (4-та година)	16 300	МВт
Середнє навантаження $P_{сер}$	19 305,4	МВт
Коефіцієнт заповнення $k_з$	0,886	–
Коефіцієнт нерівномірності $k_н$	0,748	–
Найбільше залишкове навантаження $P_{зал,max}$	21 420	МВт
Найменше залишкове навантаження $P_{зал,min}$	15 930	МВт
Коефіцієнт нерівномірності $k_{н,зал}$	0,744	–
Найбільше погодинне зростання $\Delta P_{зал,max}$ (7-ма година)	1 520	МВт/год
Робоча потужність АЕС $P_{роб,АЕС}$	10 835	МВт
Робоча потужність ТЕС $P_{роб,ТЕС}$	10 400	МВт
Сумарна робоча потужність $P_{роб}$	29 365	МВт
Запас потужності $\Delta P_{зап}$	8 285	МВт
Висновок про баланс потужності	бездефіцитний	–

Наприклад, $P_{роб,ТЕС}$ = 21 842 − 650 − 3 100 − 7 692 = 10 400 МВт; $P_{роб}$ = 10 835 + 10 400 + 2 550 + 3 800 + 1 320 + 100 + 0 + 360 = 29 365 МВт; $\Delta P_{зап}$ = 29 365 + 1 700 − 21 780 − 1 000 = 8 285 МВт ≥ 0, отже, баланс бездефіцитний. Зростання залишкового навантаження найбільше в 7-му годину (ранковий підйом до сходу сонця): 18 210 − 16 690 = 1 520 МВт.

Один із допустимих графіків показано на рис. 1.2 і 1.3. У роботі 11 енергоблоків 300 МВт і 9 енергоблоків 200 МВт ($P_{ТЕС,вкл}$ = 5 100 МВт): технічний мінімум 2 805 МВт уміщується в нічний провал завдяки насосному режиму ГАЕС у години 1–6 і заряджанню УЗЕ, а разом з ГЕС енергоблоків вистачає на вечірній максимум з резервом не менше 1 000 МВт (найменший резерв – 1 530 МВт). АЕС працюють з робочою потужністю 10 835 МВт, імпорт і обмеження ВДЕ не знадобилися.

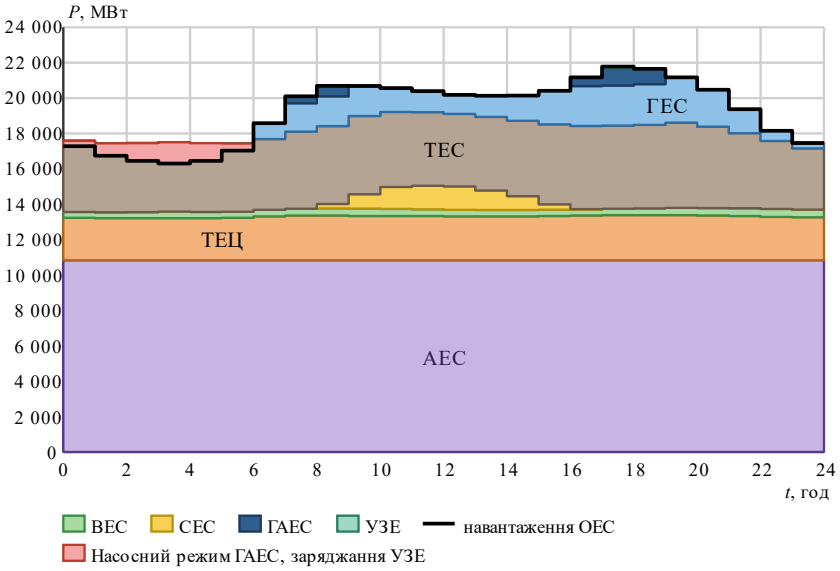
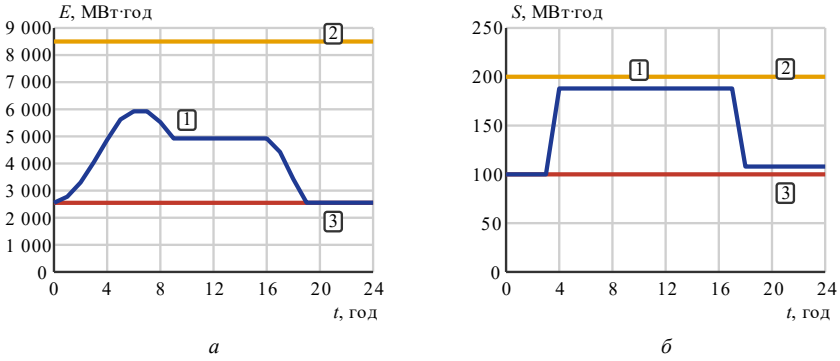


Рисунок 1.2 – Покриття добового графіка навантаження (варіант 1)



а *б*

1 – запас (заряд); 2 – найбільший запас (енергоємність); 3 – початковий запас (заряд)

Рисунок 1.3 – Запас енергії ГАЕС (а) і заряд УЗЕ (б) протягом доби (варіант 1)

Завдання 4. ГАЕС у насосному режимі спожили 4 500 МВт·год, УЗЕ під час заряджання – 100 МВт·год, отже, $W_{нак}$ = 4 600 МВт·год. Навантаження електростанцій з урахуванням насосного режиму змінюється від P'_{min} = 17 430 МВт до P'_{max} = 21 780 МВт, тому $k'_н$ = 17 430 / 21 780 = 0,800, що більше

за $k_н$ = 0,748: ГАЕС і УЗЕ вирівнюють графік. АЕС виробили 24 · 10 835 = 260 040 МВт·год із 467 980 МВт·год, тобто $\delta_{АЕС}$ = 55,57 %.

Завдання 5. У 18-ту годину $P_{ТЕС}$ = 4 700 МВт. За формулою (1.22)

$$P_1 = \frac{3\,460 - 3\,290 + \frac{5{,}8 \cdot 4\,700}{9}}{\frac{3{,}7}{11} + \frac{5{,}8}{9}} = 3\,261 \text{ МВт};$$

P_2 = 4 700 − 3 261 = 1 439 МВт; обидва значення в межах діапазонів груп (1 815–3 300 і 990–1 800 МВт). Відносний приріст λ = 3 290 + 3,7 · 3 261,5 / 11 = 4 387 грн/(МВт·год). За пропорційного розподілу $P_{1,пр}$ = 4 700 · 3 300 / 5 100 = 3 041 МВт, $P_{2,пр}$ = 1 659 МВт; витрати ТЕС становлять 18 187 130 грн/год проти 18 163 328 грн/год за оптимального розподілу, тобто економія ΔB = 23 802 грн/год.

Результати завдань 4 і 5 залежать від прийнятого графіка, тому в інших графіках варіанта 1 вони можуть відрізнятися від наведених.

1.4 Зміст звіту

Звітом є протокол, який друкує програма (4–6 с.). Він містить:

– шапку (ЦНТУ, кафедра, «ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 1», назва роботи й дисципліни), прізвище, групу, варіант і дату;

– розділ 1 «Вихідні дані» – таблиці навантаження ОЕС, прогнозу генерації СЕС і ВЕС, графіка ТЕЦ і параметрів електростанцій;

– розділ 2 «Аналіз графіка навантаження й баланс потужності (завдання 1, 2)» – таблицю «Величина – Значення – Одиниця – Результат перевірки» з кількістю спроб;

– розділ 3 «Покриття добового графіка навантаження (завдання 3)» – рисунок покриття, погодинний графік роботи електростанцій, рисунок запасу енергії ГАЕС і заряду УЗЕ, показники графіка, обчислені програмою (вироблення й частки за типами електростанцій, імпорт і експорт, обмеження ВДЕ, розвантаження АЕС, коефіцієнт нерівномірності навантаження ТЕС, найбільша зміна навантаження ТЕС, найменший резерв, фактичний ККД циклу ГАЕС), кількість перевірок графіка;

– розділ 4 «Показники покриття та розподіл навантаження ТЕС (завдання 4, 5)»;

– розділ 5 «Розширене завдання» (якщо його виконано) – рисунок і погодинний графік після вимкнення енергоблока АЕС;

– висновки, контрольний код і підписи здобувача та викладача.

У висновках зазначте: особливості графіка навантаження варіанта (сезон, тип доби, $k_з$, $k_н$, вплив СЕС на залишкове навантаження); чим обґрунтовано склад енергоблоків ТЕС; як ГАЕС, УЗЕ й міждержавні перетини вирівнюють графік (порівняння $k_н$ і $k'_н$); чи знадобилися крайні заходи; результат оптимального розподілу навантаження ТЕС і зв'язок λ з ціною клірингу РДН; для розширеного завдання – як покрито дефіцит і відновлено резерв.

1.5 Контрольні запитання

1. Сформулюйте умову балансу активної потужності ЕЕС. До чого призводить її порушення?

2. Які показники характеризують нерівномірність добового графіка навантаження? Як їх обчислюють?

3. Що таке залишкове навантаження? Чому зростання генерації СЕС підвищує вимоги до маневровості енергосистеми?

4. Яке місце в графіку навантаження займають АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС і ГАЕС? Чим це зумовлено?

5. Як ГАЕС і УЗЕ впливають на нерівномірність графіка навантаження електростанцій? Чому цикл ГАЕС супроводжується втратами енергії?

6. Як визначають робочу потужність електростанцій? Коли баланс потужності вважають бездефіцитним?

7. Навіщо потрібен резерв на завантаження? Як склад енергоблоків ТЕС у роботі впливає на покриття нічного провалу й вечірнього максимуму?

8. Сформулюйте принцип рівності відносних приростів. Як ураховують агрегати, що досягли технічного мінімуму чи максимуму?

9. Як ціна клірингу ринку «на добу наперед» пов'язана з множником λ?

10. У яких випадках ОСП обмежує генерацію ВДЕ й розвантажує АЕС? Які наслідки цих заходів?

11. Як енергосистема покриває дефіцит потужності після аварійного вимкнення великого енергоблока і чому резерв має бути відновлено?

Рекомендовані джерела: [1; 2; 3; 4; 5; 6].

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 2. ВИЗНАЧЕННЯ ЦІНИ ТА ОБСЯГІВ КУПІВЛІ-ПРОДАЖУ НА РИНКУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД»

Мета роботи: набути навичок визначення ціни та обсягів купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» за принципом граничного ціноутворення: будувати сукупні криві пропозиції та попиту, знаходити ціну клірингу, акцептовані обсяги й фінансові результати учасників; дослідити сполучення ринків двох торгових зон з обмеженою пропускною спроможністю перетину, розщеплення цін і його наслідки для учасників ринку та ОСП.

Тривалість роботи – 2 год. Розширене завдання виконують у межах СРС, якщо його задав викладач.

2.1 Теоретичні відомості

Матеріал роботи детально викладено в конспекті лекцій [1, пп. 2.3, 2.4, 3.7]. Порядок торгів на ринку «на добу наперед» визначають Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (далі – Правила РДН/ВДР) [7], засади функціонування ринку електричної енергії – Закон України «Про ринок електричної енергії» [8]. Нижче наведено правила й формули в тому вигляді, в якому їх використовує програма.

Дані роботи синтетичні: заявки учасників не відтворюють реальних торгів. Розрахунковий період і правила визначення ціни відповідають Правилам РДН/ВДР, чинним у листопаді 2026 р.

2.1.1 Ринок «на добу наперед»

РДН – сегмент ринку електричної енергії, на якому електроенергію на кожен розрахунковий період наступної доби (доби постачання) купують і продають на організованих електронних торгах оператора ринку – АТ «Оператор ринку» [1, п. 2.3, рис. 2.2]. Учасниками РДН можуть бути виробники, електропостачальники, трейдери, ОСП, ОСР, оператори УЗЕ, агрегатори та споживачі.

Відповідно до Правил РДН/ВДР [7] заявки на РДН приймають протягом 7 календарних днів до доби постачання – до «закриття воріт» о 12:00 доби, що передує добі постачання; розрахунковий період становить 60 хв. Ціни в заявках зазначають без ПДВ у межах граничних цін, установлених НКРЕКП (у листопаді 2026 р. максимальна гранична ціна на РДН – 15 000 грн/(МВт·год)).

Оператор ринку визначає ціну й обсяги купівлі-продажу для кожного розрахункового періоду кожної торгової зони, до 14:00 оприлюднює результати торгів і сукупні криві попиту та пропозиції і передає ОСП обсяги купівлі-продажу учасників. Відхилення, що виникають після торгів на РДН, учасники врегульовують на внутрішньодобовому ринку (з 15:00 доби, що передує добі постачання, до 60 хв перед розрахунковим періодом) і на балансуючому ринку.

Закон № 4834-IX [9] передбачає скасування граничних цін на РДН, ВДР і балансуючому ринку з 01.05.2027; тимчасові цінові обмеження після цієї дати допускаються лише в надзвичайних ситуаціях. Зміни до Правил РДН/ВДР, ухвалені НКРЕКП 27.10.2026, допускають нульові й від'ємні ціни; вони набудуть чинності з дня запуску єдиного сполучення ринків «на добу наперед» України та ЄС. У роботі граничні ціни заявок – 10 і 15 000 грн/(МВт·год), розрахунковий період – 19:00–20:00 доби постачання.

2.1.2 Заявки та сукупні криві

Заявка на продаж (купівлю) складається з кроків – пар «ціна – обсяг». Крок заявки на продаж означає готовність продати заявлений обсяг за ціною, не нижчою за зазначену, крок заявки на купівлю – купити за ціною, не вищою за зазначену. Заявки «за будь-якою ціною» подають за граничними цінами: на продаж – за мінімальною (у роботі 10 грн/(МВт·год); так продають, наприклад, ВЕС і вимушену генерацію ТЕЦ), на купівлю – за максимальною (15 000 грн/(МВт·год); так купують постачальник універсальних послуг і ОСР для компенсації технологічних витрат електроенергії в мережах).

Оператор ринку об'єднує кроки всіх заявок у сукупні криві: пропозиції – у порядку зростання ціни (неспадна ступінчаста крива), попиту – у порядку спадання ціни (незростаюча ступінчаста крива). Абсциса точки кривої – наростаючий обсяг W, ордината – ціна кроку $Ц$. Кроки з однаковою ціною можна розміщувати в будь-якому порядку. Сукупна крива пропозиції – ринковий аналог черговості завантаження електростанцій (merit order): першими йдуть кроки з найменшою ціною [1, п. 3.7, рис. 3.5; 3].

2.1.3 Ціна клірингу та акцептовані обсяги

Ціну на РДН визначають за принципом граничного ціноутворення: точка перетину сукупних кривих дає ціну клірингу $Ц_{кл}$ і обсяг купівлі-продажу $W_{кл}$ [1, рис. 2.3]. Усі акцептовані обсяги продають і купують за однією ціною $Ц_{кл}$,

а не за цінами заявок (на ВДР, навпаки, кожну угоду укладають за ціною зустрічної заявки). Кроки продажу з ціною, нижчою за $Ц_{кл}$, і кроки купівлі з ціною, вищою за $Ц_{кл}$, акцептують повністю; кроки продажу з вищою ціною й кроки купівлі з нижчою не акцептують.

Особливі випадки визначає додаток 5 до Правил РДН/ВДР [7]. Якщо точка перетину лежить на горизонтальній частині кривої пропозиції, ціною є ціна цього кроку, а обсяг розподіляють пропорційно між кроками продажу з тією самою ціною. Якщо точка лежить на вертикальній частині кривої пропозиції, ціною визнають ціну останньої прийнятої заявки продавця. Якщо точка лежить на горизонтальній частині кривої попиту, обсяг розподіляють пропорційно між кроками купівлі з однаковою ціною. У варіантах роботи перетин лежить на горизонтальній частині кривої пропозиції (див. рис. 2.3): граничний крок продавця акцептовано частково, і ціна однозначна. Частку граничного кроку, яку акцептовано, характеризує коефіцієнт акцепту

$$k = \frac{W_{кл} - W'}{W_{гр}}, \tag{2.1}$$

де k – коефіцієнт акцепту граничного кроку;

W' – наростаючий обсяг пропозиції перед граничним кроком, МВт·год;

$W_{гр}$ – обсяг граничного кроку, МВт·год.

Продавець, крок якого граничний, – граничний продавець: саме його заявка визначає ціну. Вартість електроенергії, проданої (купленої) учасником за розрахунковий період, визначають за Правилами РДН/ВДР (п. 4.1.2) як добуток акцептованого обсягу на ціну клірингу:

$$В = W^{акц} Ц_{кл}, \tag{2.2}$$

де B – вартість проданої (купленої) електроенергії, грн;

$W^{акц}$ – акцептований обсяг продажу (купівлі) учасника, МВт·год.

Маржинальний дохід продавця – перевищення виручки над змінними витратами. Якщо продавець подає заявку за змінними витратами (конкурентна

поведінка), ціна кроку дорівнює змінним витратам на виробництво заявленого обсягу, і

$$Д_м = \sum_j (Ц_{кл} - ц_j) W_j^{акц}, \quad (2.3)$$

де $Д_м$ – маржинальний дохід продавця, грн;

j – номер кроку заявки продавця;

$ц_j$ – ціна j-го кроку, грн/(МВт·год);

$W_j^{акц}$ – акцептований обсяг j-го кроку, МВт·год.

З маржинального доходу продавець покриває постійні витрати й окупає капіталовкладення; найбільший він в електростанцій з низькими змінними витратами (АЕС, ВЕС). Граничний крок маржинального доходу не дає, бо його ціна дорівнює ціні клірингу.

За конкурентних заявок кліринг РДН максимізує суспільний добробут – різницю між цінністю купленої електроенергії для покупців і витратами продавців:

$$S = \sum ц_{куп} W_{куп}^{акц} - \sum ц_{прод} W_{прод}^{акц}, \quad (2.4)$$

де S – суспільний добробут, грн;

$ц_{куп}$, $W_{куп}^{акц}$ – ціна й акцептований обсяг кроку заявки на купівлю, грн/(МВт·год) і МВт·год;

$ц_{прод}$, $W_{прод}^{акц}$ – ціна й акцептований обсяг кроку заявки на продаж, грн/(МВт·год) і МВт·год.

Ціна клірингу при цьому відіграє роль множника λ у задачі оптимального розподілу навантаження [1, формули (3.6), (3.7)]: усі акцептовані продавці працюють з відносним приростом витрат, не більшим за $Ц_{кл}$ (див. п. 1.1.6). Ту саму цільову функцію використовує алгоритм єдиного європейського сполучення ринків «на добу наперед» (SDAC).

2.1.4 Торгові зони та сполучення ринків

Торгова зона – найбільша територія, у межах якої учасники торгують за єдиною ціною без урахування обмежень мережі. У 2019–2022 рр. в Україні існували дві торгові зони – «ОЕС України» й «Острів Бурштинської ТЕС», ціни в яких різнилися; нині РДН працює в одній торговій зоні ОЕС України [1, п. 2.4].

Пропускну спроможність перетину між зонами C розподіляють явно або неявно. За явного розподілу права на пропускну спроможність продають на

окремих аукціонах, а електроенергією торгують окремо в кожній зоні; так нині розподіляють пропускну спроможність міждержавних перетинів України. За неявного розподілу (сполучення ринків, market coupling) алгоритм одночасно визначає ціни в зонах і перетоки між ними так, щоб сумарний добробут був найбільшим за дотримання пропускної спроможності перетинів. Так працює SDAC відповідно до Регламенту (ЄС) 2015/1222 (CACM) [10]. Для приєднання України до SDAC НКРЕКП 18.08.2026 призначила АТ «Оператор ринку» номінованим оператором ринку (NEMO); запуск сполучення очікують не раніше 2028 р.

Для кожної торгової зони переток F подібний до незалежної від ціни заявки: у зоні А, з якої іде переток, – це купівля обсягу F за максимальною ціною, у зоні Б, яка його приймає, – продаж обсягу F за мінімальною ціною. Розрахунковий період у роботі – 1 год, тому переток, МВт, чисельно дорівнює обсягу, МВт·год, переданому за період. Зі збільшенням перетоку ціна в зоні А зростає, а в зоні Б знижується (див. рис. 2.4).

Ціни зон алгоритм сполучення визначає узгоджено з максимізацією добробуту: ціну встановлює частково акцептований крок – продажу або купівлі. Якщо точка перетину лежить на вертикальній частині кривої пропозиції, ціна зони дорівнює ціні частково акцептованого кроку купівлі, а не ціні останньої прийнятої заявки продавця, як за Правилами РДН/ВДР для однієї зони. Так програма визначає ціни в режимі «Дві торгові зони»; за перетоку 0 і C у варіантах роботи обидва правила дають однаковий результат.

Сполучення ринків дає один із двох результатів. Якщо ціни зрівнюються за перетоку $F^* \le C$, обидві зони мають однакову ціну – ту саму, що й одна торгова зона, а переток дорівнює нетто-позиції зони А в розв'язку для однієї торгової зони:

$$F^* = \sum W_{\text{прод,А}}^{\text{акц}} - \sum W_{\text{куп,А}}^{\text{акц}}, \qquad (2.5)$$

де F^* – переток, за якого ціни в зонах зрівнюються, МВт;

$W_{\text{прод,А}}{}^{\text{акц}}$, $W_{\text{куп,А}}{}^{\text{акц}}$ – акцептовані обсяги продавців і покупців зони А в розв'язку для однієї торгової зони, МВт·год.

Якщо $F^* > C$, перетин завантажують повністю ($F = C$), і ціни розщеплюються: $Ц_{\text{А}} < Ц_{\text{Б}}$. Кожну зону клірингують окремо, враховуючи переток C як незалежну від ціни заявку. Різниця цін, помножена на переток, – дохід від пе-

ревантаження (congestion income), який отримують ОСП (у ЄС його розподіляють між ОСП суміжних зон) і спрямовують на гарантування прав на пропускну спроможність та її збільшення:

$$Д_{\text{пер}} = (Ц_{Б} - Ц_{А})C, \tag{2.6}$$

де $Д_{\text{пер}}$ – дохід від перевантаження за розрахунковий період, грн;
$Ц_{А}$, $Ц_{Б}$ – ціни в зонах А і Б за сполучення ринків, грн/(МВт·год);
C – пропускна спроможність перетину, МВт.

Обмеження перетоку зменшує суспільний добробут. Втрати добробуту дорівнюють площі між графіками цін зон $Ц_{Б}(F)$ і $Ц_{А}(F)$ на інтервалі від C до F^{*} (див. рис. 2.4):

$$\Delta S = S(F^{*}) - S(C) = \int_{C}^{F^{*}} [Ц_{Б}(F) - Ц_{А}(F)]\mathrm{d}F, \tag{2.7}$$

де ΔS – втрати суспільного добробуту через обмеження перетину, грн;
$S(F^{*})$ – добробут однієї торгової зони за формулою (2.4), грн;
$S(C)$ – сума добробутів зон А і Б за перетоку C (без умовних заявок перетоку), грн;
$Ц_{А}(F)$, $Ц_{Б}(F)$ – ціни в зонах А і Б залежно від перетоку, грн/(МВт·год).

Функції $Ц_{А}(F)$ і $Ц_{Б}(F)$ ступінчасті, тому інтеграл – сума площ прямокутників; обидва способи обчислення дають однаковий результат.

Зв'язок з оперативно-диспетчерським керуванням. Якщо всі учасники торгують в одній зоні, ринок не враховує пропускної спроможності перетину, і переток $F^{*} > C$, визначений торгами, фізично недопустимий. ОСП усуває таке перевантаження передиспетчеризацією – зменшує генерацію в зоні А й збільшує в зоні Б [1, п. 8.4]; її досліджують у лабораторній роботі 8. В ідеалізованій моделі, де ціни заявок дорівнюють витратам, вартість передиспетчеризації дорівнює ΔS. Поділ на торгові зони переносить ці витрати в ціни: дефіцит у зоні Б учасники бачать через вищу ціну. Розрахункові задачі ринку електричної енергії розглянуто також у [11; 12], проблеми й розвиток моделі ринку України – у [13].

2.1.5 Розширене завдання: ринкова влада

Учасник має ринкову владу, якщо може вигідно для себе підвищити ціну, зменшивши пропозицію (фізичне утримання потужності) або завищивши ціну заявки (економічне утримання). Ризик зловживання зростає в ізольованій або відокремленій перевантаженим перетином зоні з малою кількістю продавців:

так, у 2020 р. Антимонопольний комітет України оштрафував виробника й пов'язаного з ним трейдера за зловживання монопольним становищем у торговій зоні «Острів Бурштинської ТЕС» у липні – жовтні 2019 р.

Утримання потужності вигідне, якщо приріст маржинального доходу на решті обсягу через підвищення ціни перевищує маржинальний дохід, утрачений через вилучений обсяг. У розширеному завданні продавець зони Б, зазначений у вихідних даних, вилучає із заявки найдорожчий повністю акцептований крок; переток C і заявки решти учасників не змінюються, а ціни кроків продавця вважаються його змінними витратами. Поведінку учасників РДН аналізують оператор ринку (Правила поведінки – додаток 7 до Правил РДН/ВДР [7]) і НКРЕКП; результати торгів і сукупні криві оприлюднює АТ «Оператор ринку» [14].

2.2 Порядок виконання роботи

Підготовка. Опрацюйте пп. 2.3, 2.4 і 3.7 конспекту лекцій [1] і підрозділ 2.1; підготуйте відповіді на контрольні запитання (підрозділ 2.5).

1. Відкрийте файл «ОДК_ЛР2_Ринок_на_добу_наперед.html», введіть прізвище, ім'я, по батькові, групу, номер варіанта й натисніть «Сформувати варіант».

2. Ознайомтеся з вихідними даними на вкладці 3. Таблиці 1 і 2 містять кроки заявок на продаж і купівлю (код кроку, учасник, торгова зона, ціна, обсяг) на розрахунковий період 19:00–20:00 доби постачання; таблиця 3 – пропускну спроможність перетину C, продавця й покупця для завдання 2 і продавця для розширеного завдання; схема показує розміщення учасників у торгових зонах. Таблиці 1 і 2 можна скопіювати в електронну таблицю кнопкою «Копіювати таблиці 1 і 2».

3. **Завдання 1.** На вкладці 4 у режимі «Завдання 1. Одна торгова зона» побудуйте сукупні криві пропозиції та попиту (рис. 2.1): клацайте кроки заявок на продаж у порядку зростання ціни, кроки заявок на купівлю – у порядку спадання ціни. Помилково доданий крок прибирають кнопкою «Скасувати останній крок». Коли всі кроки додано, натисніть «Перевірити криві»; прийняті криві фіксуються для завдання 2.

4. **Завдання 2.** За прийнятими кривими визначте точку їхнього перетину – ціну клірингу $Ц_{кл}$ і обсяг купівлі-продажу $W_{кл}$, граничного продавця й коефі-

цієнт акцепту його граничного кроку (формула (2.1)); акцептовані обсяги заданих продавця й покупця, вартість проданої продавцем електроенергії (формула (2.2)) і його маржинальний дохід (формула (2.3)). Ціни обох кривих у будь-якій точці показує рядок під графіком, коли курсор наведено на графік.

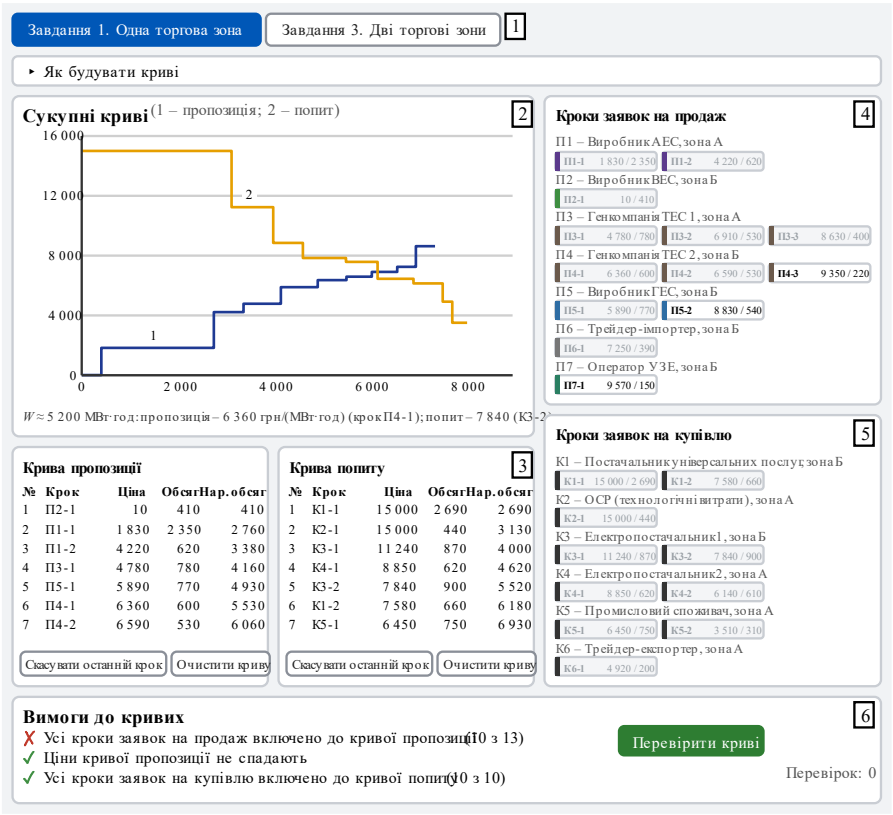
5. **Завдання 3.** Перемкніть робочу область у режим «Завдання 3. Дві торгові зони» (рис. 2.2). Змінюючи переток F повзунком, полем або кнопками «−10», «+10», спостерігайте ціни в зонах і встановіть переток, який визначив би алгоритм сполучення ринків: він передає електроенергію в зону з вищою ціною, доки ціни не зрівняються або доки не буде вичерпано пропускну спроможність перетину. Натисніть «Перевірити переток»; прийнятий переток фіксується для завдань 4 і 5.

6. **Завдання 4.** Обчисліть переток F^*, за якого ціни зрівнялися б (формула (2.5)); визначте ціни в ізольованих зонах ($F = 0$) і за сполучення ринків, дохід від перевантаження (формула (2.6)) і втрати суспільного добробуту (формула (2.7)).

7. **Розширене завдання** (якщо його задав викладач). Вилучіть із кривої пропозиції зони Б (з перетоком C) найдорожчий повністю акцептований крок продавця, зазначеного в табл. 3 вихідних даних, і визначте нову ціну в зоні Б, маржинальний дохід продавця до й після утримання та висновок, чи вигідне утримання (п. 2.1.5).

8. Сформулюйте висновки на вкладці 6 і надрукуйте протокол.

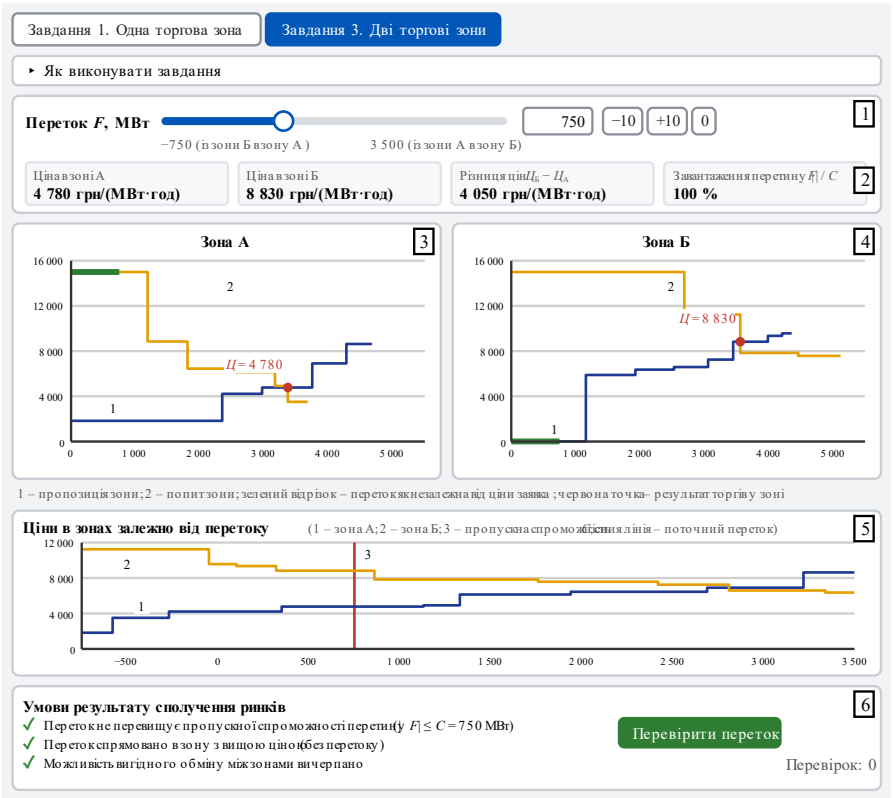
Робочу область завдання 1 показано на рис. 2.1. Кроки заявок згруповано за учасниками; смуга ліворуч на кроці продажу має колір типу електростанції, на кроці купівлі – темно-сіра. Доданий крок стає блідим і з'являється в таблиці кривої з наростаючим обсягом. Порушення порядку цін позначено у вимогах знаком «✗» з кодом кроку. Точку перетину кривих програма не позначає – її визначає здобувач.



1 – перемикач режимів; 2 – сукупні криві (1 – пропозиція; 2 – попит) і рядок цін під курсором; 3 – таблиці побудованих кривих з наростаючим обсягом; 4 – кроки заявок на продаж; 5 – кроки заявок на купівлю; 6 – вимоги до кривих і кнопка «Перевірити криві»

Рисунок 2.1 – Робоча область завдання 1 (схематично)

Робочу область завдання 3 показано на рис. 2.2. Для поточного перетоку програма показує ціни в зонах, різницю цін і завантаження перетину, сукупні криві обох зон (переток – зелений відрізок, результат торгів – червона точка) і графік цін зон залежно від перетоку. Виконані умови результату сполучення ринків позначено знаком «✓», порушені – «✗» з поясненням.



1 – повзунок, поле й кнопки зміни перетоку; 2 – ціни в зонах, різниця цін і завантаження перетину; 3, 4 – сукупні криві зон А і Б; 5 – ціни в зонах залежно від перетоку; 6 – умови результату сполучення ринків і кнопка «Перевірити переток»

Рисунок 2.2 – Робоча область завдання 3 (схематично)

Розрахункові величини вводять на вкладці 5 з точністю, наведеною в табл. 2.1. Вартісні величини вводять у тисячах гривень.

Таблиця 2.1 – Величини, які вводять на вкладці 5

Завдання	Величина	Одиниця	Точність запису
2	$Ц_{кл}$	грн/(МВт·год)	ціле (ціна кроку)
	$W_{кл}$, акцептовані обсяги продавця й покупця	МВт·год	ціле
	граничний продавець	–	вибір зі списку
	k	–	0,001
	B, $Д_{м}$	тис. грн	0,1
4	F^{*}	МВт	ціле
	$Ц_{А}^{0}$, $Ц_{Б}^{0}$ (за $F = 0$), $Ц_{А}$, $Ц_{Б}$	грн/(МВт·год)	ціле
	$Д_{пер}$, ΔS	тис. грн	0,1
Розширене	$Ц'_{Б}$	грн/(МВт·год)	ціле
	$Д_{м}$ до й після утримання	тис. грн	0,1
	висновок про утримання	–	вибір зі списку

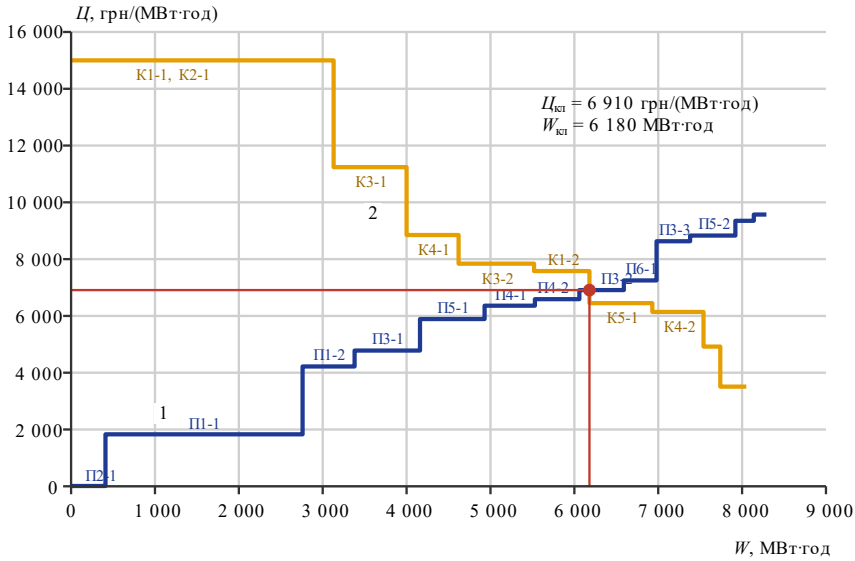
2.3 Приклад виконання (варіант 1)

У варіанті 1 сім продавців і шість покупців (табл. 2.2), пропускна спроможність перетину C = 750 МВт. У зоні А розміщено виробника АЕС (П1), генкомпанію ТЕС 1 (П3), ОСР (К2), електропостачальника 2 (К4), промислового споживача (К5) і трейдера-експортера (К6); у зоні Б – виробника ВЕС (П2), генкомпанію ТЕС 2 (П4), виробника ГЕС (П5), трейдера-імпортера (П6), оператора УЗЕ (П7), постачальника універсальних послуг (К1) і електропостачальника 1 (К3). Для завдання 2 задано продавця П4 і покупця К3, для розширеного завдання – продавця П4.

Таблиця 2.2 – Заявки учасників (варіант 1)

Крок	Учасник	Зона	Ціна, грн/(МВт·год)	Обсяг, МВт·год
Заявки на продаж				
П1-1	Виробник АЕС	А	1 830	2 350
П1-2		А	4 220	620
П2-1	Виробник ВЕС	Б	10	410
П3-1	Генкомпанія ТЕС 1	А	4 780	780
П3-2		А	6 910	530
П3-3		А	8 630	400
П4-1	Генкомпанія ТЕС 2	Б	6 360	600
П4-2		Б	6 590	530
П4-3		Б	9 350	220
П5-1	Виробник ГЕС	Б	5 890	770
П5-2		Б	8 830	540
П6-1	Трейдер-імпортер	Б	7 250	390
П7-1	Оператор УЗЕ	Б	9 570	150
Заявки на купівлю				
К1-1	Постачальник універсальних послуг	Б	15 000	2 690
К1-2		Б	7 580	660
К2-1	ОСР (технологічні витрати)	А	15 000	440
К3-1	Електропостачальник 1	Б	11 240	870
К3-2		Б	7 840	900
К4-1	Електропостачальник 2	А	8 850	620
К4-2		А	6 140	610
К5-1	Промисловий споживач	А	6 450	750
К5-2		А	3 510	310
К6-1	Трейдер-експортер	А	4 920	200

Завдання 1. Сукупна крива пропозиції містить 13 кроків – від П2-1 (10 грн/(МВт·год)) до П7-1 (9 570 грн/(МВт·год)), її наростаючий обсяг – 8 290 МВт·год; крива попиту – 10 кроків від К1-1 і К2-1 (15 000 грн/(МВт·год)) до К5-2 (3 510 грн/(МВт·год)), 8 050 МВт·год. Криві показано на рис. 2.3; кроки К1-1 і К2-1 з однаковою ціною можна додати в будь-якому порядку.



1 – сукупна крива пропозиції; 2 – сукупна крива попиту; червона точка – точка перетину кривих; біля кроків – їхні коди

Рисунок 2.3 – Сукупні криві пропозиції та попиту однієї торгової зони (варіант 1)

Завдання 2. Крива попиту перетинає горизонтальну частину кроку П3-2 кривої пропозиції: кроки попиту з ціною, вищою за 6 910 грн/(МВт·год), – від К1-1 до К1-2 (7 580 грн/(МВт·год)) – мають сумарний обсяг 6 180 МВт·год, а наступний крок К5-1 (6 450 грн/(МВт·год)) дешевший за П3-2. Отже, $Ц_{кл}$ = 6 910 грн/(МВт·год), $W_{кл}$ = 6 180 МВт·год, граничний продавець – П3 (генкомпанія ТЕС 1). Наростаючий обсяг пропозиції перед кроком П3-2 W' = 6 060 МВт·год, тому за формулою (2.1)

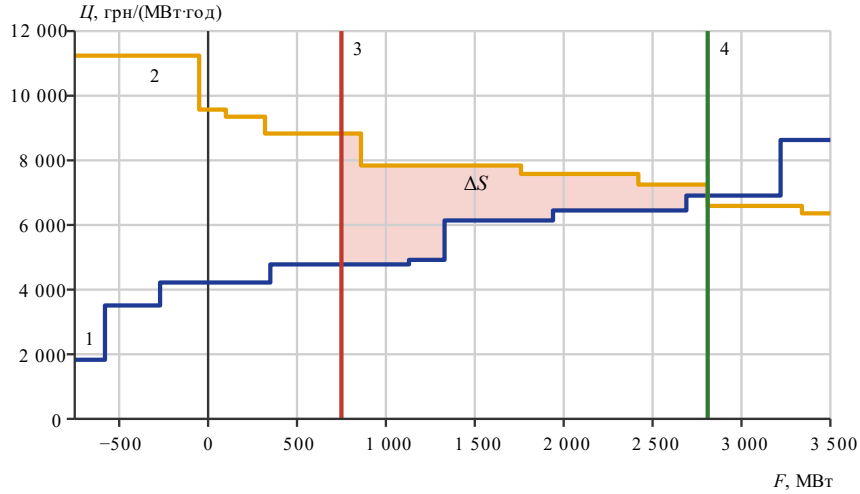
$$k = \frac{6\,180 - 6\,060}{530} = 0{,}226.$$

Продавець П4 продав обидва кроки П4-1 і П4-2 (600 + 530 = 1 130 МВт·год). За формулою (2.2) вартість проданої електроенергії B = 1 130 · 6 910 = 7 808 300 грн = 7 808,3 тис. грн, за формулою (2.3) маржинальний дохід $Д_м$ = (6 910 − 6 360) · 600 + (6 910 − 6 590) · 530 = 330 000 + 169 600 = 499 600 грн = 499,6 тис. грн. Покупець К3 купив обидва кроки: 870 + 900 = 1 770 МВт·год.

Завдання 3 і 4. У розв'язку для однієї зони продавці зони А (П1, П3) продали 2 970 + 900 = 3 870 МВт·год, а покупці зони А (К2, К4) купили 440 + 620

= 1 060 МВт·год (кроки К4-2, К5-1, К5-2 і К6-1 не акцептовано). За формулою (2.5) F^* = 3 870 − 1 060 = 2 810 МВт > C = 750 МВт, тому перетин завантажують повністю: переток F = 750 МВт, і ціни розщеплюються. Без перетоку ціна в зоні А становить 4 220 грн/(МВт·год) (частково акцептований крок П1-2), у зоні Б – 9 570 грн/(МВт·год) (крок П7-1). За перетоку 750 МВт ціна в зоні А зростає до 4 780 грн/(МВт·год) (крок П3-1), а в зоні Б знижується до 8 830 грн/(МВт·год) (крок П5-2). За формулою (2.6) дохід від перевантаження $Д_{пер}$ = (8 830 − 4 780) · 750 = 3 037 500 грн = 3 037,5 тис. грн.

Залежність цін зон від перетоку показано на рис. 2.4. На інтервалі від C до F^* ціна в зоні А зростає на перетоках 1 130, 1 330, 1 940 і 2 690 МВт, а ціна в зоні Б знижується на перетоках 860, 1 760, 2 420 і 2 810 МВт. Площа між графіками (формула (2.7)) складається з восьми прямокутників (табл. 2.3).



1 – ціна в зоні А; 2 – ціна в зоні Б; 3 – пропускна спроможність перетину C = 750 МВт; 4 – переток F^* = 2 810 МВт, за якого ціни зрівнялися б; заливка – втрати добробуту ΔS

Рисунок 2.4 – Ціни в торгових зонах залежно від перетоку із зони А в зону Б (варіант 1)

Таблиця 2.3 – Обчислення втрат суспільного добробуту (варіант 1)

Переток F, МВт	Ціна, грн/(МВт·год)			Довжина інтервалу, МВт	Площа, тис. грн
	$Ц_А$	$Ц_Б$	$Ц_Б - Ц_А$		
750–860	4 780	8 830	4 050	110	445,5
860–1 130	4 780	7 840	3 060	270	826,2
1 130–1 330	4 920	7 840	2 920	200	584,0
1 330–1 760	6 140	7 840	1 700	430	731,0
1 760–1 940	6 140	7 580	1 440	180	259,2
1 940–2 420	6 450	7 580	1 130	480	542,4
2 420–2 690	6 450	7 250	800	270	216,0
2 690–2 810	6 910	7 250	340	120	40,8
Разом ΔS					3 645,1

Отже, ΔS = 3 645,1 тис. грн. Той самий результат дає різниця добробуту однієї торгової зони (50 952,0 тис. грн) і суми добробутів зон за перетоку C (47 306,9 тис. грн). Результати завдань 2 і 4 наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати завдань 2 і 4 для варіанта 1

Величина	Значення	Одиниця
Ціна клірингу $Ц_{кл}$	6 910	грн/(МВт·год)
Обсяг купівлі-продажу $W_{кл}$	6 180	МВт·год
Граничний продавець	П3	–
Коефіцієнт акцепту граничного кроку k	0,226	–
Акцептований обсяг продажу продавця П4	1 130	МВт·год
Акцептований обсяг купівлі покупця К3	1 770	МВт·год
Вартість електроенергії, проданої П4, B	7 808,3	тис. грн
Маржинальний дохід П4 $Д_м$	499,6	тис. грн
Переток, за якого ціни зрівнялися б, F^*	2 810	МВт
Ціна в ізольованій зоні А $Ц_А^0$	4 220	грн/(МВт·год)
Ціна в ізольованій зоні Б $Ц_Б^0$	9 570	грн/(МВт·год)
Ціна в зоні А за сполучення ринків $Ц_А$	4 780	грн/(МВт·год)
Ціна в зоні Б за сполучення ринків $Ц_Б$	8 830	грн/(МВт·год)
Дохід від перевантаження $Д_{пер}$	3 037,5	тис. грн
Втрати суспільного добробуту ΔS	3 645,1	тис. грн

Розширене завдання. За перетоку C продавець П4 (ТЕС 2, зона Б) продає повністю кроки П4-1 і П4-2; найдорожчий із них – П4-2 (6 590 грн/(МВт·год), 530 МВт·год). До утримання маржинальний дохід П4 у зоні Б становить (8 830 − 6 360) · 600 + (8 830 − 6 590) · 530 = 1 482 000 + 1 187 200 = 2 669 200 грн = 2 669,2 тис. грн. Якщо П4 вилучить крок П4-2, ціна в зоні Б зросте до $Ц'_Б$ = 9 350 грн/(МВт·год): її встановить частково акцептований крок П4-3 того са-

мого продавця (акцептовано 100 МВт·год). Маржинальний дохід після утримання (9 350 − 6 360) · 600 + (9 350 − 9 350) · 100 = 1 794 000 грн = 1 794,0 тис. грн. Приріст доходу на кроці П4-1 (312,0 тис. грн) менший за втрачений дохід кроку П4-2 (1 187,2 тис. грн), тому утримання потужності для продавця невигідне.

Результати завдань 3 і 4 не залежать від порядку, у якому додано кроки з однаковою ціною, тому в усіх здобувачів варіанта 1 вони однакові.

2.4 Зміст звіту

Звітом є протокол, який друкує програма (близько 5 с.). Він містить:

– шапку (ЦНТУ, кафедра, «ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 2», назва роботи й дисципліни), прізвище, групу, варіант і дату;

– розділ 1 «Вихідні дані» – таблиці заявок на продаж і купівлю, рисунок розміщення учасників у торгових зонах;

– розділ 2 «Сукупні криві та ціна клірингу в одній торговій зоні (завдання 1, 2)» – рисунок кривих, побудованих здобувачем (після правильного визначення ціни й обсягу на ньому позначено точку перетину), таблиці кривих пропозиції та попиту з наростаючим обсягом, таблицю «Величина – Значення – Одиниця – Результат перевірки» з кількістю перевірок кривих і спроб;

– розділ 3 «Сполучення ринків двох торгових зон (завдання 3, 4)» – сукупні криві зон за прийнятого перетоку, графік цін зон залежно від перетоку, таблицю результатів з кількістю перевірок перетоку;

– розділ 4 «Розширене завдання: ринкова влада в зоні Б» (якщо його виконано);

– висновки, контрольний код і підписи здобувача та викладача.

У висновках зазначте: як формується ціна на РДН, хто з учасників визначив ціну у вашому варіанті та чому; від чого залежить маржинальний дохід продавця; чому ціни в зонах розщепилися і як обмеження перетину вплинуло на ціни, учасників зон А і Б та ОСП (дохід від перевантаження, втрати добробуту); як ОСП усував би перевантаження, якби зона була одна; для розширеного завдання – чи вигідне утримання потужності і чому.

2.5 Контрольні запитання

1. Які сегменти має ринок електричної енергії України? Яке місце серед них займає РДН?

2. Що містить заявка на РДН? Як подають заявки «за будь-якою ціною» і хто їх подає?

3. Як будують сукупні криві попиту й пропозиції? Чому крива пропозиції подібна до черговості завантаження електростанцій (merit order)?

4. Сформулюйте принцип граничного ціноутворення. За якою ціною розраховуються учасники, заявки яких акцептовано?

5. Як визначають ціну, якщо точка перетину кривих лежить на горизонтальній або вертикальній частині кривої пропозиції?

6. Що таке маржинальний дохід продавця? Чому граничний крок не дає маржинального доходу?

7. Як ціна клірингу пов'язана з множником λ у задачі оптимального розподілу навантаження?

8. Що таке торгова зона? Чим відрізняються явний і неявний розподіл пропускної спроможності перетину?

9. Чому за обмеженої пропускної спроможності перетину ціни в зонах розщеплюються? Хто отримує дохід від перевантаження і як його використовують?

10. Як ОСП усуває перевантаження перетину всередині однієї торгової зони? Порівняйте цей спосіб з поділом на торгові зони.

11. За яких умов утримання потужності вигідне продавцю? Хто контролює поведінку учасників РДН?

Рекомендовані джерела: [1; 3; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14].

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 3. КОРОТКОСТРОКОВЕ ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

Мета роботи: набути навичок короткострокового прогнозування погодинного споживання електричної енергії на добу наперед методами аналога дня, ковзного середнього, експоненційного згладжування та регресії від температури повітря; навчитися добирати параметри методів за перевірним періодом, оцінювати точність прогнозу середньою абсолютною відсотковою похибкою MAPE і визначати резерв потужності для покриття похибок прогнозу.

Тривалість роботи – 2 год. Розширене завдання виконують у межах СРС, якщо його задав викладач.

3.1 Теоретичні відомості

Матеріал роботи детально викладено в конспекті лекцій [1, пп. 1.4, 3.3–3.5]; методи прогнозування часових рядів і оцінювання точності прогнозів докладно розглянуто в [15]. Формули (3.1)–(3.3) збігаються з однойменними формулами конспекту лекцій; формулу MAPE, яка в конспекті має номер (3.4), у цих рекомендаціях наведено як (3.7).

Дані роботи синтетичні: погодинні ряди споживання й температури не відтворюють реальних даних ОЕС України чи її регіонів, масштаби споживання ОЕС відповідають довоєнному рівню. Календар умовний: свят і переходів на літній або зимовий час у ретроспективі немає. Варіант визначає тип енергосистеми (ОЕС зі змішаним споживанням або регіональна енергосистема з переважно промисловим чи побутовим і комунальним споживанням), сезон і тривалість ретроспективи.

3.1.1 Прогнозування споживання в оперативно-диспетчерському керуванні

Прогноз споживання – вихідні дані для всіх задач планування режиму: добового графіка роботи електростанцій, обсягів купівлі-продажу на РДН, потреби в резервах, аналізу безпеки режиму [1, пп. 3.3, 3.4]. Короткострокові прогнози (на тиждень, на добу) – це погодинні графіки для добового планування; ОСП складає їх для ОЕС загалом, а виробники, електропостачальники й сторони, відповідальні за баланс, – для своїх портфелів. Похибка прогнозу

1 % в ОЕС з навантаженням близько 15 ГВт становить приблизно 150 МВт, які доводиться покривати резервами та балансуючою електроенергією.

Споживання залежить від календарних чинників (година, тип доби, свята), погоди (насамперед температури повітря), тенденції (тривалість світлового дня, стан економіки) і випадкових коливань. Тому прогноз для робочої доби будують за даними попередніх робочих діб: субота й неділя мають інший рівень і форму графіка [1, п. 1.4]. У роботі доба прогнозування D – робоча (вівторок, середа або четвер), а ретроспектива – погодинні дані за 14, 21 або 28 діб до неї. Тут і далі позначка «ˆ» над величиною означає прогнозне значення.

3.1.2 Метод аналога дня

Прогнозом слугує погодинний графік найбільш подібної доби – того самого типу, з близькою температурою [1, п. 3.4]. У роботі доба-аналог A – робоча доба ретроспективи, фактична середньодобова температура якої $\theta_{\text{доб},A}$ найближча до прогнозу середньодобової температури на добу D $\hat{\theta}_{\text{доб},D}$; якщо таких діб кілька, обирають пізнішу. Прогноз на кожну годину h дорівнює фактичному споживанню доби-аналога: $\hat{P}_{D,h} = P_{A,h}$.

Середньодобова температура – середнє з 24 погодинних значень. На практиці прогноз за аналогом коригують на тенденцію; у роботі поправку не вводять, щоб порівняти методи в «чистому» вигляді.

3.1.3 Ковзне середнє та експоненційне згладжування

Ковзне середнє за n попередніми подібними (робочими) добами підвищує статистичну стійкість прогнозу [1, формула (3.1)]:

$$\hat{P}_{d,h} = \frac{1}{n}\sum_{k=1}^{n} P_{d-k,h}, \tag{3.1}$$

де $\hat{P}_{d,h}$ – прогноз потужності споживання на годину h доби d, МВт;

n – кількість попередніх подібних діб;

$P_{d-k,h}$ – фактична потужність споживання в годину h k-ї попередньої подібної доби, МВт.

Ковзне середнє однаково враховує всі n діб і тому повільно реагує на зміну тенденції. Експоненційне згладжування надає більшої ваги свіжим даним [1, формула (3.2)]:

$$\hat{P}_{d,h} = \alpha P_{d-1,h} + (1-\alpha)\hat{P}_{d-1,h}, \tag{3.2}$$

де α – коефіцієнт згладжування, $0 < \alpha < 1$;

$P_{d-1,h}$ – фактична потужність у годину h попередньої подібної доби, МВт;

$\hat{P}_{d-1,h}$ – прогноз, складений для попередньої подібної доби, МВт.

Рекурсію (3.2) починають з першої робочої доби ретроспективи: прогноз на другу робочу добу дорівнює фактичному значенню першої ($\hat{P}_2 = P_1$), далі обчислюють прогноз на кожну наступну робочу добу аж до доби D. Розкривши рекурсію, отримують зважене середнє всіх попередніх діб з вагами α, $\alpha(1-\alpha)$, $\alpha(1-\alpha)^2$, …, що спадають експоненційно. Що більше α, то швидше прогноз реагує на зміни, але й більше відтворює випадкові коливання; за $\alpha \to 1$ прогнозом стає попередня робоча доба, як у ковзному середньому з $n = 1$.

3.1.4 Регресія від температури

Методи (3.1) і (3.2) не враховують погоду, а в опалювальний сезон саме температура найсильніше впливає на споживання. Регресійна модель пов’язує потужність кожної години з прогнозною температурою повітря [1, формула (3.3)]:

$$\hat{P}_{d,h} = a_h + b_h \hat{\theta}_{d,h}, \tag{3.3}$$

де a_h, b_h – коефіцієнти регресії для години h, МВт і МВт/°С;

$\hat{\theta}_{d,h}$ – прогнозна температура повітря в годину h доби d, °С.

Коефіцієнти визначають методом найменших квадратів за m попередніми добами того самого типу (у роботі – за всіма робочими добами ретроспективи) з фактичними температурами й потужностями години h:

$$b_h = \frac{\sum_{j=1}^{m}(\theta_j - \overline{\theta})(P_j - \overline{P})}{\sum_{j=1}^{m}(\theta_j - \overline{\theta})^2}, \tag{3.4}$$

$$a_h = \overline{P} - b_h\overline{\theta}, \tag{3.5}$$

де θ_j, P_j – фактичні температура повітря, °C, і потужність споживання, МВт, у годину h j-ї доби;

$\overline{\theta}$, $\overline{P}$ – середні значення температури, °C, і потужності, МВт, за m добами.

Тісноту лінійного зв'язку характеризує коефіцієнт кореляції

$$r = \frac{\sum_{j=1}^{m}(\theta_j - \overline{\theta})(P_j - \overline{P})}{\sqrt{\sum_{j=1}^{m}(\theta_j - \overline{\theta})^2 \sum_{j=1}^{m}(P_j - \overline{P})^2}}. \tag{3.6}$$

В електронній таблиці коефіцієнти обчислюють функціями НАХИЛ (SLOPE), ВІДРІЗОК (INTERCEPT) і КОРЕЛ (CORREL). Узимку $b_h < 0$: зниження температури збільшує споживання (електроопалення, освітлення). Улітку залежність змінює знак через кондиціювання, тому модель будують окремо для кожного сезону. Коефіцієнти обчислюють за фактичною температурою ретроспективи, а прогноз – за прогнозною температурою доби D. Тому точність регресійного прогнозу залежить і від точності прогнозу погоди: похибка прогнозу температури 1 °C за $b_h = -150$ МВт/°C дає похибку прогнозу споживання 150 МВт.

3.1.5 Оцінювання точності й добір параметрів

Точність прогнозу оцінюють середньою абсолютною відсотковою похибкою [1, формула (3.4)]:

$$\mathrm{MAPE} = \frac{100\,\%}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{|P_i - \hat{P}_i|}{P_i}, \tag{3.7}$$

де MAPE – середня абсолютна відсоткова похибка прогнозу, %;

N – кількість інтервалів (годин), за якими оцінюють прогноз;

P_i, $\hat{P}_i$ – фактична та прогнозна потужність в i-му інтервалі, МВт.

Параметри методів (n, α) і сам метод обирають за історичними даними, а не за добою, яку прогнозують: її фактичне споживання ще невідоме. У роботі

для цього використовують перевірний період – останні 5 робочих діб ретроспективи (120 год). Для кожної його доби прогноз будують лише за даними, що їй передують, так, ніби її прогнозували напередодні (перевірка з ковзним початком прогнозу [15]): доба-аналог – найближча за прогнозною температурою серед попередніх робочих діб, коефіцієнти регресії – за попередніми робочими добами. Параметри, за яких MAPE за перевірний період найменша, застосовують для прогнозу на добу *D*.

Після того як доба *D* минула, її MAPE показує, чи виправдався вибір: метод, найкращий «у середньому», може поступитися іншому в день різкої зміни погоди [1, рис. 3.3].

3.1.6 Похибка прогнозу і резерв

Похибку прогнозу в *i*-му інтервалі $\varepsilon_i = P_i - \hat{P}_i$ енергосистема покриває резервами: додатну (споживання більше за прогноз) – резервом на завантаження, від'ємну – резервом на розвантаження. Розсіювання похибок характеризує середньоквадратична похибка

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \varepsilon_i^2}, \tag{3.8}$$

де σ – середньоквадратична похибка прогнозу, МВт;

ε_i – похибка прогнозу в *i*-му інтервалі, МВт.

Вона враховує і випадкові відхилення, і систематичне зміщення прогнозу. Якщо похибки розподілені нормально, відхилення в один бік не перевищують $z\sigma$ з імовірністю 0,99 за $z = 2{,}33$. Тому резерв на покриття похибки прогнозу оцінюють як

$$R = z\sigma, \tag{3.9}$$

де R – резерв на покриття похибки прогнозу, МВт;

z – квантиль нормального розподілу, $z = 2{,}33$.

Прогноз в інтервальному вигляді записують як $\hat{P} \pm z\sigma$ [1, п. 3.4]. Так само за історичними даними визначають обсяг резервів відновлення частоти й заміщення в Європі: за Регламентом (ЄС) 2017/1485 (ст. 157) [16] вони мають покривати небаланси блоку регулювання щонайменше протягом 99 % часу за даними не менше ніж за рік і бути не меншими за розрахунковий інцидент –

найбільший очікуваний миттєвий небаланс, зазвичай утрату найбільшої генерувальної одиниці [1, п. 3.5]. Вимоги до резервів в ОЕС України встановлює Кодекс системи передачі [6].

Для ОЕС у роботі резерв порівнюють з потужністю найбільшого енергоблока – 1 000 МВт (енергоблок АЕС). Точніший прогноз зменшує потрібний резерв і витрати ОСП на його придбання на ринку допоміжних послуг, а сторонам, відповідальним за баланс, – плату за небаланси. Оцінка за 5 добами наближена: у практиці ОСП статистику похибок накопичують щонайменше за рік, окремо для сезонів, годин і типів діб.

3.1.7 Розширене завдання: генерація СЕС і залишкове навантаження

Генерацію СЕС прогнозують за чисельними прогнозами погоди (сонячна радіація, хмарність); її похибки значно більші, ніж похибки прогнозу споживання, і швидко зростають зі збільшенням часу випередження [1, п. 3.4]. Похибку прогнозу СЕС нормують на встановлену потужність, бо вночі фактична генерація дорівнює нулю й MAPE втрачає зміст:

$$\mathrm{nMAE} = \frac{100\,\%}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{\left|P_{\mathrm{CEC},i}-\hat{P}_{\mathrm{CEC},i}\right|}{P_{\mathrm{вст}}}, \tag{3.10}$$

де nMAE – нормована середня абсолютна похибка прогнозу генерації СЕС, %;

$P_{\mathrm{CEC},i}$, $\hat{P}_{\mathrm{CEC},i}$ – фактична та прогнозна генерація СЕС в i-му інтервалі, МВт;

$P_{\mathrm{вст}}$ – встановлена потужність СЕС, МВт.

Іншим електростанціям енергосистеми доводиться покривати залишкове навантаження – споживання за вирахуванням генерації СЕС і ВЕС [1, п. 1.4]. Якщо похибки прогнозу споживання й генерації СЕС незалежні, їхні дисперсії додаються:

$$\sigma_{\mathrm{зал}} = \sqrt{\sigma^2 + \sigma_{\mathrm{CEC}}^2}, \quad R_{\mathrm{зал}} = z\sigma_{\mathrm{зал}}, \tag{3.11}$$

де $\sigma_{\mathrm{зал}}$ – середньоквадратична похибка прогнозу залишкового навантаження, МВт;

σ_{CEC} – середньоквадратична похибка прогнозу генерації СЕС, МВт;

$R_{\mathrm{зал}}$ – резерв на покриття похибки прогнозу залишкового навантаження, МВт.

Тому зростання частки ВДЕ збільшує потребу в резервах навіть за незмінної точності прогнозу споживання.

3.2 Порядок виконання роботи

Підготовка. Опрацюйте пп. 1.4, 3.3–3.5 конспекту лекцій [1] і підрозділ 3.1; підготуйте відповіді на контрольні запитання (підрозділ 3.5).

1. Відкрийте файл «ОДК_ЛР3_Прогнозування_споживання.html», введіть прізвище, ім'я, по батькові, групу, номер варіанта й натисніть «Сформувати варіант».

2. Ознайомтеся з вихідними даними на вкладці 3: таблиця 1 – параметри варіанта (тип енергосистеми, сезон, ретроспектива, доба D і прогноз її середньодобової температури, розрахункова година h^*, перевірний період, межі n і α, встановлена потужність СЕС); таблиця 2 – добові показники ретроспективи (дата, день тижня, тип доби, фактична й прогнозна середньодобова температура, $W_{доб}$, P_{max}, P_{min}); графік погодинного споживання й температури; таблиця 3 – погодинні споживання, фактична й прогнозна температура; таблиця 4 – температура й споживання робочих діб у розрахункову годину h^*. Розрахункова година – година максимуму середнього графіка робочих діб ретроспективи. Таблиці 3 і 4 копіюють в електронну таблицю кнопками «Копіювати таблицю». Фактичні дані доби D приховано до виконання завдання 4.

3. **Завдання 1.** На вкладці 4 у режимі «Завдання 1. Вибір параметрів» (рис. 3.1):

а) оберіть добу-аналог – робочу добу, середньодобова температура якої найближча до прогнозу на добу D: клацніть добу на смузі під графіком ретроспективи або на самому графіку;

б) змінюючи n кнопками «−» і «+», знайдіть кількість діб ковзного середнього з найменшою MAPE за перевірний період;

в) так само знайдіть коефіцієнт згладжування α;

г) натисніть «Перевірити вибір»; прийнятий вибір фіксується для завдань 2, 4–6, після цього відкривається таблиця прогнозів перевірного періоду.

4. **Завдання 2.** За табл. 4 вихідних даних обчисліть прогноз на годину h^* доби D методами аналога дня (споживання доби-аналога), ковзного середнього (формула (3.1)) й експоненційного згладжування (формула (3.2)) з прийнятими n і α.

5. **Завдання 3.** За табл. 4 обчисліть коефіцієнти b_{h^*}, a_{h^*} і r (формули (3.4)–(3.6)) за всіма робочими добами ретроспективи й прогноз за регресійною моделлю (3.3) з прогнозною температурою доби D у годину h^*.

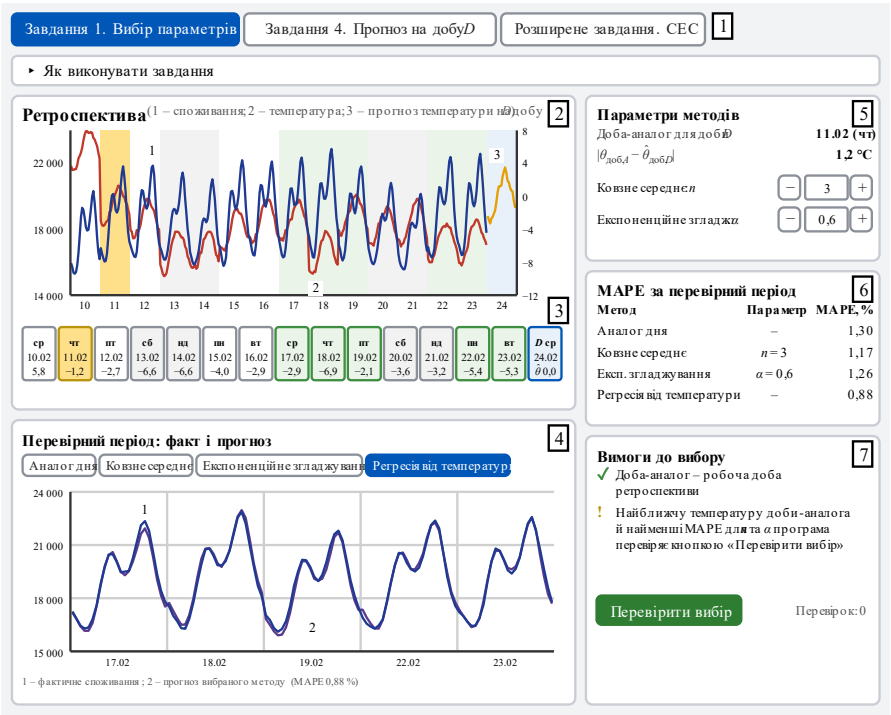
6. **Завдання 4.** Коли кожне значення завдань 2 і 3 перевірено правильно або має щонайменше три спроби, відкривається режим «Завдання 4. Прогноз на добу D». Порівняйте погодинні прогнози чотирьох методів, натисніть «Отримати фактичні дані доби D» і за таблицею «Погодинні значення» обчисліть MAPE кожного прогнозу (формула (3.7)); визначте найточніший метод.

7. **Завдання 5.** За таблицею прогнозів перевірного періоду (вкладка 4, режим завдання 1) визначте найточніший і найменш точний методи, обчисліть для них σ (формула (3.8)) і резерв (формула (3.9)), а також зменшення резерву $\Delta R = R' - R$ завдяки точнішому методу. Для ОЕС порівняйте резерви з потужністю найбільшого енергоблока 1 000 МВт.

8. **Розширене завдання** (якщо його задав викладач). У режимі «Розширене завдання. СЕС» за таблицею генерації СЕС обчисліть nMAE прогнозу на добу D (формула (3.10)), $\sigma_{\text{СЕС}}$ за перевірний період, $\sigma_{\text{зал}}$ і $R_{\text{зал}}$ (формула (3.11)) та збільшення резерву $\Delta R_{\text{СЕС}} = R_{\text{зал}} - R$.

9. Сформулюйте висновки на вкладці 6 і надрукуйте протокол.

Робочу область завдання 1 показано на рис. 3.1. На графіку й смузі діб тло позначає тип доби: сіре – вихідні, зелене – перевірний період, жовте – обрана доба-аналог, блакитне – доба D. Таблиця MAPE оновлюється одразу після зміни n чи α; графік перевірного періоду показує фактичне споживання й прогноз методу, вибраного кнопками над графіком. Найближчу температуру доби-аналога й найменші MAPE програма перевіряє лише кнопкою «Перевірити вибір».



1 – перемикач режимів; 2 – графік ретроспективи (1 – споживання; 2 – температура; 3 – прогноз температури на добу *D*); 3 – смуга діб із середньодобовою температурою; 4 – перевірний період: факт і прогноз вибраного методу; 5 – доба-аналог і параметри *n*, *α*; 6 – MAPE методів за перевірний період; 7 – вимоги до вибору й кнопка «Перевірити вибір»

Рисунок 3.1 – Робоча область завдання 1 (схематично)

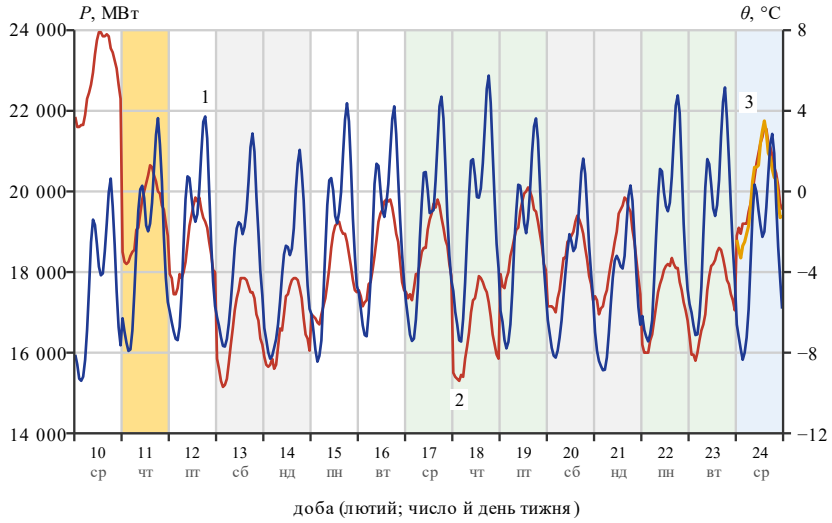
Розрахункові величини вводять на вкладці 5 з точністю, наведеною в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Величини, які вводять на вкладці 5

Завдання	Величина	Одиниця	Точність запису
2	$\hat{P}_{\text{ан}}(h^*)$	МВт	ціле
	$\hat{P}_{\text{кс}}(h^*)$, $\hat{P}_{\text{ез}}(h^*)$	МВт	0,1
3	b_{h^*}	МВт/°С	0,01
	a_{h^*}	МВт	0,1
	r	–	0,001
	$\hat{P}_{\text{рег}}(h^*)$	МВт	ціле
4	MAPE прогнозів чотирьох методів	%	0,01
	найточніший метод	–	вибір зі списку
5	найточніший і найменш точний методи	–	вибір зі списку
	σ	МВт	0,1
	R, R', ΔR	МВт	ціле
Розширене	nMAE	%	0,01
	$\sigma_{\text{СЕС}}$, $\sigma_{\text{зал}}$	МВт	0,1
	$R_{\text{зал}}$, $\Delta R_{\text{СЕС}}$	МВт	ціле

3.3 Приклад виконання (варіант 1)

Варіант 1 – ОЕС зі змішаним споживанням, зима, ретроспектива 14 діб: з 10 до 23 лютого (умовний календар), доба D – середа 24 лютого. Прогноз середньодобової температури на добу D – 0,0 °С, тоді як середня температура п’яти попередніх діб становить −3,9 °С: очікується потепління приблизно на 4 °С (рис. 3.2). У ретроспективі 10 робочих діб; перевірний період – 17, 18, 19, 22 і 23 лютого; n = 1…5. Розрахункова година h^* = 19 (інтервал 18–19 год).



1 – споживання P; 2 – фактична температура повітря θ; 3 – прогноз температури на добу D; тло: сіре – вихідні доби, зелене – перевірний період, жовте – доба-аналог, блакитне – доба D

Рисунок 3.2 – Погодинне споживання й температура повітря (варіант 1)

Завдання 1. Прогнозу 0,0 °С найближча середньодобова температура робочої доби 11 лютого (четвер) – −1,2 °С; наступна за близькістю – 19 лютого (−2,1 °С). MAPE за перевірний період залежно від параметрів наведено в табл. 3.2: найменша MAPE ковзного середнього – за n = 3 (1,17 %), експоненційного згладжування – за α = 0,6 (1,26 %).

Таблиця 3.2 – MAPE за перевірний період залежно від параметрів методів (варіант 1)

Параметр	Значення								
Кількість діб n	1	2	3	4	5				
MAPE ковзного середнього, %	1,54	1,24	1,17	1,19	1,46				
Коефіцієнт α	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
MAPE експоненційного згладжування, %	4,45	2,53	1,72	1,43	1,31	1,26	1,29	1,35	1,44

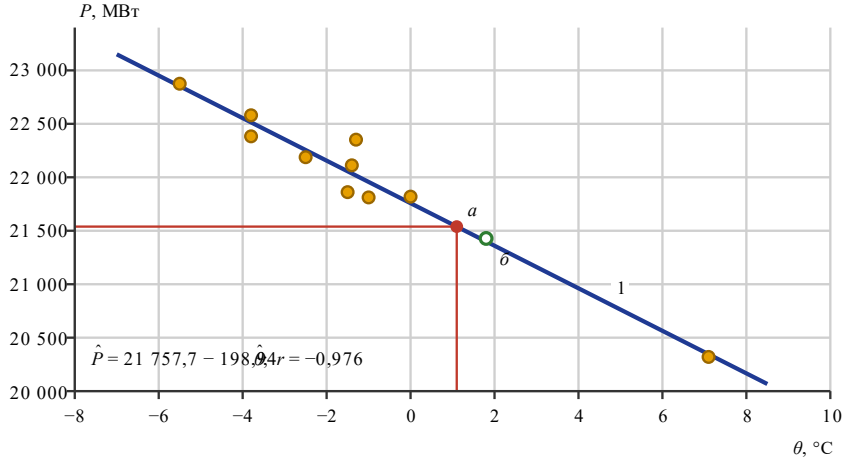
Завдання 2 і 3. Температуру й споживання робочих діб у годину h^* наведено в табл. 3.3 (вона збігається з табл. 4 вихідних даних).

Таблиця 3.3 – Робочі доби ретроспективи: температура й споживання в годину $h^{*} = 19$ (варіант 1)

№	Дата	День	θ, °C	P, МВт
1	10.02	ср	7,1	20 320
2	11.02	чт	0,0	21 819
3	12.02	пт	−1,5	21 861
4	15.02	пн	−2,5	22 188
5	16.02	вт	−1,4	22 112
6	17.02	ср	−1,3	22 352
7	18.02	чт	−5,5	22 875
8	19.02	пт	−1,0	21 812
9	22.02	пн	−3,8	22 383
10	23.02	вт	−3,8	22 580
D	24.02	ср	1,1 (прогноз)	–

Прогноз методом аналога дня – споживання доби-аналога 11.02 у годину h^{*}: $\hat{P}_{\text{ан}} = 21\,819$ МВт. Ковзне середнє за трьома останніми робочими добами $\hat{P}_{\text{кс}} = (21\,812 + 22\,383 + 22\,580) / 3 = 22\,258{,}3$ МВт. Експоненційне згладжування з $\alpha = 0{,}6$ починають з $\hat{P}_2 = P_1 = 20\,320$ МВт: $\hat{P}_3 = 0{,}6 \cdot 21\,819 + 0{,}4 \cdot 20\,320 = 21\,219{,}4$ МВт, $\hat{P}_4 = 0{,}6 \cdot 21\,861 + 0{,}4 \cdot 21\,219{,}4 = 21\,604{,}4$ МВт і так далі; після останньої робочої доби (23.02) отримують $\hat{P}_{\text{ез}} = 22\,461{,}4$ МВт.

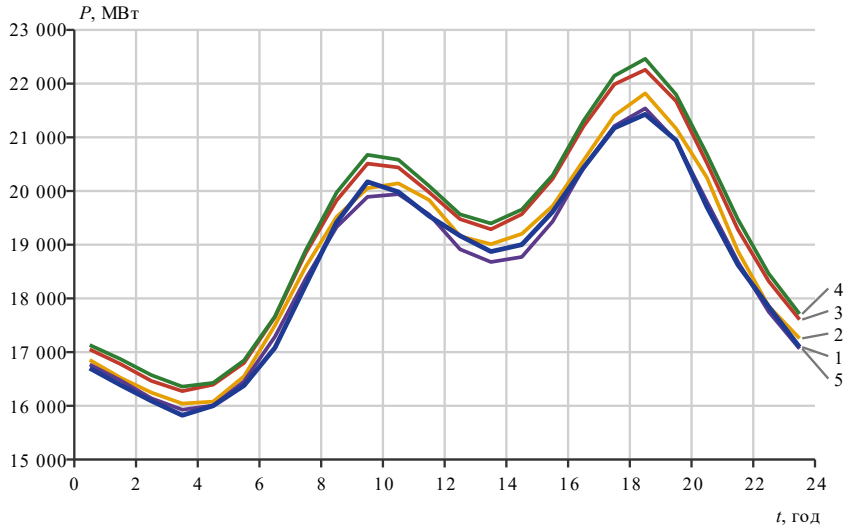
Для регресії середні значення за 10 робочими добами $\overline{\theta} = -1{,}37$ °C, $\overline{P} = 22\,030{,}2$ МВт. За формулами (3.4)–(3.6) $b_{19} = -198{,}94$ МВт/°C, $a_{19} = 22\,030{,}2 - (-198{,}94) \cdot (-1{,}37) = 21\,757{,}7$ МВт, $r = -0{,}976$: зв’язок тісний, кожен градус потепління зменшує споживання в годину максимуму приблизно на 199 МВт (рис. 3.3). Прогноз за моделлю (3.3) з прогнозною температурою 1,1 °C $\hat{P}_{\text{рег}} = 21\,757{,}7 - 198{,}94 \cdot 1{,}1 = 21\,538{,}8$ МВт.



1 – лінія регресії; точки – робочі доби ретроспективи; *а* – прогноз на добу *D* за прогнозною температурою; *б* – фактичне споживання доби *D* (21 428 МВт за 1,8 °С)

Рисунок 3.3 – Регресія споживання від температури повітря для години h^* = 19 (варіант 1)

Завдання 4. Прогнози чотирьох методів і фактичне споживання доби *D* показано на рис. 3.4. MAPE становить: аналог дня – 1,06 %, ковзне середнє – 2,83 %, експоненційне згладжування – 3,40 %, регресія – 0,55 %; найточніша регресія. Ковзне середнє й експоненційне згладжування спираються на холодніші попередні доби й не враховують потепління, тому завищили прогноз у години максимуму на 830 і 1 033 МВт. Температура доби-аналога 11.02 близька до прогнозу на добу *D*, тому її графік ближчий до факту; регресія врахувала прогноз температури й дала найменшу похибку.



1 – фактичне споживання; 2 – прогноз методом аналога дня; 3 – ковзним середнім (n = 3); 4 – експоненційним згладжуванням (α = 0,6); 5 – за регресійною моделлю від температури

Рисунок 3.4 – Фактичне та прогнозне споживання на добу D (варіант 1)

Завдання 5. За перевірний період найточніша регресія (MAPE 0,88 %, σ = 206,8 МВт), найменш точний – аналог дня (MAPE 1,30 %, σ = 305,8 МВт). За формулою (3.9) $R = 2{,}33 \cdot 206{,}8 = 482$ МВт і $R' = 2{,}33 \cdot 305{,}8 = 712$ МВт, тобто точніший метод зменшує резерв на $\Delta R = 231$ МВт. Обидва значення менші за потужність найбільшого енергоблока 1 000 МВт, тому в ОЕС визначальним для обсягу резерву залишається розрахунковий інцидент, а точніший прогноз зменшує частоту й обсяг його використання та плату за небаланси.

Розширене завдання. Встановлена потужність СЕС – 5 100 МВт. На добу D nMAE прогнозу СЕС становить 0,89 %, за перевірний період $\sigma_{СЕС}$ = 93,7 МВт. За формулою (3.11) $\sigma_{зал} = \sqrt{(206{,}8^2 + 93{,}7^2)} = 227{,}0$ МВт, $R_{зал} = 2{,}33 \cdot 227{,}0 = 529$ МВт, тобто похибка прогнозу СЕС збільшує резерв на $\Delta R_{СЕС}$ = 47 МВт. Результати наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати завдань 1–5 і розширеного завдання для варіанта 1

Величина	Значення	Одиниця
Доба-аналог; n; α	11.02; 3; 0,6	–
Прогноз методом аналога дня $\hat{P}_{\text{ан}}(h^*)$	21 819	МВт
Прогноз ковзним середнім $\hat{P}_{\text{кс}}(h^*)$	22 258,3	МВт
Прогноз експоненційним згладжуванням $\hat{P}_{\text{ез}}(h^*)$	22 461,4	МВт
Коефіцієнт регресії b_{19}	−198,94	МВт/°С
Коефіцієнт регресії a_{19}	21 757,7	МВт
Коефіцієнт кореляції r	−0,976	–
Прогноз за регресійною моделлю $\hat{P}_{\text{рег}}(h^*)$	21 538,8	МВт
MAPE на добу D: аналог дня / ковзне середнє / експоненційне згладжування / регресія	1,06 / 2,83 / 3,40 / 0,55	%
Найточніший метод на добу D	регресія	–
Найточніший / найменш точний метод за перевірний період	регресія / аналог дня	–
Середньоквадратична похибка найточнішого методу σ	206,8	МВт
Резерв R; R'; зменшення резерву ΔR	482; 712; 231	МВт
nMAE прогнозу СЕС на добу D	0,89	%
$\sigma_{\text{СЕС}}$; $\sigma_{\text{зал}}$	93,7; 227,0	МВт
$R_{\text{зал}}$; $\Delta R_{\text{СЕС}}$	529; 47	МВт

Результати завдань 2–6 не залежать від дій здобувача, крім вибору в завданні 1, тому в усіх здобувачів варіанта 1 вони однакові.

3.4 Зміст звіту

Звітом є протокол, який друкує програма (5–6 с.). Він містить:

– шапку (ЦНТУ, кафедра, «ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 3», назва роботи й дисципліни), прізвище, групу, варіант і дату;

– розділ 1 «Вихідні дані» – параметри варіанта, добові показники ретроспективи й доби D, рисунок погодинного споживання й температури повітря;

– розділ 2 «Вибір параметрів і прогноз на розрахункову годину (завдання 1–3)» – прийнятий вибір, таблицю MAPE перевірного періоду залежно від n і α, таблицю температури й споживання робочих діб у годину h^*, таблицю результатів з кількістю перевірок вибору і спроб;

– розділ 3 «Прогноз на добу D і його точність (завдання 4)» – рисунок і таблицю фактичного й прогнозного споживання, результати;

– розділ 4 «Резерв на покриття похибки прогнозу (завдання 5)» – таблицю похибок чотирьох методів за перевірний період і на добу D (друкується, коли завдання 4 і 5 виконано правильно), результати;

– розділ 5 «Розширене завдання» (якщо його виконано) – рисунок генерації СЕС на добу D і результати;

– висновки, контрольний код і підписи здобувача та викладача.

У висновках зазначте: який метод виявився найточнішим за перевірним періодом і на добу D і чому; як на точність вплинули зміна температури й тенденція; який резерв потрібен для покриття похибок прогнозу і як його зменшує точніший метод (для ОЕС – порівняння з потужністю найбільшого енергоблока 1 000 МВт); для розширеного завдання – як похибка прогнозу СЕС збільшує потребу в резервах.

3.5 Контрольні запитання

1. Для яких задач оперативно-диспетчерського керування потрібен короткостроковий прогноз споживання? Хто його складає?

2. Від яких чинників залежить погодинне споживання енергосистеми? Чому прогноз для робочої доби будують за робочими добами?

3. Як обирають добу-аналог? Які недоліки має метод аналога дня?

4. Запишіть формулу ковзного середнього (3.1). Як кількість діб n впливає на прогноз?

5. Запишіть формулу експоненційного згладжування (3.2). Як вибір α впливає на реакцію прогнозу на зміну тенденції й на випадкові коливання?

6. Як визначають коефіцієнти регресійної моделі (3.3)? Чому знак b_h узимку й улітку різний?

7. Що характеризує коефіцієнт кореляції? Як точність прогнозу погоди впливає на точність регресійного прогнозу?

8. Запишіть формулу MAPE (3.7). Які обмеження має цей показник?

9. Навіщо параметри методів добирають за перевірним періодом, а не за добою, яку прогнозують?

10. Чим середньоквадратична похибка відрізняється від MAPE? Як за нею оцінюють резерв на покриття похибки прогнозу?

11. Як визначають обсяг резервів відновлення частоти за Регламентом (ЄС) 2017/1485? Як похибки прогнозу СЕС впливають на потребу в резервах?

Рекомендовані джерела: [1; 6; 15; 16].

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 4. ОПЕРАТИВНІ ПЕРЕМИКАННЯ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

Мета роботи: набути навичок виконання оперативних перемикань на підстанції 110/10 кВ за схемою містка: складати послідовність операцій під час виведення обладнання в ремонт і введення його в роботу, виконувати перемикання за бланком з урахуванням оперативних блокувань, режиму нейтралі трансформаторів, умов паралельної роботи трансформаторів і взаємодії з диспетчером ОСР; навчитися перевіряти бланк перемикань, складений іншим працівником, і діяти в разі відмови оперативного блокування.

Тривалість роботи – 2 год. Розширене завдання виконують у межах СРС, якщо його задав викладач.

4.1 Теоретичні відомості

Матеріал роботи детально викладено в конспекті лекцій [1, пп. 4.6, 4.7, табл. 4.3, рис. 4.5, дод. А]. Основний нормативний документ – Правила виконання оперативних перемикань в електроустановках [17]; вимоги до заявок на виведення обладнання з роботи в системі розподілу встановлює Кодекс систем розподілу [18].

Дані роботи синтетичні: схема ПС «Центральна», навантаження й телевимірювання умовні. Модель спрощено: перемикання виконує одна особа (у реальній установці складні перемикання виконують двоє – виконавець і контролююча особа); операції на протилежних кінцях ПЛ і в мережі 10 кВ виконують за запитом диспетчера ОСР; потокорозподіл наближений – навантаження фідерів незмінне, паралельні трансформатори завантажені порівну.

4.1.1 Оперативні перемикання й бланк перемикань

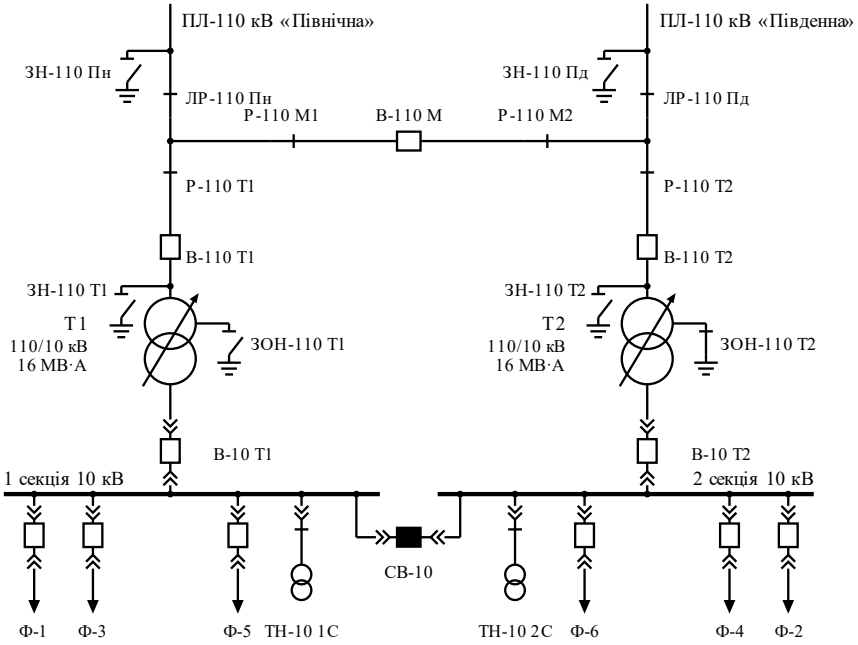
Оперативні перемикання – цілеспрямовані дії оперативного персоналу комутаційними апаратами й перемикальними пристроями в колах РЗА і протиаварійної автоматики з метою змінити схему з’єднань, режим роботи або стан обладнання [1, п. 4.6]. Обладнання виводять у ремонт за дозволеною заявкою; планові заявки подають заздалегідь, термінові й аварійні – негайно [18]. Складні перемикання виконують за бланком перемикань не менше ніж дві особи, одна з яких – контролююча [17].

Бланк складають для конкретного обладнання й конкретної схеми. У ньому почергово записують усі операції з комутаційними апаратами, у колах РЗА і перевірочні операції: перевірку вимкненого положення вимикача перед операціями з роз'єднувачами, цілісності опорно-стрижневих ізоляторів роз'єднувачів, відсутності напруги перед заземленням, відсутності заземлень перед поданням напруги. Кожну операцію записують окремим рядком у наказовій формі; операції, які виконують лише за окремим розпорядженням диспетчера, позначають «Виконується за розпорядженням диспетчера». Під час перемикань змінювати бланк заборонено: якщо виникли сумніви або змінилася схема, перемикання припиняють і звертаються до диспетчера [17].

У роботі бланк формується автоматично з дій здобувача, тому порядок рядків у ньому – це порядок, у якому виконано дії. Однотипні послідовні операції (вивішування плакатів, перемикання РПН) записуються одним рядком, як у прикладі бланка [1, дод. А].

4.1.2 Схема підстанції

Схему ПС 110/10 кВ «Центральна» наведено на рис. 4.1; вона збігається зі схемою [1, рис. 4.5]. Зі сторони 110 кВ підстанцію виконано за схемою містка з вимикачами в колах трансформаторів: ПЛ-110 кВ «Північна» і «Південна» приєднано через лінійні роз'єднувачі ЛР-110 Пн і ЛР-110 Пд без вимикачів, між вузлами Т1 і Т2 – місток Р-110 М1 – В-110 М – Р-110 М2. Трансформатори Т1 і Т2 (16 МВ·А, 115/11 кВ, $u_к$ = 10,5 %, РПН ±9 × 1,78 %) живлять дві секції КРУ 10 кВ через висувні вимикачі В-10 Т1 і В-10 Т2; секційний вимикач СВ-10 нормально вимкнений, на ньому діє АВР.



ПЛ – повітряна лінія; ЛР – лінійний роз'єднувач; Р – роз'єднувач; В – вимикач; ЗН – заземлювальний ніж; ЗОН – заземлювач нейтралі; СВ – секційний вимикач; ТН – трансформатор напруги; Ф – фідер 10 кВ; білий прямокутник – вимикач увімкнений, чорний – вимкнений

Рисунок 4.1 – Схема ПС 110/10 кВ «Центральна» в нормальному стані (варіант 1)

Нейтраль обмотки 110 кВ одного з трансформаторів заземлено через ЗОН-110, другого – розземлено; режим заземлення нейтралей мережі 110 кВ визначає диспетчер. Фідери Ф-3 і Ф-4 мають резервне живлення з мережі 10 кВ від сусідніх ПС 35/10 кВ «Степова» і «Лісова»: переведення виконує ОДС РЕМ за запитом диспетчера ОСР. Вимикачі В-110 Т1, В-110 Т2, В-110 М, ЛР і ЗН ліній, ЗОН-110 і вимикачі фідерів Ф-3, Ф-4 перебувають в оперативному керуванні диспетчера ОСР – операції з ними виконують лише за його розпорядженням; решта обладнання – в оперативному віданні, його перемикають без окремого розпорядження за бланком, погодженим під час дозволу заявки.

Варіант задає об'єкт виведення в ремонт (Т1, Т2, ПЛ «Північна», ПЛ «Південна» або В-110 М) і конфігурацію схеми: транзит 110 кВ через місток замкнений або розімкнений, нейтралі заземлено як на рис. 4.1 або навпаки, по-

ложення РПН однакові або різні, навантаження допустиме для одного трансформатора або потребує переведення фідера на резервне живлення, блокування справне або один роз'єднувач має несправний блокувальний пристрій.

4.1.3 Послідовність операцій

Роз'єднувач не призначений для вимикання струму навантаження: розірвати такий струм під напругою він не може, між контактами виникає дуга. Роз'єднувачами дозволено вмикати й вимикати лише невеликі струми – зарядні струми шин і ненавантажених ліній, струми намагнічування трансформаторів, струми трансформаторів напруги [1, п. 4.7; 17]. Звідси загальне правило: струм навантаження вмикає й вимикає тільки вимикач, а роз'єднувачі (у КРУ – висувні елементи) створюють видимий розрив і працюють лише тоді, коли вимикач вимкнено. Під час виведення обладнання в ремонт вимикачі вимикають спочатку з боку навантаження, потім з боку живлення; вмикають у зворотному порядку.

Узагальнену послідовність наведено в табл. 4.3 конспекту [1]: режимна підготовка (перевірка допустимості, переведення навантаження, виведення АВР і АПВ) → вимкнення вимикачів → перевірка їхнього положення на місці → вимкнення роз'єднувачів → заходи проти помилкового ввімкнення (плакати, зняття оперативного струму, виведення дії захистів на суміжне обладнання) → перевірка відсутності напруги й заземлення (спочатку стаціонарні ЗН, потім ПЗ). Введення в роботу виконують у зворотному порядку після закриття наряду й перевірки відсутності заземлень.

Правила [17] доповнюють цю послідовність вимогами, які програма перевіряє:

– положення вимикача перед операціями з роз'єднувачами перевіряють на місці (для 110 кВ – пофазно);

– на час операцій з роз'єднувачами 110 кВ, що перебувають під напругою, виводять АПВ з усіх боків, звідки на роз'єднувач може бути повторно подано напругу в разі його пошкодження; АПВ ПЛ-110 кВ на протилежних кінцях виводить і вводить диспетчер ОСР за запитом;

– вмикати й вимикати струм намагнічування трансформатора з неповною ізоляцією нейтралі, що працює з розземленою нейтраллю, можна лише після заземлення нейтралі (увімкнення ЗОН-110);

– перед заземленням ПЛ і перед поданням на неї напруги диспетчер повідомляє про стан ЛР і ЗН на протилежному кінці лінії: блокування діє лише в межах однієї підстанції.

4.1.4 Оперативні блокування

Оперативні блокування не дозволяють операцій, що ведуть до найнебезпечніших помилок: операції роз'єднувачем під навантаженням, увімкнення ЗН на ділянку під напругою, увімкнення роз'єднувача за ввімкненого ЗН [1, п. 4.7]. На мнемосхемі реалізовано логічні блокування (як у мікропроцесорних терміналах приєднань) і механічне блокування візків КРУ (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Оперативні блокування мнемосхеми

Апарат	Операцію дозволено, якщо
Р-110 Т1 (Т2)	В-110 Т1 (Т2) і ЗН-110 Т1 (Т2) вимкнені
ЗН-110 Т1 (Т2)	Р-110 Т1 (Т2) вимкнений
ЛР-110 Пн (Пд)	В-110 Т1 (Т2), В-110 М і ЗН-110 Пн (Пд) вимкнені
ЗН-110 Пн (Пд)	ЛР-110 Пн (Пд) вимкнений; стану протилежного кінця ПЛ блокування не контролює
Р-110 М1, Р-110 М2	В-110 М вимкнений
Візки В-10 Т1, В-10 Т2, СВ-10	вимикач вимкнений (механічне блокування)
ЗОН-110, ПЗ	блокування немає

Межі блокувань показано навмисно. ЗН-110 Т1 не блокується з В-10 Т1: якщо трансформатор залишився приєднаним до шин 10 кВ, на його вводи 110 кВ подається напруга зворотною трансформацією. ПЗ блокування не мають зовсім. Від цих помилок захищає лише перевірка відсутності напруги покажчиком. Якщо блокувальний пристрій апарата несправний, усі перемикання в розподільній установці виконують лише за бланком і не менше ніж двома особами [17]; у варіантах з несправним блокуванням воно не зупинить операцію роз'єднувачем під навантаженням.

4.1.5 Особливості схеми містка

Щоб вивести в ремонт ПЛ, її вимикають з протилежного кінця, а з боку ПС знеструмлюють вузол, вимкнувши В-110 трансформатора й В-110 М; після вимкнення ЛР трансформатор знову вмикають – тепер через місток від другої лінії. Тому виведення ПЛ, як і виведення трансформатора, вимагає тимчасово перевести навантаження секції на інший трансформатор. Якщо транзит 110 кВ нормально розімкнений (В-110 М вимкнений), трансформатори живляться від

різних ліній; увімкнення СВ-10 за такої схеми замкнуло б транзит 110 кВ через мережу 10 кВ, тому перед переведенням навантаження за розпорядженням диспетчера вмикають В-110 М.

Перед увімкненням СВ-10 перевіряють, що сумарне навантаження секцій допустиме для трансформатора, який залишається в роботі, а положення РПН обох трансформаторів однакові, і виводять АВР СВ-10. Якщо навантаження перевищує допустиме, частину його переводять на резервне живлення: ОДС РЕМ замикає точку поділу з фідером сусідньої ПС, після чого на ПС «Центральна» вимикають вимикач фідера. Якщо трансформатор, що виводиться в ремонт, мав заземлену нейтраль, за розпорядженням диспетчера заземлюють нейтраль трансформатора, який залишається в роботі.

4.1.6 Розрахунки допустимості перемикань

Струм приєднання визначають за потужністю й лінійною напругою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}, \tag{4.1}$$

де I – струм приєднання, кА;

S – повна потужність, МВ·А;

U – лінійна напруга в місці вимірювання, кВ.

Щоб отримати струм в амперах, результат множать на 1 000. Коефіцієнт завантаження трансформатора, який залишається в роботі й живить обидві секції,

$$k_{\text{з}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{ном}}}, \tag{4.2}$$

де S_{Σ} – сумарне навантаження 1 і 2 секцій 10 кВ, МВ·А;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

У ремонтній схемі $k_{\text{з}}$ не має перевищувати 1. Якщо $k_{\text{з}} > 1$, частину навантаження переводять на резервне живлення, і коефіцієнт завантаження стає

$$k'_{\text{з}} = \frac{S_{\Sigma} - S_{\text{ф}}}{S_{\text{ном}}}, \tag{4.3}$$

де $S_{\text{ф}}$ – навантаження фідера, переведеного на резервне живлення, МВ·А.

Роз’єднувач Р-110 трансформатора під час виведення в ремонт вимикає лише струм намагнічування з боку ВН:

$$I_0 = \frac{i_0}{100} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U}, \tag{4.4}$$

де i_0 – струм холостого ходу трансформатора, %.

Зарядний струм ненавантаженої ПЛ

$$I_{\text{с}} = \frac{U b_0 l}{\sqrt{3}}, \tag{4.5}$$

де U – лінійна напруга, В;

b_0 – питома ємнісна провідність ПЛ, См/км;

l – довжина ПЛ, км.

Наприклад, для ПЛ «Північна» варіанта 1 (l = 43 км, $b_0 = 2{,}74 \cdot 10^{-6}$ См/км, U = 113,2 кВ) $I_{\text{с}} = 113\,200 \cdot 2{,}74 \cdot 10^{-6} \cdot 43 / \sqrt{3} = 7{,}70$ А, тоді як струм навантаження цієї лінії становить 18,5 А. Роз’єднувачами вимикають лише ненавантажену лінію.

Якщо трансформатори з однаковою напругою короткого замикання ввімкнути паралельно за різних положень РПН, між ними протікає вирівнювальний струм, який з боку НН наближено дорівнює

$$I_{\text{вир}} \approx \frac{\Delta n \cdot \Delta U_{\text{щ}}}{u_{\text{к}1} + u_{\text{к}2}} \cdot I_{\text{ном,НН}}, \tag{4.6}$$

$$I_{\text{ном,НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном,НН}}}, \tag{4.7}$$

де Δn – різниця положень РПН, щаблів;

$\Delta U_{\text{щ}}$ – щабель регулювання, %;

$u_{\text{к}1}$, $u_{\text{к}2}$ – напруги короткого замикання трансформаторів, %;

$I_{\text{ном,НН}}$ – номінальний струм обмотки НН, кА;

$U_{\text{ном,НН}}$ – номінальна напруга обмотки НН, кВ.

Для трансформаторів ПС «Центральна» $I_{\text{ном,НН}} = 16 / (\sqrt{3} \cdot 11) = 0{,}840$ кА. Різниця у два щаблі дає $I_{\text{вир}} \approx 2 \cdot 1{,}78 / 21 \cdot 839{,}8 = 142$ А, тобто 17 % номінального струму: вирівнювальний струм додатково завантажує обидва трансформатори й не виконує корисної роботи, тому положення РПН перед паралельним увімкненням зрівнюють.

4.1.7 Взаємодія з диспетчером ОСР і деблокування

Операції з обладнанням, що перебуває в оперативному керуванні диспетчера ОСР, виконують лише за його розпорядженням; у програмі розпорядження отримують окремою дією «Отримати розпорядження диспетчера ОСР на операцію» перед операцією. Розпорядження стосується однієї операції; отримавши його, оперативний працівник дослівно повторює його й записує в оперативний журнал [1, п. 4.6].

Якщо блокування не дозволяє виконати операцію, перемикання припиняють і перевіряють, чи правильно обрано приєднання й апарат, чи правильне положення апаратів, з якими операції вже виконано, чи цілі запобіжники в колах блокування, чи справний електромагнітний ключ і механічна частина приводу. Якщо причину не встановлено, повідомляють диспетчера. Деблокування – крайній захід: його допускають лише після з'ясування причини відмови й перевірки на місці вимкненого положення вимикача, з дозволу уповноважених осіб. Після деблокування складають новий бланк, у якому вже виконані операції записують як перевірочні, а деблокування – окремим пунктом [1, п. 4.7; 17].

4.2 Порядок виконання роботи

Підготовка. Опрацюйте пп. 4.6, 4.7, табл. 4.3 і дод. А конспекту лекцій [1] і підрозділ 4.1; підготуйте відповіді на контрольні запитання (підрозділ 4.5).

1. Відкрийте файл «ОДК_ЛР4_Оперативні_перемикання.html», введіть прізвище, ім'я, по батькові, групу, номер варіанта й натисніть «Сформувати варіант».

2. Ознайомтеся з вихідними даними на вкладці 3: схема ПС у нормальному стані; таблиця 1 – параметри варіанта (об'єкт виведення в ремонт і номер заявки, стан транзиту 110 кВ, режим нейтралей, положення РПН, стан блокувань, резервне живлення фідерів, об'єкт розширеного завдання); таблиця 2 – параметри обладнання; таблиця 3 – телевимірювання перед перемиканнями (кнопка «Копіювати таблицю 3» переносить її в електронну таблицю); таблиця 4 – обладнання в оперативному керуванні диспетчера ОСР.

3. **Завдання 1.** Оцініть допустимість перемикань за формулами (4.1)–(4.7) і введіть результати на вкладці 5 (табл. 4.4). Для трансформатора обчисліть S_{Σ}, $k_{з}$, потребу в переведенні навантаження, $k'_{з}$, струм через СВ-10, струм трансформатора з боку 110 кВ до переведення навантаження (його розірвав би

Р-110 у разі помилки), I_0 і $I_{вир}$; для ПЛ замість I_0 – струм лінії до перемикань і її зарядний струм; для В-110 М – струм транзиту, струми ліній після розмикання транзиту й зарядні струми обох ліній.

4. **Завдання 2.** На вкладці 4 у режимі «Завдання 2. Виведення в ремонт» (рис. 4.2) виведіть об'єкт у ремонт:

а) клацніть апарат, місце встановлення ПЗ, трансформатор або назву ПЛ на мнемосхемі й виберіть дію з переліку; для апаратів в оперативному керуванні диспетчера спочатку отримайте розпорядження;

б) операції в колах РЗА, перемикання РПН виконуйте на панелі «Панель РЗА і керування», перевірки за телевимірюваннями – на панелі «Телевимірювання», запити диспетчерові (виведення АПВ, переведення фідерів, стан протилежного кінця ПЛ) – на панелі «Диспетчер ОСР»;

в) стежте за бланком: кожна дія автоматично записується в нього окремим рядком;

г) завершіть бланк дією «Повідомити про виконання перемикань» і натисніть «Перевірити бланк».

5. **Завдання 3.** Після прийняття бланка завдання 2 перейдіть у режим «Завдання 3. Введення в роботу»: почніть з повідомлення диспетчера про закриття наряду, введіть об'єкт у роботу й поверніть підстанцію до нормальної схеми; завершіть бланк повідомленням диспетчера й перевірте його.

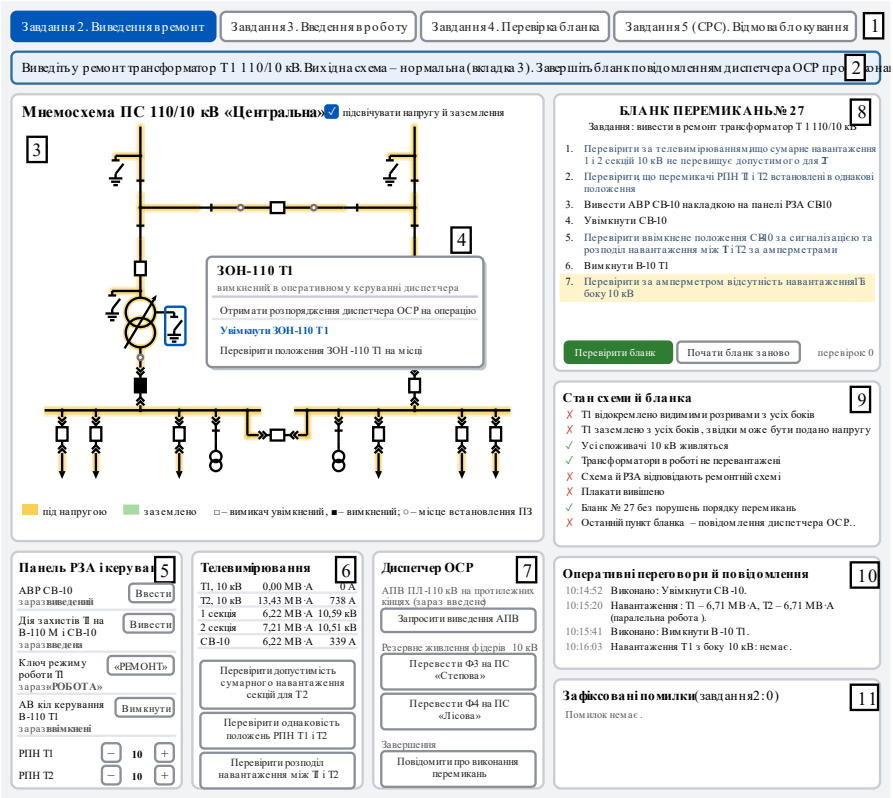
6. **Завдання 4.** У режимі «Завдання 4. Перевірка бланка» перевірте бланк, складений іншим працівником для іншого об'єкта: ви – контролююча особа. Знайдіть три рядки з помилками й на вкладці 5 укажіть їхні номери в порядку зростання та вид кожної помилки (табл. 4.3). Вид помилки зараховується лише разом з правильним номером рядка.

7. **Розширене завдання** (якщо його задав викладач). У режимі «Завдання 5 (СРС). Відмова блокування» виведіть у ремонт об'єкт розширеного завдання з нормальної схеми. Блокування одного з роз'єднувачів 110 кВ відмовить, хоча схема правильна: виконайте перевірки, передбачені Правилами [17] (підрозділ 4.1.7), повідомте диспетчера, отримайте дозвіл, деблокуйте апарат і продовжуйте перемикання за новим бланком, який програма складе автоматично.

8. Сформулюйте висновки на вкладці 6 і надрукуйте протокол.

Робочу область завдань 2, 3 і розширеного завдання показано на рис. 4.2. Мнемосхема підсвічує ділянки під напругою жовтим, заземлені – зеленим (як

на мнемосхемі автоматизованої системи керування підстанції); це підсвічування не замінює перевірки відсутності напруги покажчиком, яку потрібно виконати окремою дією. Плакати позначено на схемі: червоне «!» – «Не вмикати! Працюють люди», зелене «З» – «Заземлено». Перелік «Стан схеми й бланка» показує, які умови цільової схеми виконано; подробиці невиконаних умов програма показує лише після натискання «Перевірити бланк», і кожна така перевірка зараховується як спроба.



1 – перемикач режимів; 2 – завдання режиму; 3 – мнемосхема з підсвічуванням напруги й заземлень; 4 – перелік дій для вибраного апарата; 5 – панель РЗА і керування (АВР, дія захистів, ключі режиму, кола керування, РПН); 6 – телевимірювання й перевірки за ними; 7 – запити диспетчерові ОСР; 8 – бланк перемикань і кнопки перевірки; 9 – стан схеми й бланка; 10 – оперативні переговори й повідомлення; 11 – зафіксовані помилки

Рисунок 4.2 – Робоча область завдання 2 (схематично)

Програма фіксує помилки трьох категорій (табл. 4.2). Блокування діють так само, як у реальній установці: заблокована операція не виконується, а спроба її виконати фіксується як порушення порядку перемикань. Усі помилки зберігаються й друкуються в протоколі, навіть якщо бланк розпочато заново.

Таблиця 4.2 – Категорії помилок, які фіксує програма

Категорія	Приклади	Наслідок
А – небезпечна для людей і обладнання	операція роз'єднувачем під навантаженням або під струмом транзиту; увімкнення ЗН чи встановлення ПЗ на ділянку під напругою; подання напруги на заземлену ділянку	операцію зупинено, помилку зафіксовано
Б – режимна	знеструмлення споживачів (зокрема з дією АВР); перевантаження трансформатора; паралельна робота трансформаторів за різних положень РПН; замикання транзиту 110 кВ через мережу 10 кВ; увімкнення чи вимкнення струму намагнічування за розземленої нейтралі	операцію виконано, наслідок показано на схемі
В – порушення порядку перемикань	спроба заблокованої операції; операція без розпорядження диспетчера; пропущена перевірка (положення апарата, ізоляторів, відсутності напруги, стану протилежного кінця ПЛ, положень РПН, навантаження); не виведено АВР чи АПВ; ПЗ раніше за ЗН; плакат «Заземлено» до заземлення; порушено послідовність вимикачів; введення в роботу без закриття наряду	бланк непридатний: «Почати бланк заново» (новий номер бланка)

Бланк з порушенням категорії В не приймається: Правила забороняють змінювати бланк під час перемикань, тому кнопка «Почати бланк заново» перекреслює його й повертає схему до вихідного стану. Кількість розпочатих бланків, перевірок і помилок друкується в протоколі.

Помилки в бланку завдання 4 належать до видів, наведених у табл. 4.3; три помилки бланка завжди різного виду.

Таблиця 4.3 – Види помилок у бланку перемикань (завдання 4)

Вид помилки	Ознака в бланку
Не перевірено відсутність напруги перед заземленням	перед увімкненням ЗН або встановленням ПЗ немає перевірки відсутності напруги покажчиком
Не отримано повідомлення про стан протилежного кінця ПЛ	ПЛ заземлено без повідомлення диспетчера про стан ЛР-110 і ЗН-110 на протилежній ПС
Порушено послідовність вимкнення вимикачів	вимикач з боку живлення вимкнено раніше за вимикач з боку навантаження
Не заземлено нейтраль трансформатора	струм намагнічування трансформатора з розземленою нейтраллю вимикають без попереднього ввімкнення ЗОН-110
Не перевірено відсутність навантаження трансформатора	трансформатор вимикають з боку 110 кВ без перевірки за амперметром, що його навантаження переведено
Не виведено АВР	СВ-10 вмикають без виведення АВР СВ-10
Не перевірено допустимість сумарного навантаження	навантаження обох секцій переводять на один трансформатор без перевірки за телевимірюваннями
Не перевірено положення вимикача перед операцією з роз'єднувачем	перед операцією з роз'єднувачем немає перевірки вимкненого положення вимикача на місці
Помилкова диспетчерська назва апарата	у рядку названо апарат іншого приєднання
Не виведено АПВ на час операцій з роз'єднувачами 110 кВ	перед операцією з роз'єднувачем 110 кВ немає повідомлення диспетчера про виведення АПВ на протилежних кінцях ПЛ
Плакат «Заземлено» вивішено до заземлення	плакат вивішено раніше, ніж увімкнено ЗН (установлено ПЗ)
ПЗ установлено раніше за стаціонарний ЗН	порушено порядок «спочатку стаціонарні ЗН, потім ПЗ»

Розрахункові величини завдань 1 і 4 вводять на вкладці 5 з точністю, наведеною в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Величини, які вводять на вкладці 5

Об'єкт	Величина	Одиниця	Точність запису
Т1, Т2, ПЛ	S_Σ	МВ·А	0,01
	$k_з$, $k'_з$	–	0,001
	потреба в переведенні навантаження	–	вибір зі списку
	струм через СВ-10; $I_{вир}$	А	ціле
	струм трансформатора з боку 110 кВ до переведення навантаження	А	0,1
Т1, Т2	I_0	А	0,01
ПЛ	струм ПЛ до перемикань	А	0,1
	$I_с$	А	0,01
В-110 М	струм транзиту; струми ПЛ після розмикання транзиту	А	0,1
	$I_с$ обох ПЛ	А	0,01
Завдання 4	номери рядків з помилками	–	ціле
	вид кожної помилки	–	вибір зі списку

4.3 Приклад виконання (варіант 1)

У варіанті 1 у ремонт виводять трансформатор Т1 за заявкою № 384; конфігурація схеми нормальна (рис. 4.1): транзит 110 кВ замкнений, нейтраль Т1 розземлена, Т2 – заземлена, РПН обох трансформаторів у положенні 10, блокування справні. Вихідні дані наведено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Вихідні дані варіанта 1

Величина	Значення	Одиниця
Навантаження фідерів 1 секції Ф-1 / Ф-3 / Ф-5	2,30 / 2,33 / 1,59	МВ·А
Навантаження фідерів 2 секції Ф-2 / Ф-4 / Ф-6	1,80 / 2,86 / 2,55	МВ·А
Навантаження секцій S_1 / S_2	6,22 / 7,21	МВ·А
Напруга 1 / 2 секції 10 кВ	10,59 / 10,51	кВ
Напруга на шинах 110 кВ U	113,2	кВ
Переток через В-110 М (від ПЛ «Південна» до ПЛ «Північна»)	2,6	МВ·А
Переток ПЛ «Північна» / «Південна» до ПС	3,62 / 9,81	МВ·А
Струм холостого ходу Т1, Т2 i_0	0,61	%
Довжина ПЛ «Північна» / «Південна» l	43 / 42	км

Завдання 1. Сумарне навантаження секцій S_Σ = 6,22 + 7,21 = 13,43 МВ·А; коефіцієнт завантаження Т2, якщо він живитиме обидві секції, за формулою (4.2) $k_з$ = 13,43 / 16 = 0,839. Перевантаження немає, тому переводити навантаження на резервне живлення не потрібно, $k'_з = k_з$ = 0,839. Після переведення

1 секції на Т2 через СВ-10 проходить її навантаження: за формулою (4.1) $I_{СВ}$ = 6,22 / (√3 · 10,59) = 0,339 кА = 339 А.

До переведення навантаження Т1 з боку 110 кВ проводить струм I = 6,22 / (√3 · 113,2) = 0,0317 кА = 31,7 А – саме його розірвав би Р-110 Т1 у разі помилки. Після вимкнення В-10 Т1 і В-110 Т1 роз'єднувач вимикає лише ненавантажений трансформатор, а за формулою (4.4) струм намагнічування I_0 = 0,61 / 100 · 16 / (√3 · 113,2) = 0,000498 кА = 0,50 А. Положення РПН однакові, тому $I_{вир}$ = 0.

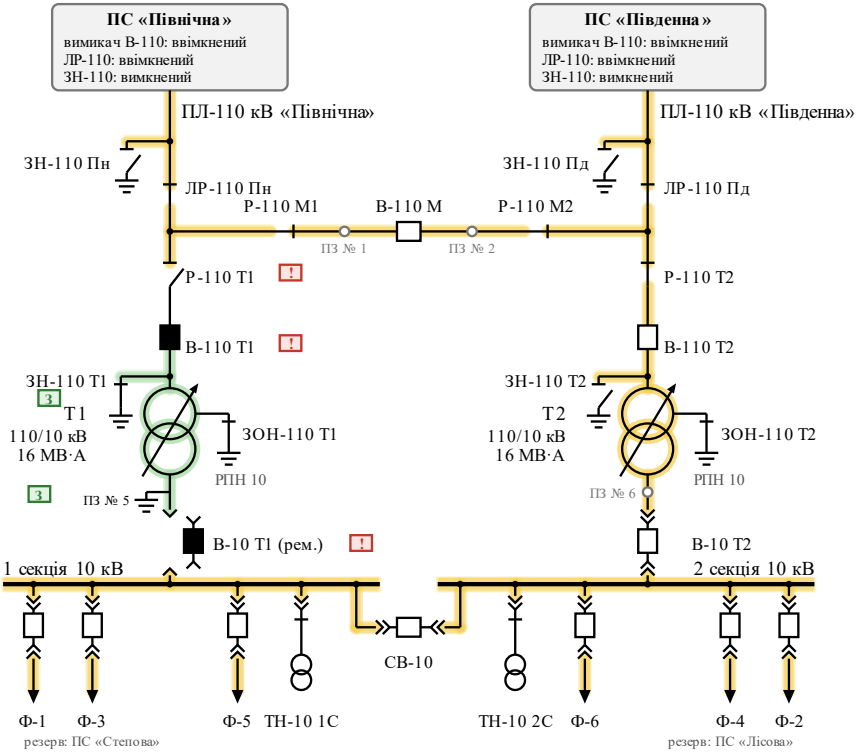
Завдання 2. Бланк перемикань № 27 на виведення Т1 в ремонт наведено в табл. 4.6. Він відповідає прикладу бланка конспекту [1, дод. А]; рядки 15 і 19 – взаємодія з диспетчером ОСР щодо АПВ ПЛ-110 кВ на протилежних кінцях, яку вимагають Правила [17].

Таблиця 4.6 – Бланк перемикань № 27 на виведення Т1 в ремонт (варіант 1)

№	Операція
1	Перевірити за телевимірюваннями, що сумарне навантаження 1 і 2 секцій 10 кВ не перевищує допустимого для Т2
2	Перевірити, що перемикачі РПН Т1 і Т2 встановлені в однакові положення
3	Вивести АВР СВ-10 накладкою на панелі РЗА СВ-10
4	Увімкнути СВ-10
5	Перевірити ввімкнене положення СВ-10 за сигналізацією та розподіл навантаження між Т1 і Т2 за амперметрами
6	Вимкнути В-10 Т1
7	Перевірити за амперметром відсутність навантаження Т1 з боку 10 кВ
8	Увімкнути ЗОН-110 Т1 *Виконується за розпорядженням диспетчера*
9	Перевірити ввімкнене положення ЗОН-110 Т1 на місці
10	Вимкнути В-110 Т1 *Виконується за розпорядженням диспетчера*
11	Перевірити вимкнене положення В-10 Т1 на місці
12	Перевести візок В-10 Т1 у ремонтне положення
13	Перевірити вимкнене положення В-110 Т1 на місці пофазно
14	Установити ключ режиму роботи приєднання Т1 у положення «РЕМОНТ»
15	Отримати від диспетчера ОСР повідомлення про виведення АПВ ПЛ-110 кВ «Північна» і «Південна» на протилежних кінцях
16	Перевірити цілісність опорно-стрижневих ізоляторів Р-110 Т1
17	Вимкнути Р-110 Т1
18	Перевірити вимкнене положення ножів Р-110 Т1 кожної фази
19	Повідомити диспетчера ОСР про завершення операцій з Р-110 Т1
20	Вимкнути автоматичні вимикачі кіл керування В-110 Т1
21	Вивести дію захистів Т1 на вимкнення В-110 М і СВ-10 накладками на панелі захистів Т1

№	Операція
22	Вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди» на ключах керування В-110 Т1, В-10 Т1 і на приводі Р-110 Т1
23	Перевірити відсутність напруги на вводах 110 кВ Т1 покажчиком напруги
24	Увімкнути ЗН-110 Т1
25	Перевірити ввімкнене положення ЗН-110 Т1 кожної фази
26	Перевірити відсутність напруги на вводах 10 кВ Т1 покажчиком напруги
27	Установити ПЗ № 5 на вводах 10 кВ Т1
28	Вивісити плакати «Заземлено» на приводі ЗН-110 Т1 і в місці встановлення ПЗ № 5
29	Повідомити диспетчера ОСР про виконання перемикань

Рядки 1–7 – режимна підготовка: навантаження 1 секції переведено на Т2 без перерви живлення ($k_з$ = 0,839), АВР виведено, щоб він не спрацював під час перемикань. Рядки 8–9: нейтраль Т1 розземлена, тому перед вимкненням струму намагнічування за розпорядженням диспетчера вмикають ЗОН-110 Т1 (неповна ізоляція нейтралі). Рядки 10–14 – вимкнення вимикача з боку живлення, видимий розрив з боку 10 кВ (візок у ремонтному положенні), перевірка положення вимикачів на місці й переведення ключа режиму приєднання в положення «РЕМОНТ». Рядки 15–19 – операція з роз'єднувачем 110 кВ на час виведеного АПВ ПЛ на протилежних кінцях. Рядки 20–22 – заходи проти помилкового ввімкнення, 23–28 – заземлення спочатку стаціонарним ЗН, потім ПЗ, кожне після перевірки відсутності напруги. Схему після виведення Т1 в ремонт показано на рис. 4.3.



Жовтим підсвічено ділянки під напругою, зеленим – заземлені; червоні позначки «!» – плакати «Не вмикати! Працюють люди», зелені «З» – плакати «Заземлено»; білий прямокутник – вимикач увімкнений, чорний – вимкнений; угорі – стан апаратів на протилежних кінцях ПЛ

Рисунок 4.3 – Схема ПС після виведення Т1 в ремонт (варіант 1)

Завдання 3. Бланк № 28 на введення Т1 в роботу містить 27 рядків і повторює операції завдання 2 у зворотному порядку. Його починають з повідомлення диспетчера про закриття наряду № 35 (рядок 1); далі знімають плакати «Заземлено», ПЗ № 5 і вимикають ЗН-110 Т1 (спочатку переносне, потім стаціонарне заземлення) і перевіряють відсутність заземлень на Т1 (рядки 2–6). Після зняття плакатів «Не вмикати!» і відновлення кіл РЗА й керування (рядки 7–10) вмикають Р-110 Т1 на час виведеного АПВ (рядки 11–16) і переводять візок В-10 Т1 у робоче положення (рядки 17–18). Т1 вмикають з боку 110 кВ за заземленої нейтралі (рядок 19), після чого ЗОН-110 Т1 вимикають – нейт-

раль повертається до нормального режиму (рядки 20–21). Перевіривши однаковість положень РПН, вмикають В-10 Т1, вимикають СВ-10 і вводять АВР (рядки 22–26); останній рядок – повідомлення диспетчера про виконання перемикань.

Завдання 4. Перевірити потрібно бланк № 67 на виведення в ремонт ПЛ «Північна» (32 рядки). Фрагмент бланка з помилками наведено в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Фрагмент бланка перемикань № 67 (завдання 4, варіант 1)

№	Операція
5	Перевірити ввімкнене положення СВ-10 за сигналізацією та розподіл навантаження між Т1 і Т2 за амперметрами
6	Вимкнути В-10 Т1
7	Перевірити за амперметром відсутність навантаження Т1 з боку 10 кВ
8	Вимкнути В-110 Т1 *Виконується за розпорядженням диспетчера*
9	Вимкнути В-110 М *Виконується за розпорядженням диспетчера*
10	Отримати від диспетчера ОСР повідомлення про вимкнення ПЛ-110 кВ «Північна» вимикачем на ПС «Північна»
11	Перевірити вимкнене положення В-110 Т1 на місці пофазно
12	Перевірити вимкнене положення В-110 М на місці пофазно
13	Перевірити цілісність опорно-стрижневих ізоляторів ЛР-110 Пн
14	Вимкнути ЛР-110 Пн *Виконується за розпорядженням диспетчера*
15	Перевірити вимкнене положення ножів ЛР-110 Пн кожної фази
16	Отримати від диспетчера ОСР повідомлення про вимкнення ЛР-110 ПЛ-110 кВ «Північна» на ПС «Північна»
17	Отримати від диспетчера ОСР повідомлення про стан ЛР-110 і ЗН-110 ПЛ-110 кВ «Північна» на ПС «Північна»
18	Вивісити плакат «Заземлено» на приводі ЗН-110 Пн
19	Увімкнути ЗН-110 Пн *Виконується за розпорядженням диспетчера*
20	Перевірити ввімкнене положення ЗН-110 Пн кожної фази

Пройшовши бланк так, ніби його виконують на мнемосхемі, знаходять три помилки. Рядок 8: Т1 вимикають з боку 110 кВ – вимикається струм намагнічування трансформатора, нейтраль якого розземлена, а ЗОН-110 Т1 перед цим не ввімкнено (непрямою ознакою є рядок 25 «Вимкнути ЗОН-110 Т1», хоча його не вмикали) – вид «Не заземлено нейтраль трансформатора». Рядок 18: плакат «Заземлено» вивішено раніше, ніж увімкнено ЗН, – вид «Плакат «Заземлено» вивішено до заземлення». Рядок 19: перед увімкненням ЗН-110 Пн немає перевірки відсутності напруги на лінії покажчиком – вид «Не

перевірено відсутність напруги перед заземленням»; повідомлення диспетчера про стан протилежного кінця (рядок 17) цієї перевірки не замінює.

Розширене завдання. Об'єкт – трансформатор Т2. Нейтраль Т2 заземлена, тому на час його ремонту за розпорядженням диспетчера заземлюють нейтраль Т1 (ЗОН-110 Т1). Перемикання виконують за бланком № 29, аналогічним бланку завдання 2, до рядка 16 (перевірка ізоляторів Р-110 Т2). Під час спроби вимкнути Р-110 Т2 блокування не дозволяє операцію, хоча В-110 Т2 і ЗН-110 Т2 вимкнені. Виконують чотири перевірки (вибір приєднання й апарата, положення апаратів, запобіжники в колах блокування, електромагнітний ключ і привід) – причину не встановлено; повідомляють диспетчера, який дозволяє деблокування Р-110 Т2 після перевірки на місці вимкненого положення В-110 Т2. Бланк № 29 перекреслюють; у новому бланку № 30 (30 рядків) уже виконані операції записано як перевірочні (рядки 1–16), деблокування – окремим рядком 17 «Деблокувати Р-110 Т2 з дозволу диспетчера ОСР», далі перемикання продовжують, як у завданні 2.

Результати завдань 1 і 4 наведено в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Результати завдань 1 і 4 для варіанта 1

Величина	Значення	Одиниця
Сумарне навантаження секцій S_Σ	13,43	МВ·А
Коефіцієнт завантаження Т2 $k_з$	0,839	–
Потреба в переведенні навантаження	не потрібно	–
Коефіцієнт завантаження після заходів $k'_з$	0,839	–
Струм через СВ-10 після переведення 1 секції на Т2	339	А
Струм Т1 з боку 110 кВ до переведення навантаження	31,7	А
Струм намагнічування Т1 I_0	0,50	А
Вирівнювальний струм $I_{вир}$	0	А
Рядки з помилками бланка № 67	8; 18; 19	–
Вид помилки в рядку 8	Не заземлено нейтраль трансформатора	–
Вид помилки в рядку 18	Плакат «Заземлено» вивішено до заземлення	–
Вид помилки в рядку 19	Не перевірено відсутність напруги перед заземленням	–

Результати завдань 1 і 4 не залежать від дій здобувача, тому в усіх здобувачів варіанта 1 вони однакові; бланки завдань 2, 3 і розширеного завдання можуть відрізнятися порядком незалежних операцій.

4.4 Зміст звіту

Звітом є протокол, який друкує програма (8–10 с.). Він містить:

– шапку (ЦНТУ, кафедра, «ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 4», назва роботи й дисципліни), прізвище, групу, варіант з короткою характеристикою й дату;

– розділ 1 «Вихідні дані» – параметри варіанта, параметри обладнання й телевимірювання перед перемиканнями, рисунок схеми ПС у нормальному стані;

– розділ 2 «Допустимість перемикань (завдання 1)» – таблицю результатів з позначками перевірки й кількістю спроб;

– розділ 3 «Виведення в ремонт (завдання 2)» – підсумок (з якої перевірки прийнято бланк, кількість розпочатих бланків і помилок за категоріями), бланк перемикань і рисунок схеми після виведення в ремонт;

– розділ 4 «Введення в роботу (завдання 3)» – підсумок і бланк перемикань;

– розділ 5 «Перевірка бланка, складеного іншим працівником (завдання 4)» – номер бланка й таблицю результатів;

– розділ 6 «Журнал помилок» – усі зафіксовані помилки з категорією, номером завдання й бланка;

– розділ 7 «Розширене завдання: відмова блокування (завдання 5)» (якщо його виконано) – підсумок, перекреслений бланк і новий бланк після деблокування;

– висновки, контрольний код і підписи здобувача та викладача.

У висновках зазначте: яка послідовність операцій забезпечила виведення об’єкта в ремонт без перерви живлення споживачів; від яких помилок захищали оперативні блокування і де вони не діяли; навіщо потрібні перевірочні операції, заземлення нейтралі, виведення АВР і АПВ; які помилки ви допустили та як їм запобігти; для розширеного завдання – чому деблокування допустиме лише після з’ясування причини відмови й за дозволом диспетчера.

4.5 Контрольні запитання

1. Що таке оперативні перемикання? Які перемикання належать до складних і як їх виконують?

2. Чим програма перемикань відрізняється від бланка перемикань? Що зазначають у бланку?

3. Які перевірочні операції обов'язково вносять до бланка перемикань? Чому під час перемикань бланк не можна змінювати?

4. Які струми дозволено вмикати й вимикати роз'єднувачами? Чому струм навантаження вимикає тільки вимикач?

5. У якій послідовності виводять приєднання в ремонт і вводять у роботу (табл. 4.3 конспекту)?

6. Від яких помилок захищають оперативні блокування? Які види блокувань ви знаєте?

7. Чому блокування не захищає від заземлення ПЛ під напругою з протилежного кінця й від зворотної трансформації? Хто й як запобігає таким помилкам?

8. Навіщо перед вимкненням струму намагнічування трансформатора заземлюють його нейтраль?

9. Які умови перевіряють перед увімкненням трансформаторів на паралельну роботу? Як оцінити вирівнювальний струм за різних положень РПН?

10. Навіщо на час операцій з роз'єднувачами 110 кВ під напругою виводять АПВ? Чому перед увімкненням СВ-10 виводять АВР?

11. Як вивести в ремонт ПЛ-110 кВ на підстанції за схемою містка з вимикачами в колах трансформаторів?

12. Які дії виконує оперативний персонал, якщо блокування не дозволяє операцію? Як оформлюють деблокування?

Рекомендовані джерела: [1; 17; 18].

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 5. ПЕРВИННЕ ТА ВТОРИННЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Мета роботи: дослідити динаміку частоти в енергосистемі після раптової втрати генерації: вплив інерції, статизму регуляторів і регулювального ефекту навантаження на швидкість зміни, найменше й усталене значення частоти; оцінити, яку частку інверторної генерації (СЕС, ВЕС) енергосистема допускає без зниження частоти нижче 49,2 Гц; навчитися розраховувати усталений режим синхронно з'єднаних зон і помилки регулювання ACE, налаштовувати центральний регулятор вторинного регулювання частоти й перевіряти схему автоматичного частотного розвантаження на відповідність вимогам Регламенту (ЄС) 2017/2196.

Тривалість роботи – 2 год. Розширене завдання виконують у межах СРС, якщо його задав викладач.

5.1 Теоретичні відомості

Матеріал роботи детально викладено в конспекті лекцій [1, пп. 3.5, 5.1–5.4, 5.7, табл. 4.2, рис. 5.1, 5.3, 5.5]. Вимоги до регулювання частоти й потужності в ОЕС України встановлює Кодекс системи передачі [6] відповідно до Регламенту (ЄС) 2017/1485 [16], вимоги до автоматичного частотного розвантаження – Регламент (ЄС) 2017/2196 [19].

Дані роботи синтетичні. Модель спрощено так само, як на рис. 5.1, 5.3 і 5.5 конспекту: частота однакова в усіх вузлах енергосистеми (і в обох зонах), турбіни подано інерційною ланкою, первинне регулювання обмежене резервом РПЧ, мертву зону регуляторів і режими з обмеженою чутливістю до частоти не враховано, обсяг черги АЧР не залежить від частоти.

5.1.1 Динаміка частоти й інерція

Якщо всі генератори обертаються синхронно, рух роторів енергосистеми описує рівняння [1, формула (5.1); 20]

$$\frac{2H_{\text{сист}}P_0}{f_{\text{ном}}}\frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t} = P_{\text{т}} - P_{\text{сп}}, \tag{5.1}$$

де $H_{\text{сист}}$ – стала інерції енергосистеми, с;

P_0 – споживання в початковому режимі, МВт;

$f_{\text{ном}}$ – номінальна частота, 50 Гц;

$P_{\text{т}}$, $P_{\text{сп}}$ – сумарні потужність турбін і споживання, МВт.

У перший момент після раптової втрати генерації ΔP регулятори ще не встигли змінити потужність турбін, тому початкова швидкість зміни частоти (RoCoF) [1, формула (5.3)]

$$\mathrm{RoCoF} = -\frac{\Delta P f_{\text{ном}}}{2H_{\text{сист}}P_0}. \tag{5.2}$$

Інверторні установки (СЕС, ВЕС зі змінною частотою обертання, УЗЕ) природної інерції не додають. Якщо за того самого споживання частку $d_{\text{ВДЕ}}$ генерації становлять інверторні джерела, стала інерції енергосистеми наближено зменшується до

$$H_{\text{сист}} = H_{\text{с}}\left(1 - d_{\text{ВДЕ}}\right), \tag{5.3}$$

де $H_{\text{с}}$ – стала інерції енергосистеми без інверторної генерації, с;

$d_{\text{ВДЕ}}$ – частка інверторної генерації, в. о.

Інерція визначає «запас часу» для регуляторів і автоматики: що вона менша, то більші RoCoF і глибина зниження частоти. Для синхронної області Континентальної Європи максимальне миттєве відхилення частоти становить 800 мГц, тобто частота не має знижуватися нижче 49,2 Гц; з 49,0 Гц починає діяти АЧР [1, табл. 4.2]. Генеруючі одиниці мають залишатися в роботі за швидкості зміни частоти, яку встановлює ОСП відповідно до Регламенту (ЄС) 2016/631 [21]; оцінки граничних значень RoCoF і потреби в інерції для синхронної області наведено у звіті ENTSO-E [22].

5.1.2 Первинне регулювання

Регулятори турбін змінюють потужність пропорційно до відхилення частоти; нахил статичної частотної характеристики агрегату задає статизм [1, формула (5.4)]

$$\sigma = \frac{|\Delta f| P_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}|\Delta P|} \cdot 100\ \%, \tag{5.4}$$

де Δf – відхилення частоти, Гц;

$P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність агрегату, МВт;

ΔP – зміна потужності агрегату, МВт.

Для енергосистеми загалом використовують крутизну статичної частотної характеристики генерації

$$K_{\text{ген}} = \frac{P_{\text{рег}}}{\sigma f_{\text{ном}}}, \tag{5.5}$$

де $P_{\text{рег}}$ – сумарна номінальна потужність одиниць, що беруть участь у первинному регулюванні, МВт;

σ – статизм, в. о. (5 % = 0,05).

Споживання також зменшується зі зниженням частоти – це регулювальний ефект навантаження, який характеризує крутизна

$$K_{\text{нав}} = \frac{k_{\text{нав}} P_0}{f_{\text{ном}}}, \tag{5.6}$$

де $k_{\text{нав}}$ – коефіцієнт регулювального ефекту навантаження (відносна зміна споживання на відносну зміну частоти).

Первинне регулювання статичне: частота стабілізується з відхиленням [1, формула (5.5)]

$$\Delta f_{\text{уст}} = -\frac{\Delta P}{K_{\text{ген}} + K_{\text{нав}}}. \tag{5.7}$$

В усталеному режимі небаланс покривають турбіни й навантаження:

$$\Delta P_{\text{т,уст}} = K_{\text{ген}} \left|\Delta f_{\text{уст}}\right|; \tag{5.8}$$

$$\Delta P_{\text{нав,уст}} = K_{\text{нав}} \left|\Delta f_{\text{уст}}\right|. \tag{5.9}$$

Інерція впливає на перебіг процесу, але не на усталене значення частоти. Формула (5.7) справедлива, поки зміна потужності турбін не перевищує резерву РПЧ $R_{\text{РПЧ}}$; у роботі він становить 10 % $P_{\text{рег}}$ – верхню межу діапазону зміни потужності в частотно-чутливому режимі за Кодексом системи передачі [6]. У перші секунди після втрати генерації регулятори вимагають більшої потужності, ніж резерв, тому вона наростає з обмеженням, і саме від цього обмеження залежить найменше значення частоти.

Найменшу частоту $f_{\min}$ аналітично не визначають: вона залежить від інерції, швидкодії турбін і обмеження резерву. Тому найменшу сталу інерції $H_{\min}$,

за якої $f_{\min} \geq 49{,}2$ Гц, знаходять моделюванням – поділом інтервалу навпіл, а граничну частку інверторної генерації обчислюють за формулою (5.3):

$$d_{\max} = \left(1 - \frac{H_{\min}}{H_c}\right) \cdot 100\ \%. \tag{5.10}$$

5.1.3 Дві зони та помилка регулювання

Якщо зона 1 працює синхронно із зоною 2, небаланс зони 1 покриває частотна характеристика обох зон, а зона 2 видає в зону 1 частину своєї потужності:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{K_{\text{ген1}} + K_{\text{нав1}} + K_{\text{ген2}} + K_{\text{нав2}}}; \tag{5.11}$$

$$P_{21} = (K_{\text{ген2}} + K_{\text{нав2}})|\Delta f|, \tag{5.12}$$

де $K_{\text{ген1}}$, $K_{\text{нав1}}$, $K_{\text{ген2}}$, $K_{\text{нав2}}$ – крутизни частотних характеристик генерації й навантаження зон 1 і 2 за формулами (5.5), (5.6), МВт/Гц;

P_{21} – переток із зони 2 в зону 1, МВт.

Щоб розрізнити «свій» і «чужий» небаланс, центральний регулятор (ЦР) кожної зони обчислює помилку регулювання зони [1, формула (5.6)]

$$\text{ACE} = (P_{\text{обм}} - P_{\text{обм.пл}}) + K\Delta f, \tag{5.13}$$

де $P_{\text{обм}} - P_{\text{обм.пл}}$ – відхилення сальдо обміну від планового (експорт – зі знаком «плюс»), МВт;

K – К-фактор зони, МВт/Гц.

Для зони 1 відхилення сальдо дорівнює $-P_{21}$, для зони 2 – $+P_{21}$, тому

$$\text{ACE}_1 = -P_{21} + K_1\Delta f; \tag{5.14}$$

$$\text{ACE}_2 = P_{21} + K_2\Delta f. \tag{5.15}$$

За Кодексом системи передачі К-фактор має бути максимально близьким до крутизни частотної характеристики зони $K_{\text{ген}} + K_{\text{нав}}$ або більшим за неї [6]. Якщо K точно дорівнює крутизні, АСЕ зони, де стався небаланс, дорівнює $-\Delta P$, а АСЕ сусідньої зони – нулю; з більшим К-фактором АСЕ сусідньої зони стає трохи від'ємною, і її регулятор тимчасово допомагає зоні 1. Режим, у якому небаланс зони 1 покривають резерви зони 2, не можна залишати надовго: переток відхиляється від планового й може перевантажити міждержавні лінії.

5.1.4 Вторинне регулювання

ЦР зони має пропорційно-інтегральний закон: сумарне завдання одиницям, що надають аРВЧ [1, п. 5.3; 2],

$$\Delta P_{\text{а.з}} = -\left(\beta \cdot \text{ACE} + \frac{1}{T_{\text{і}}}\int \text{ACE}\,\text{d}t\right), \tag{5.16}$$

де β – коефіцієнт підсилення пропорційної складової;

$T_{\text{і}}$ – стала інтегрування, с.

Одиниці аРВЧ виконують завдання з інерцією (у роботі – стала часу $T_{\text{а}}$ = 30 с) і в межах законтрактованого резерву $R_{\text{а}}$; коли завдання досягає межі, інтегрування припиняється. Інтегральна складова зводить ACE до нуля, пропорційна прискорює реакцію й демпфує коливання. Що менша $T_{\text{і}}$, то швидше відновлюється частота, але через інерцію одиниць аРВЧ з'являється перерегулювання: аРВЧ видає більше за небаланс, і ACE стає додатною. Збільшення β демпфує процес.

За Кодексом системи передачі процес відновлення частоти має завершуватися не пізніше ніж за 15 хв [6]. У роботі встановлено жорсткішу навчальну вимогу – ACE зони 1 входить у смугу ±2 % ΔP не пізніше ніж за $t_{\text{зад}}$ = 3–5 хв, за якої типові налаштування (β = 0,2, $T_{\text{і}}$ = 100 с [1, рис. 5.3]) недостатні. ЦР зони 2 має типові налаштування.

5.1.5 Автоматичне частотне розвантаження

Якщо дефіцит потужності перевищує можливості резервів (наприклад, після відокремлення дефіцитної частини енергосистеми), зниження частоти зупиняє АЧР – відключення споживачів чергами в міру зниження частоти [1, п. 5.7]. Принципи побудови АЧР в ОЕС України встановлюють Правила ГНД 34.20.567-2003 [23]; приклади розрахунку дії АЧР наведено в [24].

Регламент (ЄС) 2017/2196 для синхронної області Континентальної Європи вимагає, щоб розвантаження починалося з 49,0 Гц обсягом не менше 5 % навантаження, а до 48,0 Гц сумарно відключалося (45 ± 7) % навантаження щонайменше шістьма чергами, кожна не більша за 10 % [19]. Черга спрацьовує через час $t_{\text{з}}$ (витримка часу й час вимкнення) після досягнення уставки. Тому за швидкого зниження частоти навантаження відключається за нижчої частоти, ніж уставка черги, а кілька черг з близькими уставками можуть спрацю-

вати майже одночасно: відключається більше, ніж потрібно, і частота піднімається понад 50 Гц. Нижче 47,5 Гц генеруючі одиниці вимикаються захистами, і процес переходить у системну аварію.

Без дії регуляторів частота знижується майже лінійно, тому наближений час досягнення 49,0 Гц

$$t_{49} \approx \frac{f_{\text{ном}} - 49{,}0}{|\text{RoCoF}|}. \tag{5.17}$$

Мінімальний обсяг відключення, за якого частота після дії АЧР установиться не нижче 49,5 Гц, знаходять з балансу потужностей за $\Delta f = -0{,}5$ Гц:

$$P_{\text{відкл,min}} = \Delta P_{\text{д}} - \min(0{,}5K_{\text{ген}}; R_{\text{ч}}) - 0{,}5K_{\text{нав}}, \tag{5.18}$$

де $\Delta P_{\text{д}}$ – дефіцит потужності ізольованої частини, МВт;

$R_{\text{ч}}$ – наявний резерв РПЧ ізольованої частини, МВт;

$K_{\text{ген}}$, $K_{\text{нав}}$ – крутизни частотних характеристик ізольованої частини, МВт/Гц.

Мінімум у формулі (5.18) враховує, що первинне регулювання ізольованої частини обмежене наявним резервом РПЧ.

5.1.6 Модель у роботі

Відхилення від початкового режиму описують рівняння

$$M\frac{\mathrm{d}\Delta f}{\mathrm{d}t} = \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{а}} + \Delta P_{\text{сі}} - \Delta P - K_{\text{нав}}\Delta f + P_{\text{відкл}}; \tag{5.19}$$

$$T_{\text{т}}\frac{\mathrm{d}\Delta P_{\text{т}}}{\mathrm{d}t} = \min\{\max(-K_{\text{ген}}\Delta f; -R)\,; R\} - \Delta P_{\text{т}}; \tag{5.20}$$

$$T_{\text{а}}\frac{\mathrm{d}\Delta P_{\text{а}}}{\mathrm{d}t} = \Delta P_{\text{а.з}} - \Delta P_{\text{а}}, \tag{5.21}$$

де $M = 2H_{\text{сист}}P_0/f_{\text{ном}}$ – механічна стала енергосистеми, МВт·с/Гц;

$\Delta P_{\text{т}}$, $\Delta P_{\text{а}}$, $\Delta P_{\text{сі}}$ – зміни потужності турбін, одиниць аРВЧ і синтетична інерційна потужність УЗЕ, МВт;

$P_{\text{відкл}}$ – навантаження, відключене АЧР, МВт;

$T_{\text{т}} = 6$ с – стала часу турбін;

R – резерв РПЧ, МВт;

$T_{\text{а}} = 30$ с – стала часу одиниць аРВЧ.

Для двох зон M – сума механічних сталих обох зон, а переток із зони 2 в зону 1 дорівнює різниці між зміною генерації зони 2 і зміною її споживання разом з інерційною потужністю: $P_{21} = \Delta P_{\text{т}2} + \Delta P_{\text{а}2} - K_{\text{нав}2}\Delta f - M_2\mathrm{d}\Delta f/\mathrm{d}t$. Рівняння

розв’язуються методом Рунге – Кутта четвертого порядку з кроком 0,01 с (одна зона), 0,02 с (дві зони) і 0,001 с (АЧР).

З базовими параметрами конспекту модель відтворює рис. 5.1 (14 000 МВт, втрата 1 000 МВт: найменша частота 49,31 Гц за H = 5 с і 49,09 Гц за 2,5 с, усталена – 49,81 Гц), рис. 5.3 (друга зона 42 000 МВт: без вторинного регулювання 49,953 Гц і переток 750 МВт) і рис. 5.5 (частина 10 000 МВт з дефіцитом 25 %: найменша частота 48,56 Гц; без АЧР – 47,5 Гц через 2,7 с) [1].

5.1.7 Розширене завдання: синтетична інерція УЗЕ

Інверторна установка відтворює ефект інерції, видаючи потужність, пропорційну швидкості зниження виміряної частоти [1, п. 5.4] (у Кодексі системи передачі – штучна інерція):

$$\Delta P_{\text{ci}} = -K_{\text{i}} \frac{\mathrm{d}f_{\text{вим}}}{\mathrm{d}t}; \tag{5.22}$$

$$K_{\text{i}} = \frac{2H_{\text{ci}}P_0}{f_{\text{ном}}}, \tag{5.23}$$

де $f_{\text{вим}}$ – частота, виміряна зі сталою часу $T_{\text{вим}}$ = 0,2 с, Гц;

$P_{\text{УЗЕ}}$ – потужність УЗЕ, МВт ($0 \le \Delta P_{\text{ci}} \le P_{\text{УЗЕ}}$, УЗЕ лише розряджається);

K_{i} – коефіцієнт синтетичної інерції, МВт·с/Гц;

H_{ci} – еквівалентна стала синтетичної інерції, с.

На відміну від природної інерції синтетична діє із затримкою на вимірювання частоти й обмежена потужністю установки; коли зниження частоти зупиняється, вона перестає діяти.

5.2 Порядок виконання роботи

Підготовка. Опрацюйте пп. 3.5, 5.1–5.4, 5.7 і табл. 4.2 конспекту лекцій [1] і підрозділ 5.1; підготуйте відповіді на контрольні запитання (підрозділ 5.5).

1. Відкрийте файл «ОДК_ЛР5_Регулювання_частоти.html», введіть прізвище, ім’я, по батькові, групу, номер варіанта й натисніть «Сформувати варіант».

2. Ознайомтеся з вихідними даними на вкладці 3: таблиця 1 – енергосистема (зона 1); таблиця 2 – зона 2 і вторинне регулювання; таблиця 3 – ізольо-

вана частина енергосистеми й вихідна схема АЧР; таблиця 4 – УЗЕ з синтетичною інерцією (СРС); таблиця 5 – сталі моделі; графік частоти зони 1 за H_c і $H_{сист}$. Кнопка «Копіювати таблиці 1–5» переносить дані в електронну таблицю.

3. **Завдання 1.** За формулами (5.2), (5.5)–(5.9) обчисліть $K_{ген}$, $K_{нав}$, $\Delta f_{уст}$, $\Delta P_{т,уст}$, $\Delta P_{нав,уст}$ і RoCoF за H_c та $H_{сист}$; введіть результати на вкладці 5 (табл. 5.2). Переконайтеся, що $\Delta P_{т,уст}$ не перевищує резерву РПЧ.

4. **Завдання 2.** На вкладці 4 у режимі «Одна зона (завд. 1, 2)»:

а) порівняйте криві 1 (H_c) і 2 ($H_{сист}$) за таблицею «Показники моделювання» (RoCoF, f_{min}, t_{min}, f(40 с)); на нижньому графіку простежте, як небаланс покривають інерційна потужність, регулювальний ефект навантаження й турбіни (кнопки «крива 1»…«крива 3»);

б) змінюючи H повзунком або в полі введення, знайдіть H_{min} з точністю 0,01 с методом поділу навпіл: якщо $f_{min} < 49{,}2$ Гц – збільшуйте H, інакше зменшуйте, щоразу вдвічі меншим кроком;

в) обчисліть d_{max} за формулою (5.10) і введіть H_{min}, d_{max} на вкладці 5.

5. **Завдання 3.** За формулами (5.5), (5.6), (5.11)–(5.15) розрахуйте усталений режим двох зон без вторинного регулювання: Δf, P_{21}, ACE_1, ACE_2. Після виконання завдання робоча область у режимі «Дві зони» показує усталений режим моделі, з яким можна звірити розрахунок.

6. **Завдання 4.** У режимі «Дві зони (завд. 3, 4)» (рис. 5.1):

а) переконайтеся, що типові налаштування ЦР (кнопка «Типові (0,2 / 100 с)») не виконують вимоги $t_{зад}$ з табл. 2 вихідних даних;

б) змінюйте β (0–1) і T_i (10–300 с), стежте за показниками процесу й переліком умов (табл. 5.1);

в) натисніть «Перевірити налаштування»; кожне натискання – спроба. Прийняте рішення фіксується; щоб змінити його, натисніть «Змінити налаштування».

7. **Завдання 5.** За формулами (5.2), (5.5), (5.6), (5.17), (5.18) обчисліть RoCoF ізольованої частини, t_{49} і $P_{відкл,min}$ та введіть їх на вкладці 5. У режимі «АЧР (завд. 5)» (рис. 5.2):

а) проаналізуйте вихідну схему: які умови табл. 5.1 вона порушує і чому (зверніть увагу на час $t_з$ і швидкість зниження частоти);

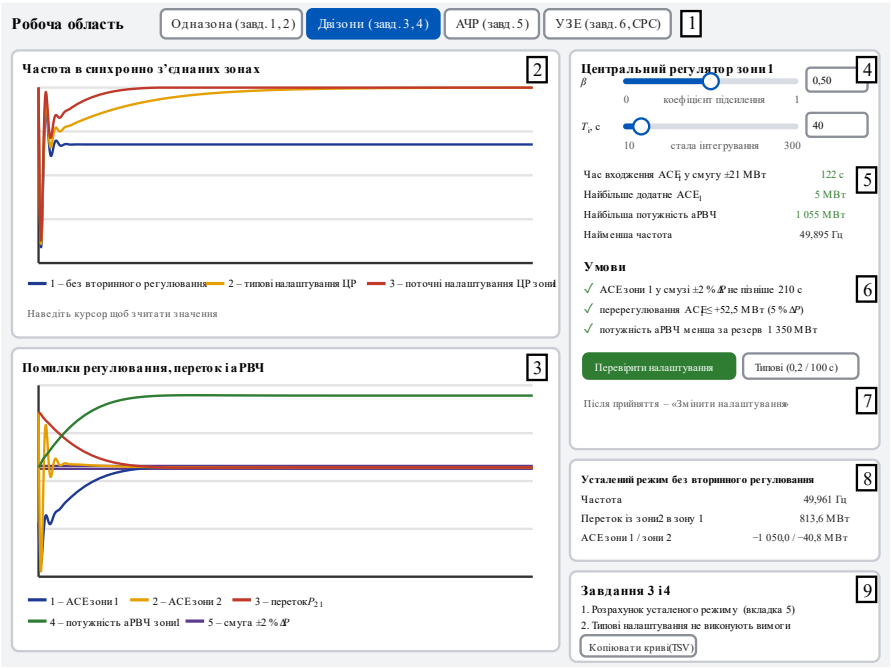
б) змінюйте уставки (вибір зі списку 49,0–47,0 Гц з кроком 0,1 Гц) і обсяги черг (0–10 % з кроком 0,5 %), додавайте й вилучайте черги (не більше 12);

в) натисніть «Перевірити схему»; кожне натискання – спроба.

8. **Розширене завдання** (якщо його задав викладач). У режимі «УЗЕ (завд. 6, СРС)» знайдіть найменшу H_{ci}, за якої $f_{min} \geq 49{,}2$ Гц (з точністю 0,01 с), обчисліть K_i за формулою (5.23) і введіть обидва значення на вкладці 5.

9. Сформулюйте висновки на вкладці 6 і надрукуйте протокол.

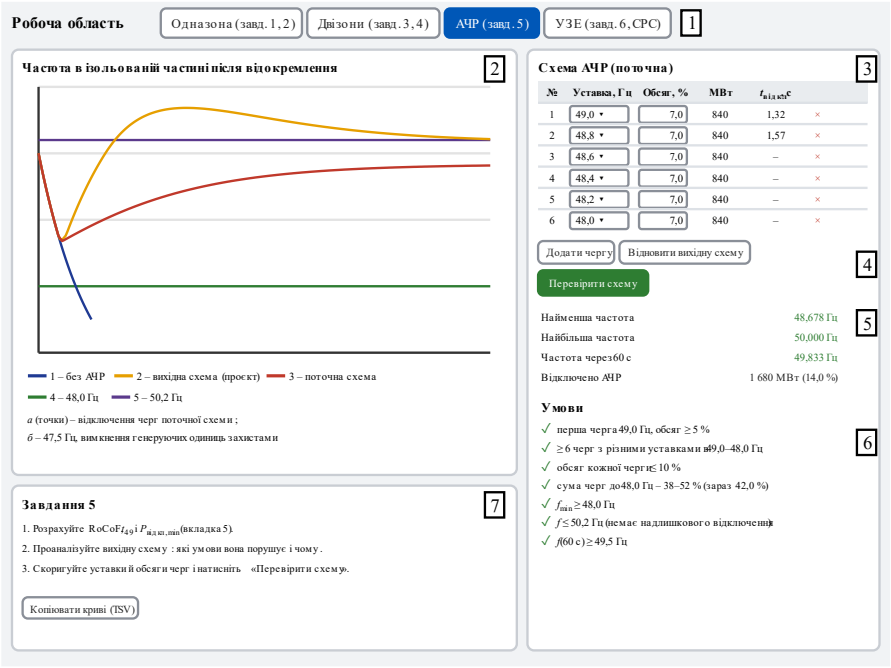
Робоча область має чотири режими (перемикач над графіками); у кожному праворуч розміщено органи керування й показники, ліворуч – графіки процесів. Значення на графіках зчитують курсором: частоту – з точністю 0,01 Гц, потужність – 10 МВт; кнопка «Копіювати криві (TSV)» переносить криві в електронну таблицю. Частота через 40 с у режимі «Одна зона» з'являється після виконання завдання 1, усталений режим двох зон – після завдання 3 (усі значення правильні або щонайменше три спроби).



1 – перемикач режимів; 2 – частота у двох зонах (криві: без вторинного регулювання, типові й поточні налаштування ЦР); 3 – АСЕ обох зон, переток і потужність аРВЧ зони 1; 4 – повзунки й поля введення β і T_i; 5 – показники процесу; 6 – перелік умов; 7 – формальна перевірка й типові налаштування; 8 – усталений режим без вторинного регулювання (після завдання 3); 9 – стисла інструкція й копіювання кривих

Рисунок 5.1 – Робоча область завдання 4 (схематично)

У режимі «АЧР» (рис. 5.2) схему задають таблицею черг; кожна зміна одразу перераховує процес, показники й умови. Колонка $t_{\text{відкл}}$ показує момент відключення черги; прочерк означає, що черга не спрацювала.



1 – перемикач режимів; 2 – частота в ізольованій частині (криві: без АЧР, вихідна й поточна схеми); 3 – таблиця черг: уставка (вибір зі списку), обсяг, потужність і час відключення; 4 – кнопки керування схемою й формальна перевірка; 5 – показники процесу; 6 – перелік умов; 7 – стисла інструкція й копіювання кривих

Рисунок 5.2 – Робоча область завдання 5 (схематично)

Умови, які програма перевіряє в завданнях 4 і 5, наведено в табл. 5.1. Порушені умови позначаються одразу; прийняти рішення можна лише тоді, коли виконано всі.

Таблиця 5.1 – Умови, які перевіряє програма в завданнях 4 і 5

Завдання	Умова
4	АСЕ зони 1 входить у смугу ±2 % ΔP і більше з неї не виходить не пізніше ніж за $t_{зад}$
	перерегулювання: АСЕ зони 1 не перевищує +5 % ΔP
	активована потужність аРВЧ зони 1 менша за законтрактований резерв R_a
5 (вимоги Регламенту (ЄС) 2017/2196)	перша черга має уставку 49,0 Гц і обсяг не менше 5 %
	щонайменше 6 черг з різними уставками в діапазоні 49,0–48,0 Гц
	обсяг кожної черги не більший за 10 %
	сумарний обсяг черг з уставками до 48,0 Гц – (45 ± 7) %, тобто 38–52 %
5 (умови моделювання)	найменша частота не нижча за 48,0 Гц
	частота не перевищує 50,2 Гц (немає надлишкового відключення)
	через 60 с частота не нижча за 49,5 Гц

Розрахункові величини завдань 1–3, 5 і розширеного завдання вводять на вкладці 5 з точністю, наведеною в табл. 5.2. Від'ємні значення вводять зі знаком «−» або «-».

Таблиця 5.2 – Величини, які вводять на вкладці 5

Завдання	Величина	Одиниця	Точність запису
1	$K_{ген}$, $K_{нав}$	МВт/Гц	ціле
	$\Delta f_{уст}$	Гц	0,0001
	$\Delta P_{т,уст}$, $\Delta P_{нав,уст}$	МВт	ціле
	RoCoF за $H_с$ і $H_{сист}$	Гц/с	0,001
2	H_{min}	с	0,01
	d_{max}	%	0,1
3	Δf	Гц	0,0001
	P_{21}, ACE_1, ACE_2	МВт	0,1
5	RoCoF ізольованої частини	Гц/с	0,001
	t_{49}	с	0,01
	$P_{відкл,min}$	МВт	ціле
6 (СРС)	$H_{ci,min}$	с	0,01
	K_i	МВт·с/Гц	ціле

5.3 Приклад виконання (варіант 1)

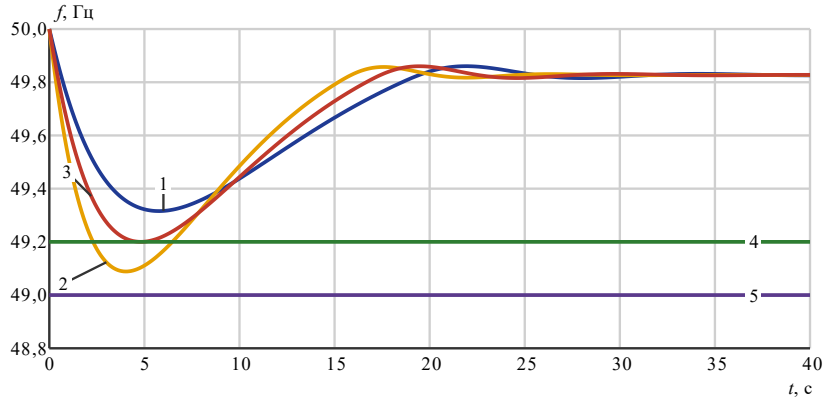
Вихідні дані варіанта 1 наведено в табл. 5.3. Параметри зони 1 близькі до прикладу конспекту (рис. 5.1, 5.3), але частка інверторної генерації в годину високої генерації СЕС становить 50 %.

Таблиця 5.3 – Вихідні дані варіанта 1

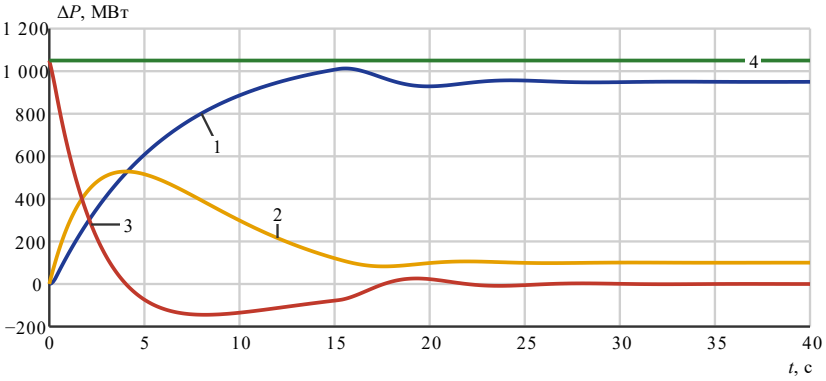
Величина	Значення	Одиниця
Енергосистема (зона 1)		
Споживання в початковому режимі P_0	14 500	МВт
Раптова втрата генерації ΔP	1 050	МВт
Стала інерції без ВДЕ $H_с$	6,0	с
Частка інверторної генерації $d_{ВДЕ}$	50	%
Стала інерції $H_{сист}$ за формулою (5.3)	3,000	с
Потужність одиниць первинного регулювання $P_{рег}$	11 000	МВт
Статизм σ	4	%
Резерв РПЧ $R_{РПЧ}$ (10 % $P_{рег}$)	1 100	МВт
Коефіцієнт регулювального ефекту навантаження $k_{нав}$	2,0	–
Зона 2 і вторинне регулювання		
Споживання зони 2 $P_{0,2}$; стала інерції H_2	58 000; 5,0	МВт; с
Потужність одиниць первинного регулювання $P_{рег2}$; статизм σ_2	46 500; 5	МВт; %
Резерв РПЧ зони 2; $k_{нав2}$	4 650; 2,0	МВт; –
К-фактори зон K_1; K_2	6 080; 21 970	МВт/Гц
Законтрактований резерв аРВЧ зони 1 $R_а$	1 350	МВт
Вимога до ЦР зони 1 $t_{зад}$	210	с
Ізольована частина енергосистеми		
Споживання $P_{0ч}$; дефіцит $\Delta P_д$ (18 %)	12 000; 2 160	МВт
Стала інерції $H_ч$	4,0	с
Потужність одиниць первинного регулювання (статизм 5 %); наявний резерв РПЧ $R_ч$	8 000; 400	МВт
Коефіцієнт регулювального ефекту навантаження; час $t_з$	2; 0,30	–; с
Вихідна схема АЧР	7 черг по 5,5 %, 49,0–48,4 Гц, крок 0,1 Гц	–
УЗЕ з синтетичною інерцією (СРС)		
Потужність УЗЕ $P_{УЗЕ}$; стала часу вимірювання $T_{вим}$	400; 0,2	МВт; с

Завдання 1. За формулами (5.5), (5.6) $K_{ген}$ = 11 000/(0,04 · 50) = 5 500 МВт/Гц, $K_{нав}$ = 2 · 14 500/50 = 580 МВт/Гц. Усталене відхилення частоти за формулою (5.7) $\Delta f_{уст}$ = −1 050/(5 500 + 580) = −0,1727 Гц, тобто частота стабілізується на рівні 49,827 Гц. Небаланс покривають турбіни ($\Delta P_{т,уст}$ = 5 500 · 0,1727 = 950 МВт – менше за резерв РПЧ 1 100 МВт) і навантаження ($\Delta P_{нав,уст}$ = 100 МВт). Початкова швидкість зміни частоти за формулою (5.2): RoCoF = −1 050 · 50/(2 · 6 · 14 500) = −0,302 Гц/с за $H_с$ і −0,603 Гц/с за $H_{сист}$ = 3 с – удвічі більша.

Завдання 2. За $H_{\text{с}}$ частота знижується до 49,316 Гц (через 5,76 с), за $H_{\text{сист}}$ – до 49,089 Гц (через 4,03 с), тобто нижче допустимих 49,2 Гц і майже до уставки першої черги АЧР (рис. 5.3, *а*). Поділом навпіл знаходимо $H_{\min} = 4{,}19$ с ($f_{\min} = 49{,}200$ Гц), звідки за формулою (5.10) $d_{\max} = (1 - 4{,}19/6) \cdot 100 = 30{,}2$ %. Усталена частота для всіх трьох кривих однакова (49,83 Гц через 40 с), що підтверджує: інерція впливає лише на перебіг процесу. На рис. 5.3, *б* видно, як у перші секунди небаланс покриває інерційна потужність, а потім – турбіни й навантаження.



а



б

а: 1 – $H_с$ = 6,0 с; 2 – $H_{сист}$ = 3,0 с (частка ВДЕ 50 %); 3 – H_{min} = 4,19 с; 4 – 49,2 Гц; 5 – 49,0 Гц; *б* (за $H_{сист}$): 1 – зміна потужності турбін $\Delta P_т$; 2 – зменшення споживання (регулювальний ефект навантаження); 3 – інерційна потужність $-M \cdot df/dt$; 4 – небаланс ΔP

Рисунок 5.3 – Зміна частоти після втрати 1 050 МВт генерації (*а*) і покриття небалансу (*б*), варіант 1

Завдання 3. Для зони 2 $K_{ген2}$ = 46 500/(0,05 · 50) = 18 600 МВт/Гц, $K_{нав2}$ = 2 · 58 000/50 = 2 320 МВт/Гц. За формулою (5.11) Δf = −1 050/(6 080 + 20 920) = −0,0389 Гц – у 4,4 раза менше, ніж в ізольованій зоні. Переток із зони 2 за формулою (5.12) P_{21} = 20 920 · 0,0389 = 813,6 МВт; ACE_1 = −813,6 + 6 080 · (−0,0389) = −1 050,0 МВт, ACE_2 = 813,6 + 21 970 · (−0,0389) = −40,8 МВт. ACE

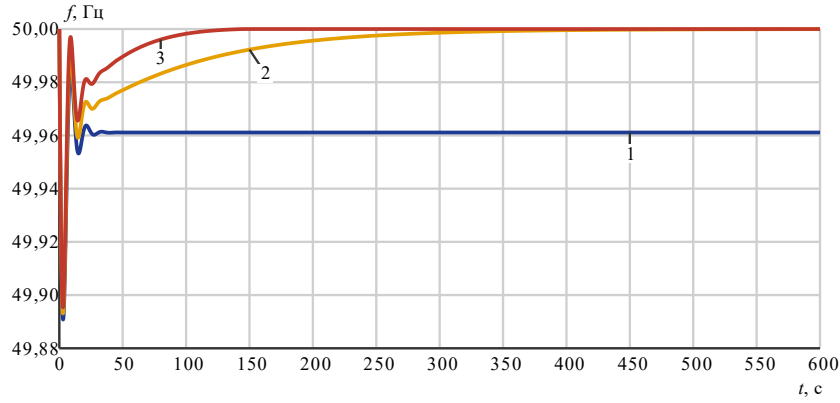
зони 1 дорівнює небалансу, а АСЕ зони 2 мала й від'ємна, бо К-фактор зони 2 на 5 % більший за крутизну її частотної характеристики.

Завдання 4. З типовими налаштуваннями АСЕ зони 1 входить у смугу ±21 МВт лише через 356 с, що більше за $t_{зад}$ = 210 с. Зменшення T_i прискорює процес, але без збільшення β з'являється перерегулювання (табл. 5.4). Налаштування β = 0,5, T_i = 40 с виконують усі умови й прийняті програмою (рис. 5.4).

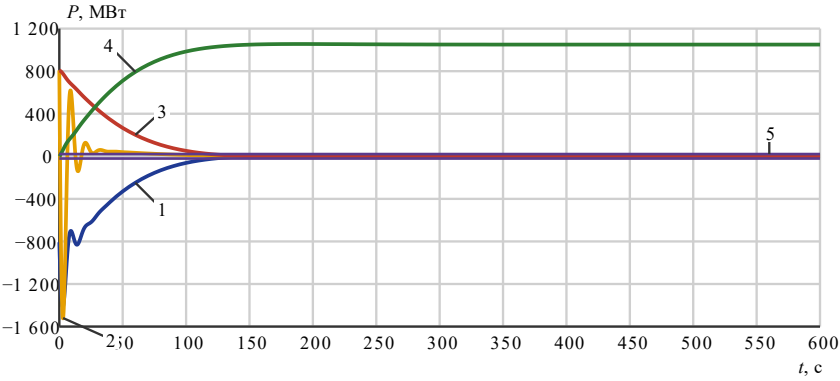
Таблиця 5.4 – Порівняння налаштувань центрального регулятора зони 1 (варіант 1)

β / T_i, с	Входження ACE_1 у смугу ±21 МВт, с	Найбільше додатне ACE_1, МВт	Найбільша потужність аРВЧ, МВт	Результат
0,2 / 100 (типові)	356	0	1 050	не виконано: час
0,2 / 30	171	93	1 142	не виконано: перерегулювання
0,5 / 40	122	5	1 055	виконано
Вимога	≤ 210	≤ 52,5	< 1 350	–

У перші секунди після втрати генерації частота в обох зонах знижується до 49,89 Гц, і АСЕ зони 2 короткочасно стає великою від'ємною: К-фактор множиться на відхилення частоти, а переток ще не встановився через інерцію зон (рис. 5.4, *б*). ЦР зони 2 має велику сталу інтегрування, тому на цей короткий імпульс майже не реагує.



а



б

а: 1 – без вторинного регулювання; 2 – типові налаштування ЦР (β = 0,2, T_i = 100 с); 3 – β = 0,5, T_i = 40 с; *б* (β = 0,5, T_i = 40 с): 1 – ACE зони 1; 2 – ACE зони 2; 3 – переток із зони 2 в зону 1 P_{21}; 4 – активована потужність аРВЧ зони 1; 5 – смуга ±2 % ΔP (±21 МВт)

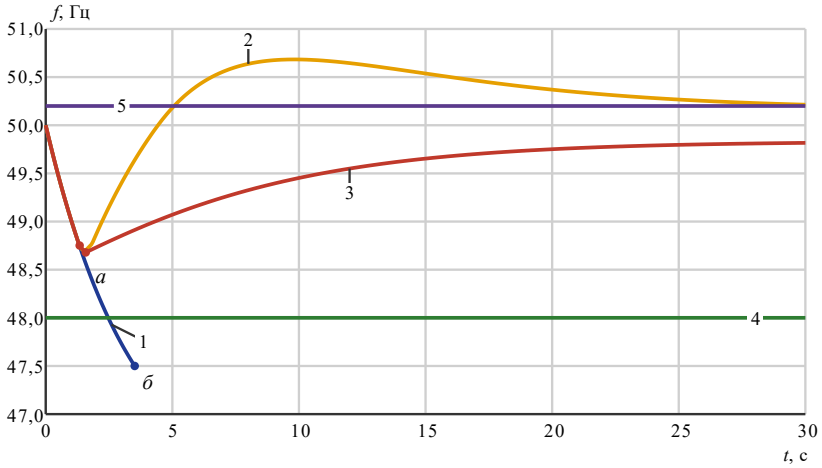
Рисунок 5.4 – Частота (*а*), помилки регулювання, переток і потужність аРВЧ (*б*) у двох зонах, варіант 1

Завдання 5. Для ізольованої частини RoCoF = −2 160 · 50/(2 · 4 · 12 000) = −1,125 Гц/с, $t_{49} \approx 1/1{,}125 = 0{,}89$ с. Крутизни частотних характеристик $K_{ген}$ = 8 000/(0,05 · 50) = 3 200 МВт/Гц і $K_{нав}$ = 2 · 12 000/50 = 480 МВт/Гц; оскільки $0{,}5K_{ген}$ = 1 600 МВт більше за наявний резерв 400 МВт, за формулою (5.18) $P_{відкл,min}$ = 2 160 − 400 − 240 = 1 520 МВт.

Вихідна схема формально відповідає Регламенту (ЄС) 2017/2196 (сума черг 38,5 %), але через крок уставок 0,1 Гц і час $t_з$ = 0,3 с три черги досягають уставок ще до того, як відключиться перша, а четверта – поки частота ще знижується: відключається 2 640 МВт замість потрібних 1 520 МВт, і частота піднімається до 50,68 Гц. Збільшення кроку уставок до 0,2 Гц і обсягу черг до 7 % дає схему, у якій спрацьовують дві черги (1 680 МВт), а частота встановлюється на рівні 49,83 Гц (табл. 5.5, рис. 5.5).

Таблиця 5.5 – Вихідна та скоригована схеми АЧР (варіант 1)

Черга	Вихідна схема			Скоригована схема		
	Уставка, Гц	Обсяг, %	$t_{відкл}$, с	Уставка, Гц	Обсяг, %	$t_{відкл}$, с
1	49,0	5,5	1,32	49,0	7,0	1,32
2	48,9	5,5	1,44	48,8	7,0	1,57
3	48,8	5,5	1,57	48,6	7,0	–
4	48,7	5,5	1,83	48,4	7,0	–
5	48,6	5,5	–	48,2	7,0	–
6	48,5	5,5	–	48,0	7,0	–
7	48,4	5,5	–			
Сума до 48,0 Гц	38,5 %			42,0 %		
Відключено	2 640 МВт			1 680 МВт		
f_{min}; f_{max}	48,70; 50,68 Гц			48,68; 50,00 Гц		
f(60 с)	50,17 Гц			49,83 Гц		



1 – без АЧР; 2 – вихідна схема (7 черг по 5,5 %, крок 0,1 Гц); 3 – скоригована схема (6 черг по 7 %, крок 0,2 Гц); 4 – кінцевий рівень АЧР 48,0 Гц; 5 – 50,2 Гц; *а* – відключення черг кривої 3; *б* – 47,5 Гц, вимкнення генеруючих одиниць захистами

Рисунок 5.5 – Частота в ізольованій частині з дефіцитом 2 160 МВт (18 %), варіант 1

Розширене завдання. Без УЗЕ за $H_{сист}$ = 3 с частота знижується до 49,089 Гц. Синтетична інерція УЗЕ потужністю 400 МВт з H_{ci} = 1,08 с підтримує f_{min} = 49,200 Гц; коефіцієнт за формулою (5.23) $K_i = 2 \cdot 1{,}08 \cdot 14\,500/50$ = 626 МВт·с/Гц. Найбільша потужність УЗЕ становить 236 МВт, тобто обмеження потужності установки не досягнуто; через затримку вимірювання частоти синтетична інерція діє лише в перші секунди процесу.

Результати розрахункових завдань наведено в табл. 5.6.

Таблиця 5.6 – Результати завдань 1–3, 5 і розширеного завдання для варіанта 1

Завдання	Величина	Значення	Одиниця
1	$K_{\text{ген}}$; $K_{\text{нав}}$	5 500; 580	МВт/Гц
	$\Delta f_{\text{уст}}$	−0,1727	Гц
	$\Delta P_{\text{т,уст}}$; $\Delta P_{\text{нав,уст}}$	950; 100	МВт
	RoCoF за $H_{\text{с}}$; за $H_{\text{сист}}$	−0,302; −0,603	Гц/с
2	$H_{\min}$	4,19	с
	$d_{\max}$	30,2	%
3	Δf	−0,0389	Гц
	P_{21}	813,6	МВт
	ACE_1; ACE_2	−1 050,0; −40,8	МВт
5	RoCoF ізольованої частини	−1,125	Гц/с
	t_{49}	0,89	с
	$P_{\text{відкл,min}}$	1 520	МВт
6 (СРС)	$H_{\text{ci,min}}$	1,08	с
	K_{i}	626	МВт·с/Гц

Результати розрахункових завдань не залежать від дій здобувача; налаштування ЦР і схема АЧР у різних здобувачів одного варіанта можуть відрізнятися: допустимих рішень багато.

5.4 Зміст звіту

Звітом є протокол, який друкує програма (6 с.). Він містить:

– шапку (ЦНТУ, кафедра, «ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 5», назва роботи й дисципліни), прізвище, групу, варіант з основними параметрами й дату;

– розділ 1 «Вихідні дані» – таблиці параметрів зони 1, зони 2 і вторинного регулювання, ізольованої частини, УЗЕ та сталих моделі;

– розділ 2 «Первинне регулювання в ізольованій зоні (завдання 1, 2)» – таблицю результатів з позначками перевірки й кількістю спроб, таблицю показників моделювання, рисунки зміни частоти й покриття небалансу;

– розділ 3 «Регулювання частоти й потужності у двох зонах (завдання 3, 4)» – таблицю результатів, порівняння типових і прийнятих налаштувань ЦР з кількістю перевірок, рисунки частоти й помилок регулювання;

– розділ 4 «Автоматичне частотне розвантаження (завдання 5)» – таблицю результатів, вихідну та прийняту схеми АЧР з моментами відключення черг, кількість перевірок і рисунок частоти;

– розділ 5 «Синтетична інерція УЗЕ (завдання 6, СРС)» (якщо його виконано) – таблицю результатів і рисунок частоти;

– висновки, контрольний код і підписи здобувача та викладача.

У висновках зазначте: як інерція, статизм і регулювальний ефект навантаження впливають на RoCoF, найменшу й усталену частоту; яку частку інверторної генерації допускає енергосистема без додаткових заходів; чому вторинне регулювання має компенсувати небаланс саме в зоні, де він виник, і як β та T_i впливають на процес; які недоліки вихідної схеми АЧР ви виявили і як їх усунули; для розширеного завдання – чим синтетична інерція відрізняється від природної.

5.5 Контрольні запитання

1. Що таке стала інерції агрегату й енергосистеми? Чому зростання частки СЕС і ВЕС зменшує інерцію?

2. Від чого залежить RoCoF? Чому великі значення RoCoF небезпечні для енергосистеми?

3. Що таке статизм регулятора? Як небаланс розподіляється між агрегатами з різним статизмом?

4. Що таке регулювальний ефект навантаження? Яку частину небалансу він покриває у вашому варіанті?

5. Чому первинне регулювання не повертає частоту до 50 Гц? Від чого залежить усталене відхилення частоти?

6. Як обмеження резерву РПЧ впливає на найменше й усталене значення частоти?

7. Чому у двох синхронно з’єднаних зонах відхилення частоти менше, ніж в ізольованій зоні? Чому такий режим не можна залишати надовго?

8. Що таке ACE і K-фактор? Чому ACE зони, де небалансу немає, близька до нуля?

9. Як впливають коефіцієнт підсилення β і стала інтегрування T_i на процес вторинного регулювання? Звідки береться перерегулювання?

10. Які вимоги до АЧР встановлює Регламент (ЄС) 2017/2196? Чому черги спрацьовують за нижчої частоти, ніж їхні уставки?

11. До чого призводить надмірне відключення навантаження АЧР? Як його уникнути?

12. Чим синтетична інерція відрізняється від природної? Які ще засоби компенсують зменшення інерції?

Рекомендовані джерела: [1; 2; 6; 16; 19; 20; 21; 22; 23; 24].

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 6. ЛОКАЛІЗАЦІЯ ПОШКОДЖЕННЯ ТА ВІДНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В РОЗПОДІЛЬНІЙ МЕРЕЖІ 10 кВ

Мета роботи: навчитися визначати пошкоджену ділянку петльової розподільної мережі 10 кВ за телесигналами захисту, автоматичного повторного ввімкнення та індикаторів проходження струму короткого замикання, перевіряти можливість живлення непошкоджених ділянок від резервної лінії, відокремлювати пошкоджену ділянку й відновлювати електропостачання телекеруванням реклоузерами та силами оперативно-виїзної бригади; оцінювати наслідки перерви – недовідпуск електроенергії та показники надійності SAIDI, SAIFI, MAIFI – і порівнювати їх для мережі з функцією FLISR і без засобів автоматизації.

Тривалість роботи – 2 год. Розширене завдання виконують у межах СРС, якщо його задав викладач.

6.1 Теоретичні відомості

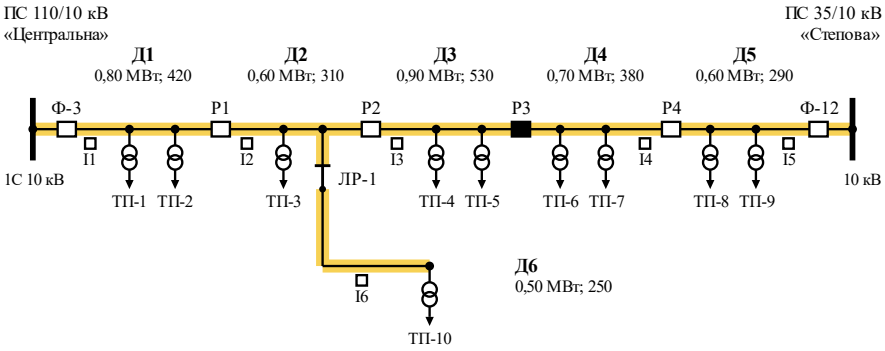
Матеріал роботи детально викладено в конспекті лекцій [1, пп. 6.5, 6.6, 6.8, рис. 6.3, 6.4, формули (6.1)–(6.3)]. Обов'язки ОСР щодо оперативного керування системою розподілу й ліквідації технологічних порушень встановлює Кодекс систем розподілу [18], форми звітності щодо показників надійності електропостачання – постанова НКРЕКП № 374 [25], стандарти якості електропостачання й компенсації споживачам за їх недотримання – постанова НКРЕКП № 375 [26].

Дані роботи синтетичні; схема мережі збігається з рис. 6.3 конспекту, а варіант 1 – з прикладом п. 6.8 (стійке КЗ на ділянці Д2). Модель спрощено: навантаження ділянки зосереджене в її середині, втратами потужності нехтують, повернення до нормальної схеми після ремонту не моделюється.

6.1.1 Петльова мережа та засоби автоматизації

Розподільні мережі 6–20 кВ виконують петльовими, а експлуатують розімкненими: кожна ділянка живиться від одного джерела, а в точці поділу встановлено нормально вимкнений апарат, через який ділянки можна живити від сусідньої лінії [1, п. 6.6]. Мережа роботи (рис. 6.1) складається з лінії Ф-3 ПС

110/10 кВ «Центральна» і лінії Ф-12 ПС 35/10 кВ «Степова» з нормально вимкненим реклоузером Р3 у точці поділу. Реклоузери Р1, Р2 і Р4 поділяють магістраль на ділянки Д1–Д5; ділянку Д6 приєднано до Д2 відгалуженням через лінійний роз'єднувач ЛР-1, яким оперують лише без напруги. Індикатори І1–І6 на початку ділянок фіксують проходження струму КЗ і передають сигнал на диспетчерський пункт.



Д1–Д6 – ділянки мережі (під позначенням ділянки – середнє навантаження, МВт, і кількість точок комерційного обліку, варіант 1); Ф-3, Ф-12 – вимикачі ліній 10 кВ на підстанціях; Р1–Р4 – реклоузери; ЛР-1 – лінійний роз'єднувач; І1–І6 – індикатори проходження струму КЗ; ТП-1…ТП-10 – трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ; білий прямокутник – апарат увімкнений, чорний – вимкнений; жовте підсвічування – ділянки під напругою

Рисунок 6.1 – Нормальна схема розподільної мережі 10 кВ

Захисти вимикачів ліній і реклоузерів узгоджено за часом: КЗ на ділянці вимикає найближчий до місця КЗ апарат з боку джерела (КЗ на Д1 – Ф-3, на Д2 і Д6 – Р1, на Д3 – Р2, на Д4 – Р4, на Д5 – Ф-12). Після вимкнення діє однократне АПВ: якщо КЗ нестійке, живлення відновлюється за кілька секунд (коротка перерва); якщо стійке, апарат знову вимикається й залишається вимкненим.

6.1.2 Визначення пошкодженої ділянки за телесигналами

Індикатори спрацьовують на всіх ділянках шляху від джерела, яке живило мережу в момент КЗ, до місця пошкодження. Тому пошкоджена ділянка лежить між останнім індикатором, що зафіксував струм КЗ, і першим, що його не зафіксував. Вид КЗ визначають за результатом АПВ: «АПВ успішне» і повернення індикаторів – КЗ нестійке; повторне спрацювання захисту й блокування апарата у вимкненому положенні – КЗ стійке. Повідомлення про втрату

зв’язку з пунктом керування реклоузера означає, що його телесигнали недостовірні, а телекерування неможливе: операцію з таким апаратом виконує бригада на місці.

Журнал телесигналів доби містить, крім подій КЗ, і інші повідомлення (перемикання РПН, відчинення дверей РУ під час огляду), які не стосуються пошкодження; їх потрібно відрізняти від ознак КЗ.

6.1.3 Відокремлення пошкодження й відновлення живлення

Функція FLISR за телесигналами визначає пошкоджену ділянку, відокремлює її та відновлює живлення непошкоджених ділянок [1, рис. 6.4]. Ділянки до місця КЗ живляться від основної лінії, ділянки після нього – від резервної лінії через апарат у точці поділу, якщо резервна лінія може прийняти їхнє навантаження. У роботі FLISR діє в режимі порад: кожну команду телекерування підтверджує диспетчер. Апарати без телекерування (ЛР-1, реклоузер з несправним каналом зв’язку) вмикає й вимикає бригада на місці, тому ділянки, живлення яких залежить від таких апаратів, відновлюються лише після прибуття бригади.

Під час перемикань дотримуються таких правил:

– не подавати напругу на пошкоджену ділянку;

– не оперувати ЛР-1, якщо на Д2 або Д6 є напруга;

– не замикати петлю між ПС «Центральна» і ПС «Степова»: вони живляться від різних мереж 110 і 35 кВ, кути напруг на шинах 10 кВ різні;

– не знеструмлювати ділянки, що мають живлення;

– починати ремонт лише після відокремлення пошкодженої ділянки від усіх ділянок і джерел, від яких на неї може бути подано напругу.

6.1.4 Перевірка можливості резервування

Резервна лінія може прийняти навантаження, якщо струм її головної ділянки не перевищує допустимого (за проводом, уставками захисту й трансформатором ПС) і напруга в найвіддаленішій точці не нижча за допустиму. Струм головної ділянки

$$I = \frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \tag{6.1}$$

$$Q = P \operatorname{tg}\varphi, \tag{6.2}$$

де I – струм головної ділянки, кА;

P, Q – сумарні активне й реактивне навантаження ділянок, які живить лінія, МВт і Мвар;

$U_{\text{ном}}$ = 10 кВ – номінальна напруга мережі;

φ – кут зсуву фаз навантаження.

Втрата напруги від шин ПС до точки p і напруга в цій точці

$$\Delta U_p = \frac{\sum_k (P_k r_{0k} + Q_k x_{0k}) l_k}{U_{\text{ном}}}, \tag{6.3}$$

$$U_p = U_{\text{ш}} - \Delta U_p, \tag{6.4}$$

де l_k – довжина k-го відрізка шляху від шин ПС до точки p, км;

P_k, Q_k – активна й реактивна потужності, що передаються цим відрізком (сума навантажень, розташованих за ним), МВт і Мвар;

r_{0k}, x_{0k} – питомі активний та індуктивний опори проводу, Ом/км;

$U_{\text{ш}}$ – напруга шин 10 кВ ПС, кВ.

Для магістралі з одного проводу й однакового cos φ зручно обчислювати суму моментів навантажень:

$$\Delta U_p = \frac{r_0 + x_0 \operatorname{tg}\varphi}{U_{\text{ном}}} \sum_j P_j L_{jp}, \tag{6.5}$$

де P_j – навантаження j-ї ділянки, МВт;

L_{jp} – довжина спільної частини шляхів від шин ПС до навантаження j і до точки p, км.

Навантаження Д6 зосереджене в середині відгалуження; якщо точка p лежить на відгалуженні, до суми (6.5) додають втрату напруги на відгалуженні з проводом АС-50. Найменша допустима напруга в мережі 10 кВ у післяаварійному режимі в роботі – 9,5 кВ: це залишає запас на втрати напруги в мережі

0,4 кВ, щоб напруга в споживачів залишалася в межах, установлених ДСТУ EN 50160:2023 [27].

6.1.5 Недовідпуск і показники надійності

Недовідпуск електроенергії через перерву [1, формула (6.1)]

$$\Delta W_{\text{нед}} = \sum_{j=1}^{m} P_j t_j, \tag{6.6}$$

де P_j – середнє навантаження j-ї ділянки, МВт;

t_j – тривалість перерви в її живленні, год;

m – кількість ділянок, живлення яких було перервано (з урахуванням коротких перерв).

Перерви тривалістю понад 3 хв – довгі, решта – короткі [1, п. 6.8]. Індекс середньої тривалості довгих перерв і індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні [1, формули (6.2), (6.3)]

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum t_i n_i}{n}, \tag{6.7}$$

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum n_i}{n}, \tag{6.8}$$

де t_i – тривалість i-ї довгої перерви, хв;

n_i – кількість точок комерційного обліку, у яких було припинено електропостачання;

n – загальна кількість точок комерційного обліку мережі.

Аналогічно за короткими перервами обчислюють індекс середньої частоти коротких перерв

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum n_i^{\text{кор}}}{n}, \tag{6.9}$$

де $n_i^{\text{кор}}$ – кількість точок обліку, у яких була i-та коротка перерва.

Для події, що зачепила кілька ділянок, кожна ділянка з власною тривалістю перерви – окремий доданок формул (6.6)–(6.9); матричний метод розрахунку показників для розгалужених мереж викладено в [28]. ОСР звітують за показниками за формами постанови НКРЕКП № 374 [25], а регуляторний розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) обчислюють за середнім споживанням точки обліку, а не за формулою (6.6). У міжнародному посібнику IEEE 1366-2022 межа між короткою й довгою перервами інша – 5 хв [29], тому показники різних країн порівнюють з урахуванням визначень.

6.1.6 Модель у роботі

Після стійкого КЗ ($t = 0$) захист і АПВ спрацьовують за секунди; через 1 хв FLISR збирає телесигнали й видає пораду, і диспетчер починає перемикання. Команда телекерування з підтвердженням диспетчера займає 0,5 хв. Бригаду скеровує диспетчер: після збору (10–20 хв за варіантом) вона виїжджає з ПС «Центральна» й рухається вздовж лінії зі швидкістю 40 км/год; час переїзду $60l/40$ хв округлюють до цілих хвилин угору. Операція бригади на місці триває 5 хв. Поки бригада в дорозі, диспетчер може виконувати команди телекерування. Ремонт починається, коли бригада прибула на пошкоджену ділянку, і триває задану кількість хвилин; після його завершення живлення отримують усі ділянки, що досі були без напруги.

Тривалості перерв для мережі без засобів автоматизації задано у вихідних даних: КЗ вимикає головний вимикач лінії, пошкодження шукають поділом лінії навпіл, ділянки до місця КЗ відновлюють за t_A, переведені вручну на резервну лінію – за t_A + 0,5 год, решту – після ремонту за t_C.

6.1.7 Розширене завдання: річні показники надійності

За річним журналом технологічних порушень SAIDI, SAIFI і MAIFI мережі обчислюють за формулами (6.7)–(6.9), підсумовуючи доданки всіх подій. Щоб оцінити доцільність заміни ЛР-1 на реклоузер Р5, перераховують SAIDI так, ніби КЗ на Д6 вимикало лише саму ділянку Д6, а решту подій залишають без змін; відносне зменшення

$$\delta = \frac{\mathrm{SAIDI} - \mathrm{SAIDI}_{\mathrm{P5}}}{\mathrm{SAIDI}} \cdot 100\ \%. \qquad (6.10)$$

6.2 Порядок виконання роботи

Підготовка. Опрацюйте пп. 6.5, 6.6, 6.8, рис. 6.3, 6.4 конспекту лекцій [1] і підрозділ 6.1; підготуйте відповіді на контрольні запитання (підрозділ 6.5).

1. Відкрийте файл «ОДК_ЛР6_Локалізація_пошкодження.html», введіть прізвище, ім’я, по батькові, групу, номер варіанта й натисніть «Сформувати варіант».

2. Ознайомтеся з вихідними даними на вкладці 3: нормальна схема мережі; таблиця 1 – ділянки (ТП, довжина, провід, навантаження, кількість точок обліку); таблиця 2 – живлення, обмеження й провід; таблиця 3 – часові параметри моделі; таблиця 4 – журнал телесигналів доби; таблиця 5 – тривалості перерв без засобів автоматизації (відкривається після завдання 2); таблиця 6 –

річний журнал технологічних порушень (СРС). Кнопка «Копіювати таблиці» переносить дані в електронну таблицю.

3. **Завдання 1.** За формулами (6.1)–(6.5) розрахуйте нормальний режим ліній Ф-3 і Ф-12: навантаження, струм головної ділянки й найменшу напругу (точку найменшої напруги вказано на вкладці 5).

4. **Завдання 2.** За журналом телесигналів визначте ділянку, на якій було нестійке КЗ, ділянку стійкого КЗ і апарат, телекерування яким неможливе (вибір зі списку).

5. **Завдання 3.** Визначте ділянки, які FLISR переводить на резервну лінію, і перевірте, чи може вона їх прийняти: навантаження, струм головної ділянки, найменша напруга, висновок «так» або «ні».

6. **Завдання 4.** На вкладці 4 (рис. 6.2) виконайте перемикання:

а) скеруйте бригаду кнопкою «Скерувати бригаду» (бажано не пізніше 5 хв після КЗ);

б) клацніть апарат на мнемосхемі й виберіть операцію: телекеруванням або бригадою на місці; телекеруванням відокремте пошкоджену ділянку й відновіть живлення ділянок, які можна відновити дистанційно, – не пізніше ніж через 3 хв після КЗ;

в) ділянки, живлення яких залежить від ЛР-1 або апарата без телекерування, відновіть операціями бригади; перевіряйте струм і напругу ліній на панелі «Стан»;

г) натисніть «Розпочати ремонт» (бригада переїде на пошкоджену ділянку), потім «Перевірити результат».

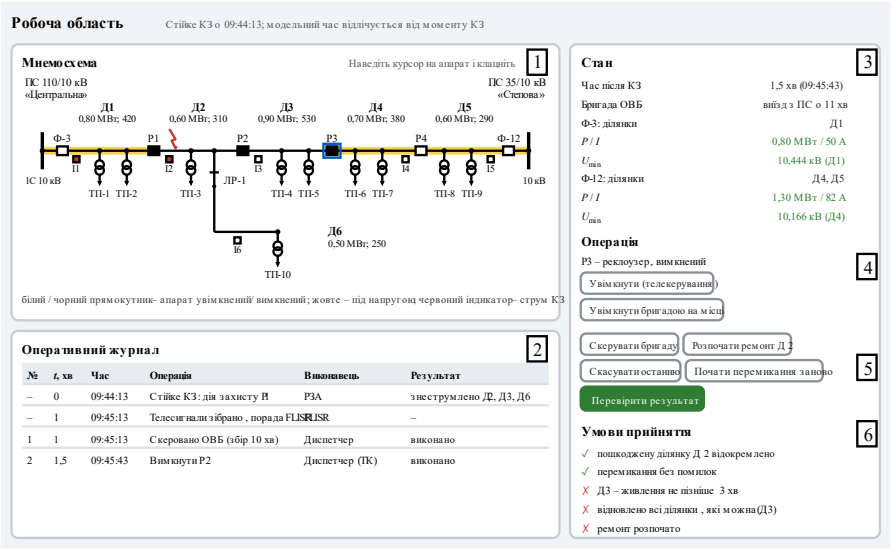
7. **Завдання 5.** За тривалостями перерв, які дала прийнята послідовність перемикань, обчисліть за формулами (6.6)–(6.9) недовідпуск, SAIDI, SAIFI події й MAIFI доби (з урахуванням нестійкого КЗ); за табл. 5 вихідних даних – недовідпуск, SAIDI і SAIFI для мережі без засобів автоматизації.

8. **Розширене завдання** (якщо його задав викладач). За табл. 6 вихідних даних обчисліть річні SAIDI, SAIFI, MAIFI, SAIDI з реклоузером Р5 замість ЛР-1 і зменшення SAIDI за формулою (6.10).

9. Сформулюйте висновки на вкладці 6 і надрукуйте протокол.

Завдання 3 відкривається після завдання 2, завдання 4 – після завдання 3, завдання 5 – після прийняття завдання 4 (у розрахункових завданнях – усі значення правильні або щонайменше три спроби). Робочу область завдання 4 показано на рис. 6.2. Кожна команда зсуває модельний час: телекерування – на

0,5 хв, операція бригади – на час переїзду й 5 хв. Мнемосхема підсвічує ділянки під напругою жовтим; індикатори, що зафіксували струм КЗ, – червоні.



1 – мнемосхема (вибраний апарат обведено синім); 2 – оперативний журнал з модельним і астрономічним часом; 3 – стан: час після КЗ, бригада, ділянки, навантаження, струм і найменша напруга кожної лінії; 4 – операції з вибраним апаратом; 5 – кнопки керування сценарієм і формальна перевірка; 6 – умови прийняття

Рисунок 6.2 – Робоча область завдання 4 (схематично, стан після вимкнення Р2, варіант 1)

Рішення приймається, якщо пошкоджену ділянку відокремлено; перемикання виконано без помилок; ділянки, які можна відновити телекеруванням, отримали живлення не пізніше ніж через 3 хв після КЗ; до початку ремонту відновлено живлення всіх ділянок, які можна відновити; ремонт розпочато. Якщо бригаду скеровано пізніше ніж через 5 хв після КЗ, програма показує попередження. Помилки фіксуються в оперативному журналі (табл. 6.1); спробу з помилкою прийняти не можна – натисніть «Почати перемикання заново». Кнопка «Скасувати останню» повертає модельний час і діє лише для операції без помилки. Спроба розпочати ремонт без відокремлення пошкодженої ділянки блокується повідомленням і помилкою не вважається.

Таблиця 6.1 – Помилки, які фіксує програма в завданні 4

Категорія	Помилка	Наслідок
А – небезпечна	подання напруги на пошкоджену ділянку (увімкнення на КЗ)	апарат вимкнено захистом
	операція ЛР-1 за напруги на Д2 або Д6; замикання петлі між ПС «Центральна» і ПС «Степова»	операцію зупинено
Б – режимна	перевантаження головної ділянки лінії; напруга нижча за 9,5 кВ; знеструмлення ділянок, що мали живлення	операцію виконано, наслідок показано на схемі

Розрахункові величини завдань 1–3, 5 і розширеного завдання вводять на вкладці 5 з точністю, наведеною в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Величини, які вводять на вкладці 5

Завдання	Величина	Одиниця	Точність запису
1, 3	навантаження лінії	МВт	0,01
	струм головної ділянки	А	0,1
	найменша напруга	кВ	0,001
2	ділянки нестійкого й стійкого КЗ; апарат без телекерування	–	вибір зі списку
3	чи може резервна лінія прийняти ділянки	–	вибір зі списку
5	$\Delta W_{\text{нед}}$	МВт·год	0,001
	SAIDI	хв	0,01
	SAIFI, MAIFI	–	0,001
6 (СРС)	SAIDI, SAIDI_{P5}	хв	0,01
	SAIFI, MAIFI	–	0,001
	зменшення SAIDI	%	0,1

6.3 Приклад виконання (варіант 1)

Вихідні дані варіанта 1 збігаються з прикладом п. 6.8 конспекту (табл. 6.3). Відгалуження до Д6 приєднано на відстані b = 2,0 км від Р1; напруга шин $U_{\text{ш,Ц}}$ = 10,50 кВ, $U_{\text{ш,С}}$ = 10,40 кВ; допустимий струм головної ділянки Ф-3 – 260 А, Ф-12 – 180 А; cos φ = 0,92; провід АС-95 – 0,306/0,371 Ом/км, АС-50 – 0,603/0,392 Ом/км; збір бригади 10 хв, ремонт 340 хв.

Таблиця 6.3 – Ділянки мережі (варіант 1)

Ділянка	ТП	l, км	Провід	P, МВт	Точок обліку
Д1	ТП-1, ТП-2	3,0	АС-95	0,80	420
Д2	ТП-3	3,0	АС-95	0,60	310
Д3	ТП-4, ТП-5	4,0	АС-95	0,90	530
Д4	ТП-6, ТП-7	3,0	АС-95	0,70	380
Д5	ТП-8, ТП-9	4,0	АС-95	0,60	290
Д6	ТП-10	3,0	АС-50	0,50	250
Разом				4,10	2 180

Завдання 1. Лінія Ф-3 живить Д1, Д2, Д3 і Д6: $P = 0{,}80 + 0{,}60 + 0{,}90 + 0{,}50 = 2{,}80$ МВт; $\operatorname{tg}\varphi = 0{,}426$, $Q = 1{,}193$ Мвар; за формулою (6.1) $I = \sqrt{(2{,}80^2 + 1{,}193^2)}/(\sqrt{3} \cdot 10) \cdot 1\,000 = 175{,}7$ А. Найменша напруга – у точці навантаження Д3 (8,0 км від ПС). Спільні частини шляхів: до Д1 – 1,5 км, до Д2 – 4,5 км, до Д3 – 8,0 км, до Д6 – 5,0 км (точка відгалуження); сума моментів $0{,}80 \cdot 1{,}5 + 0{,}60 \cdot 4{,}5 + 0{,}90 \cdot 8{,}0 + 0{,}50 \cdot 5{,}0 = 13{,}6$ МВт·км; $r_0 + x_0 \operatorname{tg}\varphi = 0{,}464$ Ом/км. За формулами (6.5), (6.4) $\Delta U = 0{,}464 \cdot 13{,}6/10 = 0{,}631$ кВ, $U_{\min,3} = 10{,}50 - 0{,}631 = 9{,}869$ кВ. Аналогічно для Ф-12: $P = 1{,}30$ МВт, $I = 81{,}6$ А, $U_{\min,12} = 10{,}166$ кВ (точка навантаження Д4).

Завдання 2. Журнал телесигналів (табл. 6.4) містить дві події КЗ. О 07:00:44 спрацював захист Ф-3 і лише індикатор І1, АПВ успішне – нестійке КЗ на Д1. О 09:44:13 спрацював захист Р1 й індикатори І1, І2, а І3 і І6 – ні; АПВ неуспішне – стійке КЗ на Д2. Повідомлень про втрату зв’язку немає: апарата без телекерування немає.

Таблиця 6.4 – Журнал телесигналів доби (варіант 1)

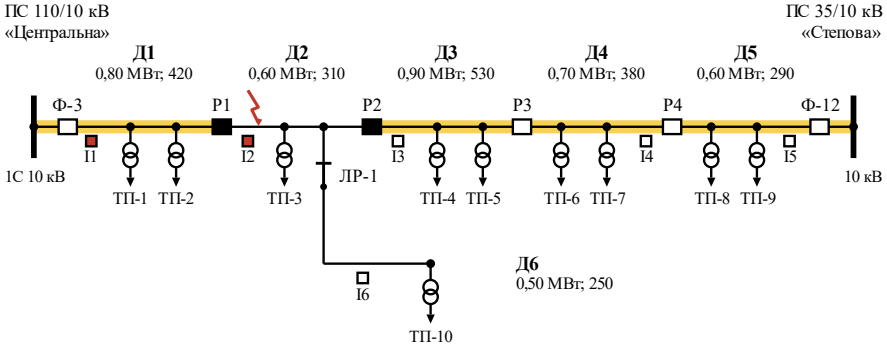
Час	Об’єкт	Сигнал
06:18:20	ПС «Степова»	Перемикач РПН Т1 – щабель 11
07:00:44	Ф-3	Спрацювання струмового захисту
07:00:44	І1	Зафіксовано проходження струму КЗ
07:00:44	Ф-3	Вимкнений
07:00:46	Ф-3	АПВ: увімкнений
07:00:46	Ф-3	АПВ успішне
07:00:46	І1	Повернення індикаторів (напругу відновлено)
09:33:23	ТП-3	Відчинено двері РУ 0,4 кВ (огляд персоналом)
09:44:13	Р1	Спрацювання струмового захисту
09:44:13	І1	Зафіксовано проходження струму КЗ
09:44:13	І2	Зафіксовано проходження струму КЗ
09:44:13	Р1	Вимкнений
09:44:15	Р1	АПВ: увімкнений
09:44:15	Р1	Спрацювання струмового захисту
09:44:15	Р1	Вимкнений; АПВ неуспішне, Р1 заблоковано у вимкненому положенні

Завдання 3. Після відокремлення Д2 від основної лінії відокремлено також Д6 (її живлення можливе лише через Д2), тому FLISR переводить на Ф-12 лише Д3: $P_{\text{рез}} = 1{,}30 + 0{,}90 = 2{,}20$ МВт, $I_{\text{рез}} = 138{,}1$ А < 180 А. Найвіддаленіша від ПС «Степова» точка – навантаження Д3 (9,0 км); сума моментів $0{,}60 \cdot 2{,}0 + 0{,}70 \cdot 5{,}5 + 0{,}90 \cdot 9{,}0 = 13{,}15$ МВт·км, $\Delta U = 0{,}610$ кВ, $U_{\min,\text{рез}} = 10{,}40 - 0{,}610 = 9{,}790$ кВ > 9,5 кВ. Резервна лінія може прийняти Д3 – «так».

Завдання 4. Прийняту послідовність перемикань наведено в табл. 6.5, стан мережі перед початком ремонту – на рис. 6.3. Д3 відновлено телекеруванням через 2 хв після КЗ (коротка перерва). Д2 і Д6 відновити до завершення ремонту не можна: Д6 приєднано лише до пошкодженої Д2. Бригада, скерована через 1 хв, після 10 хв збору їде 4,5 км до середини Д2 (7 хв) і починає ремонт через 18 хв після КЗ; живлення Д2 і Д6 відновлено через 358 хв.

Таблиця 6.5 – Оперативний журнал (варіант 1)

t, хв	Час	Операція	Виконавець	Результат
0	09:44:13	Стійке КЗ: дія захисту Р1, АПВ неуспішне	РЗА	знеструмлено Д2, Д3, Д6
1	09:45:13	Телесигнали зібрано, FLISR видав пораду	FLISR	–
1	09:45:13	Скеровано ОВБ (збір 10 хв, виїзд з ПС «Центральна»)	диспетчер	виконано
1,5	09:45:43	Вимкнути Р2	диспетчер (ТК)	виконано
2	09:46:13	Увімкнути Р3	диспетчер (ТК)	відновлено живлення Д3
18	10:02:13	Прибуття на Д2, пошук і ремонт пошкодження (340 хв)	ОВБ	розпочато
358	15:42:13	Ремонт завершено	ОВБ, диспетчер	відновлено живлення Д2, Д6



позначення – як на рис. 6.1; червоний знак – місце стійкого КЗ; червоні індикатори – зафіксовано струм КЗ

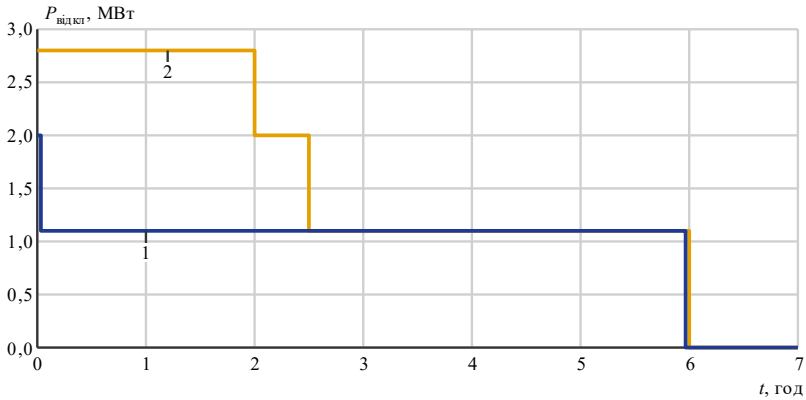
Рисунок 6.3 – Схема мережі після відокремлення пошкодженої ділянки Д2 (варіант 1)

Завдання 5. Тривалості перерв наведено в табл. 6.6. З FLISR за формулою (6.6) $\Delta W_{\text{нед}} = (0{,}60 \cdot 358 + 0{,}90 \cdot 2 + 0{,}50 \cdot 358)/60 = 6{,}593$ МВт·год; за формулами (6.7), (6.8) SAIDI = (310 + 250) · 358/2 180 = 91,96 хв, SAIFI = 560/2 180 = 0,257. Коротку перерву протягом доби мали точки обліку Д1, Д2, Д3, Д6 під час нестійкого КЗ і Д3 під час стійкого: MAIFI = (1 510 + 530)/2 180 = 0,936. Без засобів автоматизації $\Delta W_{\text{нед}} = 0{,}80 \cdot 2 + 0{,}60 \cdot 6 + 0{,}90 \cdot 2{,}5 + 0{,}50 \cdot$

6 = 10,450 МВт·год, SAIDI = 152,06 хв, SAIFI = 0,693. FLISR зменшив недовідпуск на 37 % і SAIDI на 40 %, але перетворив довгу перерву Д3 на коротку, тобто збільшив MAIFI (рис. 6.4).

Таблиця 6.6 – Тривалості перерв в електропостачанні ділянок (варіант 1)

Ділянка	*P*, МВт	Точок обліку	З FLISR, хв	Без автоматизації, хв
Д1	0,80	420	–	120
Д2	0,60	310	358	360
Д3	0,90	530	2 (коротка)	150
Д6	0,50	250	358	360



1 – з FLISR (прийнята послідовність перемикань); 2 – без засобів автоматизації; після 2,5 год криві збігаються; площа під кривою дорівнює недовідпуску

Рисунок 6.4 – Знеструмлене навантаження мережі після стійкого КЗ на ділянці Д2 (варіант 1)

Розширене завдання. Річний журнал варіанта 1 містить сім подій (табл. 6.7). Довгі перерви: 310 · 245 + 250 · 245 + 380 · 390 + 290 · 390 + 380 · 345 + 310 · 40 + 250 · 320 = 622 000 точок·хв, тобто SAIDI = 622 000/2 180 = 285,32 хв; SAIFI = 2 170/2 180 = 0,995; короткі перерви – 2 790 точок, MAIFI = 1,280. З реклоузером Р5 у події 7 Д2 не знеструмлюється: $SAIDI_{P5}$ = (622 000 − 12 400)/2 180 = 279,63 хв, зменшення за формулою (6.10) – 1,99 %. Ефект малий, бо у варіанті 1 стійке КЗ на Д6 сталося лише раз, а Д2 завдяки ЛР-1 відновили вже через 40 хв.

Таблиця 6.7 – Річний журнал технологічних порушень (варіант 1)

№	Дата	Ділянка КЗ	Вид КЗ	Перерви: ділянка – тривалість, хв
1	09.04	Д2	стійке	Д2 – 245; Д3 – 2,5; Д6 – 245
2	09.05	Д5	нестійке	Д4 – 0,05; Д5 – 0,05
3	20.05	Д5	стійке	Д4 – 390; Д5 – 390
4	27.05	Д3	нестійке	Д3 – 0,05
5	28.09	Д4	стійке	Д4 – 345
6	21.10	Д3	нестійке	Д3 – 0,05
7	24.10	Д6	стійке	Д2 – 40; Д3 – 2,5; Д6 – 320

Результати розрахункових завдань наведено в табл. 6.8.

Таблиця 6.8 – Результати завдань 1–3, 5 і розширеного завдання для варіанта 1

Завдання	Величина	Значення	Одиниця
1	$P_{Ф\text{-}3}$; $I_{Ф\text{-}3}$	2,80; 175,7	МВт; А
	$U_{min,3}$ (Д3)	9,869	кВ
	$P_{Ф\text{-}12}$; $I_{Ф\text{-}12}$	1,30; 81,6	МВт; А
	$U_{min,12}$ (Д4)	10,166	кВ
2	ділянка нестійкого КЗ; стійкого КЗ	Д1; Д2	–
	апарат без телекерування	немає	–
3	$P_{рез}$; $I_{рез}$	2,20; 138,1	МВт; А
	$U_{min,рез}$ (Д3)	9,790	кВ
	резервна лінія може прийняти ділянки	так	–
5	$\Delta W_{нед}$ з FLISR	6,593	МВт·год
	SAIDI; SAIFI з FLISR	91,96; 0,257	хв; –
	MAIFI за добу	0,936	–
	$\Delta W_{нед}$ без автоматизації	10,450	МВт·год
	SAIDI; SAIFI без автоматизації	152,06; 0,693	хв; –
6 (СРС)	SAIDI; SAIFI; MAIFI за рік	285,32; 0,995; 1,280	хв; –; –
	$SAIDI_{P5}$; зменшення	279,63; 2,0	хв; %

Результати завдань 1–3 і розширеного завдання не залежать від дій здобувача; результати завдання 5 залежать від прийнятої послідовності перемикань (наприклад, від того, коли скеровано бригаду).

6.4 Зміст звіту

Звітом є протокол, який друкує програма (5–6 с.). Він містить:

– шапку (ЦНТУ, кафедра, «ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 6», назва роботи й дисципліни), прізвище, групу, варіант із сумарним навантаженням і кількістю точок обліку мережі, дату;

– розділ 1 «Вихідні дані» – таблиці ділянок, живлення, обмежень і часових параметрів, рисунок нормальної схеми мережі;

– розділ 2 «Нормальний режим ліній (завдання 1)» – таблицю результатів з позначками перевірки й кількістю спроб;

– розділ 3 «Локалізація пошкоджень і можливість резервування (завдання 2, 3)» – журнал телесигналів доби й таблицю результатів;

– розділ 4 «Відокремлення пошкодження й відновлення живлення (завдання 4)» – рисунок схеми перед початком ремонту, оперативний журнал, умови прийняття, кількість перевірок, перезапусків і помилок;

– розділ 5 «Недовідпуск і показники надійності (завдання 5)» – тривалості перерв з FLISR і без автоматизації, таблицю результатів, рисунок знеструмленого навантаження;

– розділ 6 «Річні показники надійності (завдання 6, СРС)» (якщо його виконано) – річний журнал і таблицю результатів;

– висновки, контрольний код і підписи здобувача та викладача.

У висновках зазначте: як за телесигналами визначили пошкоджену ділянку; чи могла резервна лінія прийняти навантаження і що обмежувало резервування; живлення яких ділянок відновлено за хвилини, а яких – лише після операцій бригади чи ремонту; наскільки FLISR зменшив недовідпуск і SAIDI порівняно з мережею без засобів автоматизації і чому він збільшує MAIFI; які заходи ще зменшать SAIDI.

6.5 Контрольні запитання

1. Чому петльові розподільні мережі експлуатують розімкненими? Що таке точка поділу мережі?

2. Які функції виконують реклоузер і індикатор проходження струму КЗ?

3. Як за телесигналами визначити, нестійким чи стійким було КЗ і на якій ділянці воно сталося?

4. Опишіть алгоритм FLISR. Чим автоматичний режим відрізняється від режиму порад?

5. Чому ЛР-1 не можна вимикати під напругою? Як відсутність телекерування апарата впливає на тривалість перерв?

6. Чому не можна замикати петлю між ПС «Центральна» і ПС «Степова»?

7. За якими умовами перевіряють можливість живлення ділянок від резервної лінії? Що робити, якщо резервна лінія не може прийняти все навантаження?

8. Як обчислюють недовідпуск електроенергії, SAIDI, SAIFI і MAIFI? Чим відрізняються довга й коротка перерви?

9. Чому FLISR зменшує SAIDI, але може збільшити MAIFI?

10. Які заходи дадуть змогу ще зменшити SAIDI мережі вашого варіанта?

Рекомендовані джерела: [1; 18; 25; 26; 27; 28; 29].

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 7. ОБМІН ДАНИМИ В СИСТЕМІ ТЕЛЕМЕХАНІКИ ЗА ПРОТОКОЛОМ МЕК 60870-5-104

Мета роботи: навчитися аналізувати обмін даними між пунктом керування (ПК) і контрольованим пунктом (КП) за протоколом МЕК 60870-5-104: розпізнавати формати кадрів і стежити за керуванням обміном (порядкові номери N(S), N(R), параметри *k*, *w*, таймери t_1–t_3); декодувати блоки даних прикладного рівня (ASDU) – тип, причину передавання, адреси, значення, ознаки якості й мітки часу; аналізувати діалог телекерування й формувати кадри команд; досліджувати вплив апертури телевимірювань на трафік і сигналізацію SCADA; розпізнавати в журналі обміну ознаки несанкціонованого втручання.

Тривалість роботи – 2 год. Розширене завдання виконують у межах СРС, якщо його задав викладач.

7.1 Теоретичні відомості

Матеріал роботи детально викладено в конспекті лекцій [1, пп. 7.2, 7.5, 7.8, рис. 7.3, формула (7.1), дод. Б]. Протокол визначає стандарт IEC 60870-5-104 [30]: він переносить прикладний рівень протоколу МЕК 60870-5-101 у мережі TCP/IP. Будову систем телемеханіки й оперативно-інформаційних комплексів розглянуто також у посібнику [31].

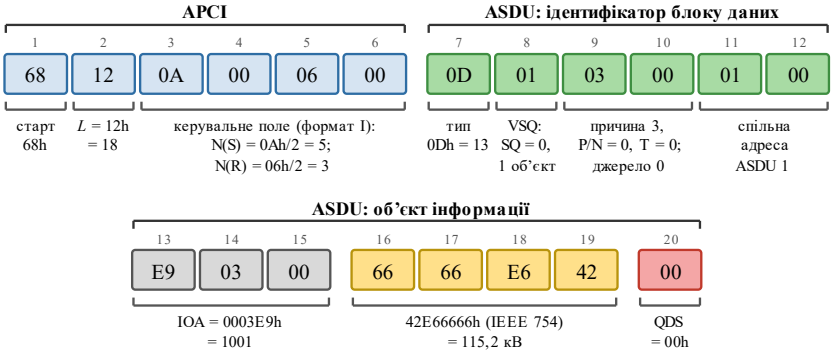
Дані роботи синтетичні. КП – ПС 110/10 кВ «Центральна» (схема ЛР4), ПК – центральна диспетчерська служба (ЦДС) ОСР; IP-адреси й параметри обміну умовні. Журнал обміну будує модель з лічильниками порядкових номерів і таймерами, тому всі правила протоколу в ньому дотримано, а журнал варіанта 1 містить кадр-приклад з рис. 7.3, *в* конспекту.

7.1.1 Обмін за протоколом МЕК 60870-5-104

ПК (клієнт TCP) встановлює з’єднання з КП (сервер TCP, порт 2404) і кадром STARTDT дозволяє передавання даних. Далі ПК за потреби синхронізує годинник КП (команда типу 103) і надсилає команду загального опитування (тип 100): КП передає стан усіх телесигналів (ТС) і значення телевимірювань (ТВ) з причиною 20 і завершує опитування кадром з причиною 10. Після цього КП передає лише зміни: ТС – спонтанно з міткою часу, ТВ – спонтанно, коли значення змінилося більше ніж на апертуру, і циклічно (причина 1) [1, п. 7.5].

7.1.2 Будова APDU і формати кадрів

Блок даних прикладного протоколу (APDU) починається керувальною інформацією APCI (6 октетів): стартовий октет 68h, октет довжини *L* (кількість октетів після нього) і чотири октети керувального поля. Багатооктетні поля передаються молодшим октетом уперед. Розбір кадру-прикладу з журналу варіанта 1 показано на рис. 7.1 (кольори полів – як на рис. 7.3 конспекту й у програмі).



над октетами – їх порядкові номери в кадрі; кольори полів: блакитний – APCI, зелений – ідентифікатор блоку даних, сірий – адреса об'єкта (і мітка часу), жовтий – значення, рожевий – дескриптор якості

Рисунок 7.1 – Розбір кадру формату I зі спонтанним ТВ напруги шин 110 кВ (кадр № 11, варіант 1)

Формат кадру визначають молодші біти першого октету керувального поля. **Формат I** (біт 1 = 0) переносить ASDU; порядкові номери переданого N(S) і прийнятого N(R) кадрів займають по 15 бітів:

$$\mathrm{N(S)} = \frac{o_1}{2} + 128o_2; \tag{7.1}$$

$$\mathrm{N(R)} = \frac{o_3}{2} + 128o_4, \tag{7.2}$$

де $o_1 \ldots o_4$ – октети керувального поля (десяткові значення).

Наприклад, октети 0A 00 дають N(S) = 10/2 = 5. **Формат S** (01h 00h у перших двох октетах) лише підтверджує прийом номером N(R) в октетах 3–4. **Формат U** (03h у двох молодших бітах) передає функції керування з'єднанням (табл. 7.1).

Таблиця 7.1 – Кадри форматів U і S

Формат	Октет 1 керувального поля	Функція
U	07h / 0Bh	STARTDT: активація / підтвердження (дозвіл передавання даних)
U	13h / 23h	STOPDT: активація / підтвердження (заборона передавання)
U	43h / 83h	TESTFR: активація / підтвердження (перевірка з'єднання)
S	01h (октет 2 – 00h)	підтвердження прийому; в октетах 3–4 – N(R)

7.1.3 Керування обміном

Кожна сторона окремо нумерує кадри I, які передає: N(S) – номер цього кадру, N(R) – номер наступного кадру, який сторона очікує прийняти, тобто кількість уже прийнятих нею кадрів I (за модулем 32 768). Кадр I або S з номером N(R) підтверджує всі кадри I з меншими номерами. Звідси правила, потрібні для завдань 1 і 3:

– наступний кадр I сторони має N(S) на одиницю більший, ніж її попередній кадр I;

– N(R) у кадрі сторони дорівнює кількості кадрів I, прийнятих нею від іншої сторони від початку з'єднання;

– сторона, що передає, може мати не більше $k = 12$ непідтверджених кадрів I;

– сторона, що приймає, підтверджує прийом не пізніше ніж після $w = 8$ кадрів I або не пізніше ніж через $t_2 = 10$ с після прийому першого непідтвердженого кадру; якщо зустрічних кадрів I немає, вона надсилає кадр S;

– якщо підтвердження надісланого кадру немає протягом $t_1 = 15$ с, з'єднання розривають; $t_0 = 30$ с – час встановлення з'єднання;

– таймер $t_3 = 20$ с кожна сторона перезапускає, коли приймає будь-який кадр (I, S або U); коли він спливає, сторона надсилає TESTFR act, а інша відповідає TESTFR con.

Кількість кадрів I, надісланих стороною й ще не підтверджених, і найбільший номер кадру, який вона може надіслати без нового підтвердження,

$$n_{\text{н}} = \text{N(S)}_{\text{ост}} + 1 - \text{N(R)}_{\text{п}}; \tag{7.3}$$

$$\text{N(S)}_{\max} = \text{N(R)}_{\text{п}} + k - 1, \tag{7.4}$$

де $\text{N(S)}_{\text{ост}}$ – номер останнього надісланого стороною кадру I;
$\text{N(R)}_{\text{п}}$ – номер N(R) в останньому кадрі I або S, отриманому від іншої сторони (останнє підтвердження).

7.1.4 Блок даних прикладного рівня

Ідентифікатор блоку даних займає 6 октетів: ідентифікатор типу (табл. 7.2); класифікатор змінної структури VSQ – біти 1–7 містять кількість об'єктів інформації, біт 8 – ознаку послідовності SQ; причина передавання – у першому октеті біти 1–6 містять код (табл. 7.3), біт 7 – ознаку негативного підтвердження P/N (40h), біт 8 – ознаку тестового кадру T, другий октет – адресу джерела; спільна адреса ASDU (2 октети, зазвичай адреса КП). Далі йдуть об'єкти інформації: адреса IOA (3 октети), елементи інформації й, для типів з міткою часу, мітка часу (7 октетів). Якщо SQ = 0, кожен об'єкт має власну адресу; якщо SQ = 1, адресу має лише перший об'єкт, а наступні мають адреси на 1, 2, … більші. Адреса об'єкта

$$\text{IOA} = \text{o}_1 + 256\text{o}_2 + 65\,536\text{o}_3, \tag{7.5}$$

де o_1, o_2, o_3 – октети адреси в порядку передавання.

Довжина APDU

$$L_{\text{APDU}} = L + 2. \tag{7.6}$$

Наприклад, кадр зі спонтанним ТВ типу 13 має L = 18 і L_{APDU} = 20 октетів (рис. 7.1).

Таблиця 7.2 – Типи ASDU, що трапляються в журналах (скорочено за табл. Б.1 конспекту)

Тип	Позначення	Опис	Елемент інформації, октетів
1	M_SP_NA_1	одноелементна ТС	1
3	M_DP_NA_1	двоелементна ТС	1
9	M_ME_NA_1	ТВ, нормоване значення	3
11	M_ME_NB_1	ТВ, масштабоване значення	3
13	M_ME_NC_1	ТВ, коротке число з плаваючою комою	5
30	M_SP_TB_1	одноелементна ТС з міткою часу	1 + 7
31	M_DP_TB_1	двоелементна ТС з міткою часу	1 + 7
36	M_ME_TF_1	ТВ з плаваючою комою з міткою часу	5 + 7
45	C_SC_NA_1	одноелементна команда	1
46	C_DC_NA_1	двоелементна команда	1
50	C_SE_NC_1	уставка, коротке число з плаваючою комою	5
100	C_IC_NA_1	команда загального опитування	1
103	C_CS_NA_1	команда синхронізації часу	7

Таблиця 7.3 – Причини передавання (скорочено за табл. Б.2 конспекту)

Код	Значення	Код	Значення
1	періодично, циклічно	10	завершення активації
3	спонтанно	11	зворотна інформація від віддаленої команди
5	запит	12	зворотна інформація від місцевої команди
6	активація	20	відповідь на загальне опитування
7	підтвердження активації	44, 45	невідомі ідентифікатор типу, причина передавання (P/N = 1)
8, 9	деактивація, її підтвердження	46, 47	невідомі спільна адреса ASDU, адреса об’єкта (P/N = 1)

7.1.5 Кодування елементів інформації

ТС і ознаки якості. Одноелементна ТС (SIQ) містить стан у біті 1 (SPI), двоелементна (DIQ) – у бітах 1–2 (DPI: 1 – вимкнено, 2 – ввімкнено, 0 і 3 – проміжний і невизначений стани); біти 5–8 обох – ознаки якості BL, SB, NT, IV. Для ТВ дескриптор якості QDS – окремий октет після значення: біт 1 – OV (01h, переповнення шкали), біт 5 – BL (10h, значення заблоковане), біт 6 – SB (20h, заміщене), біт 7 – NT (40h, неактуальне), біт 8 – IV (80h, недостовірне). Октет 00h означає, що значення достовірне. Значення з ознаками IV, NT чи SB диспетчер не використовує для рішень без перевірки іншими засобами, а ТВ з OV показує лише те, що величина вийшла за шкалу.

Нормоване значення (тип 9) – ціле зі знаком, 2 октети молодшим уперед; якщо старший октет не менший за 80h, від числа віднімають 65 536 (доповняльний код). **Масштабоване значення (тип 11)** кодується так само. Фізичні значення

$$x = \frac{N_{\text{NVA}}}{32\,768} x_{\text{шк}}; \tag{7.7}$$

$$x = N_{\text{SVA}} c, \tag{7.8}$$

де N_{NVA}, N_{SVA} – ціле значення елемента інформації;

$x_{\text{шк}}$ – шкала ТВ (табл. 3 вихідних даних);

c – коефіцієнт масштабування (табл. 3 вихідних даних).

Наприклад, октети 1A 2B дають 2B1Ah = 11 034 і за шкали 600 А за формулою (7.7) – 11 034/32 768 · 600 = 202,04 А; октети 09 0D → 0D09h = 3 337, за c = 0,001 МВт за формулою (7.8) – 3,337 МВт.

Коротке число з плаваючою комою (типи 13, 36, 50) – формат IEEE 754 одинарної точності, 4 октети. Записавши октети від старшого до молодшого, отримують 32-бітове число: біт 32 – знак s, біти 31–24 – порядок e, біти 23–1 – мантиса m:

$$x = (-1)^s \cdot 2^{e-127} \cdot \left(1 + \frac{m}{2^{23}}\right). \tag{7.9}$$

Для кадру на рис. 7.1 октети 66 66 E6 42 дають 42E66666h: старша шістнадцяткова цифра 4 = 0100_2, тому s = 0; e = 42E66666h >> 23 = 85h = 133; m = 666666h = 6 710 886; $x = 2^6 \cdot (1 + 6\,710\,886/8\,388\,608) = 64 \cdot 1{,}8 = 115{,}2$ кВ. Зручно скористатися калькулятором у режимі «Програміст»: перевести число в двійковий запис і відокремити старший біт, наступні 8 бітів і 23 молодші біти.

Мітка часу CP56Time2a (7 октетів): октети 1–2 – мілісекунди в межах хвилини (0–59 999), молодшим уперед; октет 3 – хвилини (біти 1–6), біт 8 – ознака недостовірності часу; октет 4 – години (біти 1–5), біт 8 – літній час; октет 5 – день місяця (біти 1–5) і день тижня (біти 6–8, 0 – не використовується); октет 6 – місяць; октет 7 – рік (0–99). Наприклад, A4 1F 2D 0E 0A 04 15: 1FA4h = 8 100 мс, 2Dh = 45 хв, 0Eh = 14 год, 10 квітня 2021 р. – 14:45:08,100.

Команди. Одноелементна (SCO, тип 45) і двоелементна (DCO, тип 46) команди займають 1 октет: біт 1 (SCS) або біти 1–2 (DCS: 1 – вимкнути, 2 – ввімкнути), біти 3–7 – класифікатор QU (0 – без додаткового визначення), біт 8 – S/E (1 – вибір, 0 – виконання). Наприклад, 81h = $1000\ 0001_2$ – вибір, вимкнути. Уставка з плаваючою комою (тип 50) – 4 октети значення й октет QOS

(біт 8 – S/E). Команда загального опитування (тип 100) містить IOA = 0 і класифікатор QOI = 20 (14h) – загальне опитування станції.

7.1.6 Телекерування

Телекерування виконують за принципом «вибір – виконання» [1, п. 7.2]: ПК надсилає команду з S/E = 1 і причиною 6, КП підтверджує вибір (причина 7); ПК надсилає ту саму команду з S/E = 0, КП підтверджує виконання (причина 7), передає зміну ТС апарата з причиною 11 (зворотна інформація від віддаленої команди) і завершує команду (причина 10). Диспетчер вважає команду виконаною лише після зворотної інформації про новий стан апарата. Якщо КП не може виконати команду, він повертає її з ознакою P/N = 1 і причиною 44–47 (табл. 7.3). Адреси команд ТК відрізняються від адрес ТС тих самих апаратів (табл. 2 вихідних даних), тому команда на адресу ТС отримує негативне підтвердження з причиною 47. Уставку (тип 50) і команду загального опитування КП також підтверджує причиною 7 і завершує причиною 10.

7.1.7 Апертура телевимірювань і сигналізація SCADA

КП передає ТВ спонтанно, коли модуль різниці поточного значення й значення, переданого останнім, не менший за апертуру [1, формула (7.1)]:

$$\left|x - x_{\text{пер}}\right| \geq \Delta x_{\text{ап}}, \tag{7.10}$$

$$\Delta x_{\text{ап}} = \frac{a x_{\text{б}}}{100}, \tag{7.11}$$

де x – поточне виміряне значення величини;

$x_{\text{пер}}$ – значення величини, передане останнім;

$\Delta x_{\text{ап}}$ – апертура в одиницях вимірюваної величини;

a – апертура, %;

$x_{\text{б}}$ – база апертури – номінальне значення або шкала ТВ.

У роботі КП перевіряє критерій (7.10) щосекунди; значення в момент t = 0 передано під час загального опитування і в кількість спонтанних кадрів не входить. SCADA відображає значення, прийняте останнім, тому похибка відображення менша за апертуру. Кожне спонтанне ТВ – окремий кадр з одним об’єктом; L_{APDU} становить 18 октетів для типів 9 і 11, 20 – для типу 13, 27 – для

типу 36. Середню швидкість передавання ТВ за годину (без кадрів S) оцінюють як

$$B = \frac{8\sum_i N_i\left(L_{\mathrm{APDU},i}+40\right)}{3600}, \tag{7.12}$$

де N_i – кількість спонтанних кадрів i-го ТВ за годину;

40 – заголовки TCP/IP одного кадру, октетів;

B – середня швидкість, біт/с.

SCADA формує повідомлення, коли відображуване значення досягає уставки сигналізації (для верхньої уставки – $x \geq x_y$, для нижньої – $x \leq x_y$). Велика апертура затримує сигналізацію або пропускає короткий вихід за уставку, а мала – збільшує трафік і кількість повідомлень. У роботі вихід значення за уставку тривалістю щонайменше 5 с має бути сигналізований не пізніше ніж через 10 с від його початку; апертура не має бути меншою за похибку вимірювального каналу (інакше передається шум), а для ТВ, які використовує оцінювання стану [1, п. 8.1], – більшою за 1 %.

7.1.8 Розширене завдання: кібербезпека обміну

Протокол МЕК 60870-5-104 не автентифікує повідомлення: КП виконує команду від будь-якого клієнта, з яким встановив з'єднання й який надсилає правильно сформовані кадри [1, п. 7.8]. Механізми автентифікації повідомлень і рольового керування доступом для цього протоколу на основі IEC 62351 визначає технічна специфікація IEC TS 60870-5-7 [32]. Шкідливе програмне забезпечення Industroyer2, виявлене в 2022 р. в мережі української енергокомпанії, надсилало саме команди МЕК 60870-5-104 [33].

Ознаки несанкціонованого втручання в журналі обміну: з'єднання з адреси, якої немає серед адрес ПК; загальне опитування для розвідки стану; серія команд виконання без попереднього вибору за частки секунди; команди на неіснуючі адреси (перебір адрес). Заходи захисту: тунелі VPN і міжмережеві екрани з білим списком адрес між зонами мережі [1, п. 7.8], автентифікація повідомлень за IEC TS 60870-5-7, обов'язкове «вибір – виконання» на КП, контроль аномалій обміну, перемикач «місцеве / дистанційне керування».

7.2 Порядок виконання роботи

Підготовка. Опрацюйте пп. 7.2, 7.5, 7.8, рис. 7.3 і дод. Б конспекту лекцій [1] і підрозділ 7.1; підготуйте відповіді на контрольні запитання (підрозділ 7.5).

1. Відкрийте файл «ОДК_ЛР7_Обмін_МЕК_60870-5-104.html», введіть прізвище, ім'я, по батькові, групу, номер варіанта й натисніть «Сформувати варіант».

2. Ознайомтеся з вихідними даними на вкладці 3: таблиця 1 – параметри обміну (IP-адреси ПК і КП, спільна адреса ASDU, *k, w*, таймери, дата журналу); таблиця 2 – адреси ТС і команд ТК; таблиця 3 – ТВ (тип ASDU, адреса, кодування); таблиця 4 – журнал обміну; таблиця 5 – вибірка ТВ напруги шин 110 кВ (завдання 4); таблиця 6 – вимоги до передавання ТВ (завдання 5); таблиця 7 – журнал 2 (СРС). Кнопка «Копіювати таблиці» переносить дані в електронну таблицю.

3. **Завдання 1.** За журналом обміну й формулами (7.1)–(7.4) визначте функцію кадру U, номер N(R) і причину надсилання кадру S, номери N(S) і N(R) кадру I, кількість непідтверджених кадрів КП, найбільший N(S), який КП може надіслати без нового підтвердження, і номер кадру, від якого почався відлік t_3.

4. **Завдання 2.** За формулами (7.5)–(7.9) декодуйте задані кадри: тип, причину передавання, ІОА і значення ТВ; кількість об'єктів, адресу й значення *j*-го об'єкта кадру з SQ = 1; ознаки якості; апарат, стан DPI і мітку часу ТС; за мітками часу – інтервал між дією МСЗ і вимкненням вимикача.

5. **Завдання 3.** За журналом визначте етап телекерування заданого кадру, апарат і операцію, час від кадру виконання до зворотної інформації й причину негативного підтвердження. Потім на вкладці 4 (рис. 7.2) сформуйте кадри ПК для команди, заданої у варіанті:

а) знайдіть у табл. 2 адресу команди апарата (а не адресу ТС) і в табл. 1 – спільну адресу КП;

б) визначте N(S) кадру (на одиницю більший, ніж в останньому кадрі І ПК) і N(R) – кількість кадрів І, прийнятих ПК від КП;

в) запишіть кадр «вибір» як послідовність октетів, розділених пробілами, і натисніть «Перевірити кадр»;

г) після прийняття кадру «вибір» врахуйте відповідь КП (вона змінює N(R)) і так само сформуйте кадр «виконання».

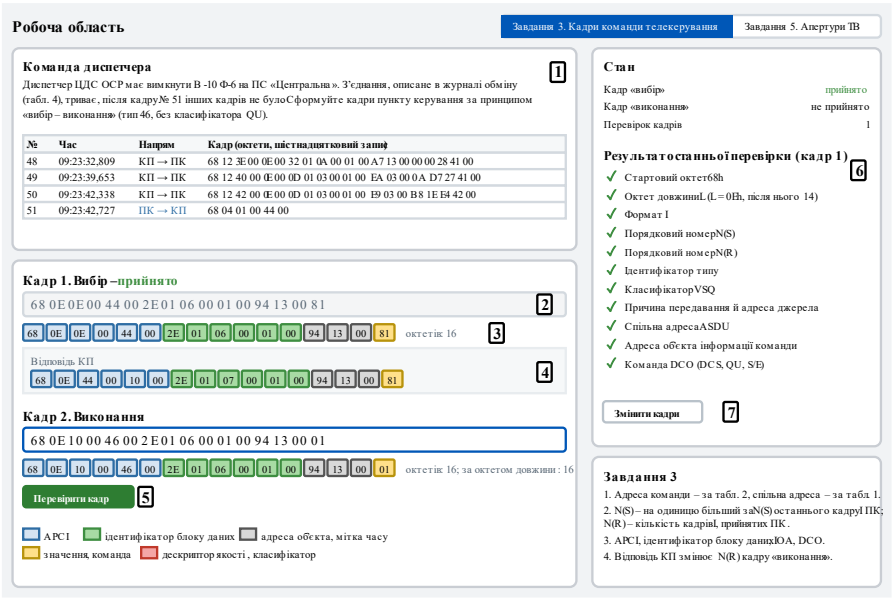
6. **Завдання 4.** За вибіркою табл. 5 і формулами (7.10), (7.11) визначте апертуру, кількість спонтанних кадрів за апертури a_1, значення в SCADA після t = 30 с, найбільшу розбіжність, запізнення сигналізації, кількість кадрів за апертури a_2 і обсяг APDU.

7. **Завдання 5.** На вкладці 4 (рис. 7.3) доберіть апертури чотирьох ТВ так, щоб виконати вимоги табл. 6 і обмеження середньої швидкості (7.12); натисніть «Перевірити налаштування».

8. **Розширене завдання** (якщо його задав викладач). За журналом 2 визначте належність IP-адреси клієнта, номер першої команди серії, кількість команд, тривалість серії, кількість вимкнених апаратів і негативних підтверджень; заходи захисту запропонуйте у висновках.

9. Сформулюйте висновки на вкладці 6 і надрукуйте протокол.

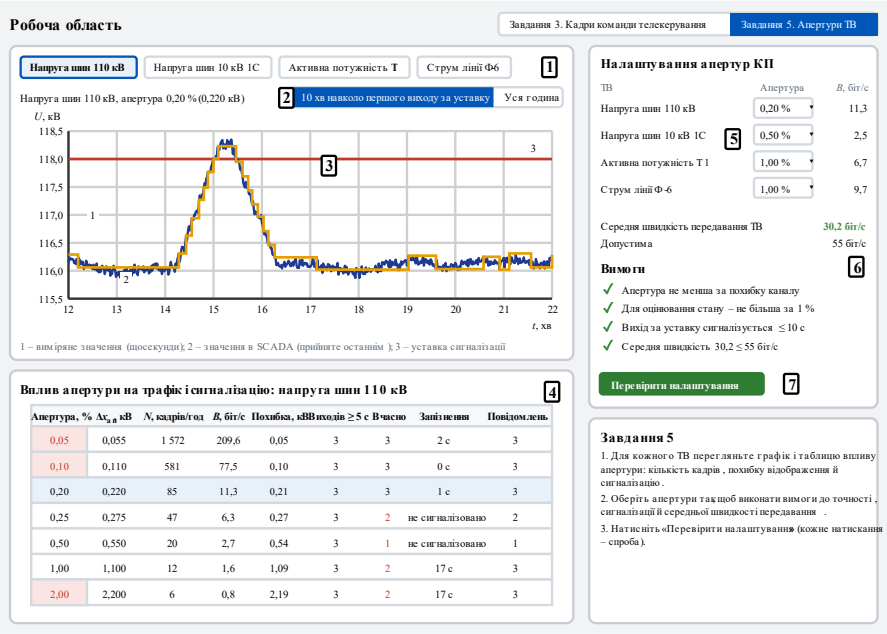
Завдання не блокуються одне одним. Кнопка «Показати поля кадрів», що розфарбовує октети журналів за полями, стає доступною після завдань 1 і 2 (у кожному всі значення правильні або щонайменше три спроби). Числа, записані в кадрах шістнадцятковими, вводять десятковими; мітку часу – у вигляді «гг:хх:сс,ммм», наприклад 14:45:08,100.



1 – команда диспетчера й останні кадри журналу; 2 – поле введення кадру; 3 – октети, розфарбовані за позицією в кадрі, і їх кількість; 4 – відповідь КП на прийнятий кадр «вибір»; 5 – формальна перевірка кадру; 6 – стан і результат останньої перевірки (11 умов); 7 – зняття прийняття кадрів

Рисунок 7.2 – Робоча область завдання 3 (схематично, кадр «вибір» прийнято, варіант 1)

Під час введення октети розфарбовуються лише за їх позицією в кадрі – це не ознака правильності. Кожне натискання «Перевірити кадр» – спроба; після неї видно, які з 11 умов не виконано: стартовий октет, октет довжини, формат I, N(S), N(R), тип, VSQ, причина й адреса джерела, спільна адреса, адреса об'єкта, октет DCO. Після прийняття кадру «вибір» з'являється відповідь КП, після прийняття кадру «виконання» – три кадри КП (підтвердження, зворотна інформація, завершення). Кнопка «Змінити кадри» знімає прийняття; кількість спроб зберігається.



1 – вибір ТВ; 2 – масштаб графіка; 3 – графік ТВ (1 – виміряне значення, 2 – значення в SCADA, 3 – уставка сигналізації); 4 – вплив апертури на трафік і сигналізацію (рядок вибраної апертури виділено, апертури, що не відповідають вимогам до точності, – червоним); 5 – вибір апертур і середня швидкість передавання; 6 – вимоги; 7 – формальна перевірка

Рисунок 7.3 – Робоча область завдання 5 (схематично, прийняті апертури, варіант 1)

Вимоги до апертур перевіряються одразу після вибору, формальна перевірка – кнопкою; кожне натискання – спроба. Програма попереджає про брязкіт сигналізації – повідомлень більше ніж удвічі за кількість виходів за уставку. Прийняті апертури знімає кнопка «Змінити налаштування».

Величини завдань 1–4 і розширеного завдання вводять на вкладці 5 з точністю, наведеною в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Величини, які вводять на вкладці 5

Завдання	Величина	Одиниця	Точність запису
1	функція кадру U; причина кадру S	–	вибір зі списку
	N(R), N(S), кількість кадрів, номер кадру	–	ціле
2	тип, IOA, кількість об’єктів	–	ціле
	причина передавання, ознаки якості, апарат, DPI	–	вибір зі списку
	значення ТВ (тип 13, 36)	кВ	0,01
	значення ТВ (тип 11: *P*, *Q*, *U*)	МВт, Мвар, кВ	0,001
	значення ТВ (тип 9: струм)	А	0,1
	мітка часу	гг:хх:сс,ммм	1 мс
	інтервал за мітками часу	мс	ціле
3	етап, апарат і операція, причина негативного підтвердження	–	вибір зі списку
	час до зворотної інформації	мс	ціле
4	апертура; значення в SCADA; розбіжність	кВ	0,001; 0,01; 0,01
	кількість кадрів; запізнення; обсяг APDU	–; с; октетів	ціле
6 (СРС)	належність IP-адреси	–	вибір зі списку
	номер кадру, кількість команд, апаратів, підтверджень; тривалість серії	–; мс	ціле

7.3 Приклад виконання (варіант 1)

Вихідні дані варіанта 1: ПК – 10.30.1.10 (резервний сервер – 10.30.2.10), КП – 10.30.31.2, спільна адреса ASDU 1, дата журналу 23.11.2021. Адреси ТС вимикачів – 1–12 (В-110 Т1, В-110 Т2, В-110 М, В-10 Т1, В-10 Т2, СВ-10, В-10 Ф-1…Ф-6), адреси команд тих самих вимикачів – 5001–5012; одноелементні ТС – 101–110 (дія МСЗ Ф-1…Ф-6 – 101–106, дія АПВ 10 кВ – 107); команди АПВ ліній – 5021–5026; ТВ: напруги й частота – 1001–1004 (тип 13), *P*, *Q* і положення РПН трансформаторів – 1011–1016 (тип 11, *c* = 0,001 і 1), струми ліній Ф-1…Ф-6 – 1021–1026 (тип 9, шкала 600 А). Журнал містить 51 кадр; кадри, використані в завданнях, наведено в табл. 7.5.

Таблиця 7.5 – Кадри журналу обміну, використані в завданнях (варіант 1)

№	Час	Напрям	Кадр (октети, шістнадцятковий запис)
2	09:21:53,766	КП → ПК	68 04 0B 00 00 00
11	09:21:55,701	КП → ПК	68 12 0A 00 06 00 0D 01 03 00 01 00 E9 03 00 66 66 E6 42 00
20	09:22:19,865	КП → ПК	68 1F 18 00 06 00 0B 86 01 00 01 00 F3 03 00 6D 2B 00 09 0D 00 24 23 00 B0 0F 00 0B 00 00 08 00 00
21	09:22:29,836	ПК → КП	68 04 01 00 1A 00
22	09:22:39,865	ПК → КП	68 04 43 00 00 00
25	09:22:55,367	КП → ПК	68 15 1C 00 06 00 1F 01 03 00 01 00 09 00 00 01 3F D8 16 09 17 0B 15
27	09:22:55,659	КП → ПК	68 15 20 00 06 00 1E 01 03 00 01 00 67 00 00 01 04 D8 16 09 17 0B 15
32	09:22:57,010	ПК → КП	68 04 01 00 2A 00
33	09:22:57,096	КП → ПК	68 15 2A 00 06 00 1F 01 03 00 01 00 09 00 00 01 F8 DE 16 09 17 0B 15
34	09:22:57,167	КП → ПК	68 15 2C 00 06 00 1E 01 03 00 01 00 67 00 00 00 11 DF 16 09 17 0B 15
37	09:23:08,714	КП → ПК	68 10 30 00 06 00 0B 01 03 00 01 00 F5 03 00 24 23 10
38	09:23:16,307	ПК → КП	68 0E 06 00 32 00 2E 01 06 00 01 00 0B 00 00 81
39	09:23:16,332	КП → ПК	68 0E 32 00 08 00 2E 01 6F 00 01 00 0B 00 00 81
40	09:23:22,895	ПК → КП	68 0E 08 00 34 00 2E 01 06 00 01 00 93 13 00 81
41	09:23:22,909	КП → ПК	68 0E 34 00 0A 00 2E 01 07 00 01 00 93 13 00 81
42	09:23:24,723	ПК → КП	68 0E 0A 00 36 00 2E 01 06 00 01 00 93 13 00 01
43	09:23:24,750	КП → ПК	68 0E 36 00 0C 00 2E 01 07 00 01 00 93 13 00 01
44	09:23:24,847	КП → ПК	68 15 38 00 0C 00 1F 01 0B 00 01 00 0B 00 00 01 03 61 17 09 17 0B 15
45	09:23:24,879	КП → ПК	68 0E 3A 00 0C 00 2E 01 0A 00 01 00 93 13 00 01
46	09:23:32,703	ПК → КП	68 12 0C 00 3C 00 32 01 06 00 01 00 A7 13 00 00 00 28 41 00
50	09:23:42,338	КП → ПК	68 12 42 00 0E 00 0D 01 03 00 01 00 E9 03 00 B8 1E E4 42 00
51	09:23:42,727	ПК → КП	68 04 01 00 44 00

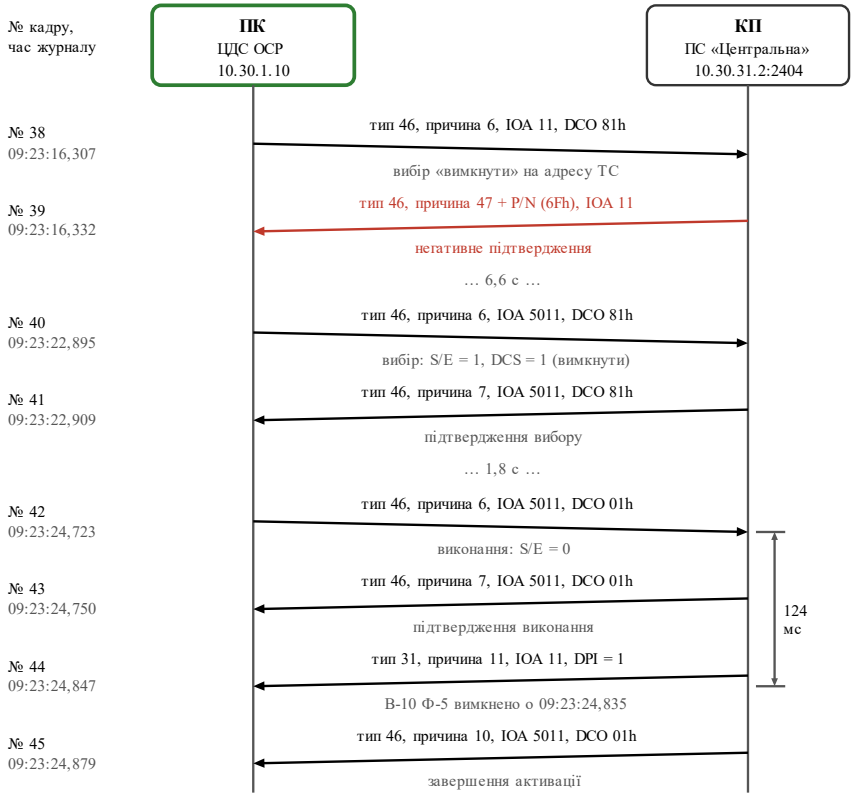
Завдання 1. Кадр № 2 має перший октет керувального поля 0Bh – STARTDT con (табл. 7.1). Кадр S № 51 містить октети 44 00, тобто N(R) = 68/2 = 34. Попереднє підтвердження ПК – кадр I № 46 (09:23:32,703); після нього КП надіслав лише чотири кадри I (№ 47–50), тобто менше за $w = 8$, а від першого з них (09:23:32,727) до кадру S минуло 10 с – сплив таймер t_2. Для порівняння, кадр S № 32 надіслано через 5 мс після восьмого кадру I від КП (№ 24–31) – спрацювало правило w. Кадр № 44 має керувальне поле 38 00 0C 00: за формулами (7.1), (7.2) N(S) = 56/2 = 28, N(R) = 12/2 = 6 – КП прийняв від ПК шість кадрів I (№ 3, 5, 10, 38, 40, 42).

Після кадру № 34 (N(S) = 22) КП надіслав 23 кадри I, а останнє підтвердження ПК – кадр S № 32 з N(R) = 21. За формулою (7.3) непідтверджених кадрів 22 + 1 − 21 = 2 (№ 33, 34), за формулою (7.4) найбільший N(S) без нового підтвердження – 21 + 12 − 1 = 32. Кадр TESTFR act № 22 надіслав ПК о 09:22:39,865, рівно через 20 с після прийому кадру № 20 (09:22:19,865): власний кадр S № 21 таймер t_3 ПК не перезапускає. Отже, відлік почався від кадру № 20.

Завдання 2. Кадр № 11 – спонтанне ТВ (рис. 7.1): тип 13, причина 3, за формулою (7.5) IOA = E9h + 256 · 03h = 1001 (напруга шин 110 кВ), значення за формулою (7.9) – 115,2 кВ. Кадр № 20: тип 11 (масштабоване значення), VSQ = 86h – SQ = 1 і 6 об'єктів, причина 1 (циклічно), адреса першого об'єкта F3h + 256 · 03h = 1011 (*P* T1). Четвертий об'єкт має IOA 1011 + 3 = 1014 (*Q* T2) і октети B0 0F: за формулою (7.8) 0FB0h · 0,001 = 4 016 · 0,001 = 4,016 Мвар. У кадрі № 37 (тип 11, IOA 1013 – *P* T2, 2324h · 0,001 = 8,996 МВт) дескриптор якості 10h – ознака BL: значення заблоковане.

Кадр № 33 – двоелементна ТС з міткою часу (тип 31): IOA 9 – вимикач В-10 Ф-3, DIQ = 01h – DPI = 1 (вимкнено). Мітка часу F8 DE 16 09 17 0B 15: DEF8h = 57 080 мс, 16h = 22 хв, 09 год, 23.11.2021 – 09:22:57,080. Це вимкнення після неуспішного АПВ лінії Ф-3, на якій було КЗ. Для першого вимкнення потрібна мітка часу кадру № 25 (тип 31, IOA 9, D83Fh = 55 359 мс – 09:22:55,359) і кадру № 27 (тип 30, IOA 103 – дія МСЗ Ф-3, D804h = 55 300 мс – 09:22:55,300). Кадр вимкнення надійшов раніше за кадр МСЗ, але за мітками часу МСЗ спрацював першим; інтервал – 59 мс. Тому послідовність подій відновлюють за мітками часу, а не за порядком прийому кадрів.

Завдання 3. Діалог телекерування варіанта 1 показано на рис. 7.4. Кадр № 41 – тип 46, причина 7, DCO = 81h (S/E = 1) – підтвердження вибору. Команди № 40–45 мають IOA 1393h = 5011 – адресу команди вимикача В-10 Ф-5, DCS = 1 – вимкнути. Від кадру виконання № 42 (09:23:24,723) до зворотної інформації № 44 (09:23:24,847) минуло 124 мс. Перед тим ПК надіслав команду № 38 на IOA 11 – адресу ТС того самого вимикача; КП відповів кадром № 39 з октетом причини 6Fh = 40h + 2Fh: P/N = 1, причина 47 – невідома адреса об'єкта інформації.



над стрілкою – зміст кадру, під стрілкою – його призначення; час – час фіксації кадру на ПК; червоним – негативне підтвердження

Рисунок 7.4 – Діалог телекерування вимикачем В-10 Ф-5 (кадри № 38–45, варіант 1)

Команда варіанта 1 – вимкнути В-10 Ф-6 (адреса команди 5012 = 001394h). Останній кадр І ПК – № 46 з N(S) = 6, тому кадр «вибір» має N(S) = 7 (октети 0E 00); ПК прийняв від КП 34 кадри І (останній – № 50 з N(S) = 33), тому N(R) = 34 (октети 44 00). Довжина ASDU – 10 октетів, $L = 4 + 10 = 14 = 0Eh$. Відповідь КП на вибір має N(S) = 34, тому в кадрі «виконання» N(R) = 35. Сформовані кадри й відповіді КП наведено в табл. 7.6.

Таблиця 7.6 – Кадри команди «вимкнути В-10 Ф-6» (варіант 1)

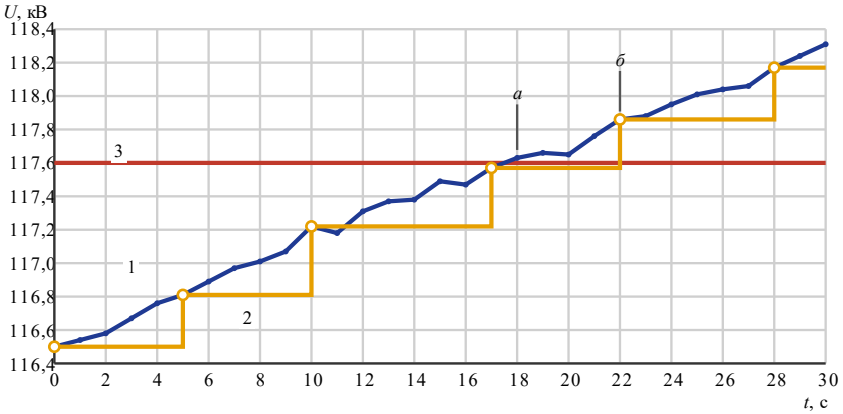
Кадр	Напрям	Октети
вибір (сформовано)	ПК → КП	68 0E 0E 00 44 00 2E 01 06 00 01 00 94 13 00 81
підтвердження вибору	КП → ПК	68 0E 44 00 10 00 2E 01 07 00 01 00 94 13 00 81
виконання (сформовано)	ПК → КП	68 0E 10 00 46 00 2E 01 06 00 01 00 94 13 00 01
підтвердження виконання	КП → ПК	68 0E 46 00 12 00 2E 01 07 00 01 00 94 13 00 01
зворотна інформація	КП → ПК	68 15 48 00 12 00 1F 01 0B 00 01 00 0C 00 00 01 E7 A6 18 09 17 0B 15
завершення активації	КП → ПК	68 0E 4A 00 12 00 2E 01 0A 00 01 00 94 13 00 01

Кольори полів – як на рис. 7.1. Мітку часу зворотної інформації (09:24:42,727) модель задає умовно – через 1 хв після останнього кадру журналу.

Завдання 4. Вибірку ТВ напруги шин 110 кВ наведено в табл. 7.7, розрахунок – на рис. 7.5. За формулою (7.11) $\Delta x_{\text{ап}} = 0{,}25 \cdot 110/100 = 0{,}275$ кВ. Починаючи з $x_{\text{пер}} = 116{,}50$ кВ, критерій (7.10) виконується в моменти t = 5, 10, 17, 22 і 28 с (наприклад, $|116{,}81 - 116{,}50| = 0{,}31 \geq 0{,}275$), тобто $N_1 = 5$ спонтанних кадрів; після t = 30 с SCADA відображає 118,17 кВ. Найбільша розбіжність – 117,49 − 117,22 = 0,27 кВ при t = 15 с (на 0,005 кВ менша за апертуру). Напруга досягла уставки 117,6 кВ при t = 18 с (117,63 кВ), а SCADA – лише при t = 22 с (117,86 кВ): запізнення сигналізації 4 с. За апертури a_2 = 0,05 % (0,055 кВ) кадрів у 3,8 раза більше – $N_2 = 19$. Обсяг APDU за апертури a_1 – $5 \cdot 20 = 100$ октетів (тип 13, $L_{\text{APDU}} = 20$).

Таблиця 7.7 – Вибірка ТВ напруги шин 110 кВ (варіант 1, $U_{\text{в}}$ = 117,6 кВ, a_1 = 0,25 %, a_2 = 0,05 %)

t, с	U, кВ	t, с	U, кВ	t, с	U, кВ	t, с	U, кВ
0	116,50	8	117,01	16	117,47	24	117,95
1	116,54	9	117,07	17	117,57	25	118,01
2	116,58	10	117,22	18	117,63	26	118,04
3	116,67	11	117,18	19	117,66	27	118,06
4	116,76	12	117,31	20	117,65	28	118,17
5	116,81	13	117,37	21	117,76	29	118,24
6	116,89	14	117,38	22	117,86	30	118,31
7	116,97	15	117,49	23	117,88		



1 – виміряне значення (щосекунди); 2 – значення в SCADA за апертури 0,25 % (кружечки – моменти передавання); 3 – уставка сигналізації 117,6 кВ; *а* – напруга досягла уставки; *б* – SCADA сигналізує досягнення уставки

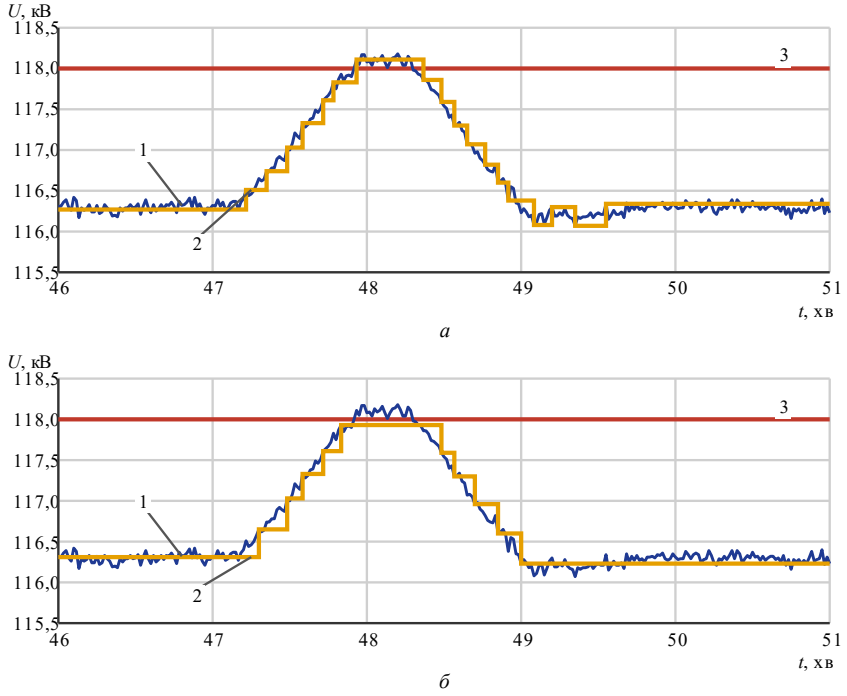
Рисунок 7.5 – Відображення ТВ напруги шин 110 кВ у SCADA за апертури 0,25 % (варіант 1)

Завдання 5. Вимоги табл. 6 варіанта 1: напруга шин 110 кВ – тип 13, база 110 кВ, похибка каналу 0,2 %, використовується оцінюванням стану, верхня уставка 118,0 кВ; напруга шин 10 кВ 1С – тип 13, база 10 кВ, похибка 0,2 %, нижня уставка 10,20 кВ; активна потужність Т1 – тип 11, шкала 20 МВт, похибка 0,5 %, оцінювання стану; струм лінії Ф-6 – тип 9, шкала 600 А, похибка 0,5 %, верхня уставка 250 А; допустима середня швидкість – 55 біт/с.

Вплив апертури на ТВ напруги шин 110 кВ наведено в табл. 7.8. Апертури 0,05 і 0,1 % менші за похибку каналу, 2 % – більша за 1 % (оцінювання стану). За 0,25 і 0,5 % SCADA пропускає частину виходів за уставку, а за 1 % сигналізує із запізненням 17 с (рис. 7.6). Отже, для цього ТВ підходить лише 0,2 %.

Таблиця 7.8 – Вплив апертури на трафік і сигналізацію: напруга шин 110 кВ (варіант 1)

Апертура, %	$\Delta x_{ап}$, кВ	N, кадрів/год	B, біт/с	Найбільша похибка, кВ	Виходів ≥ 5 с / вчасно	Найбільше запізнення, с	Повідомлень SCADA
0,05	0,055	1 572	209,6	0,05	3 / 3	2	3
0,10	0,110	581	77,5	0,10	3 / 3	0	3
0,20	0,220	85	11,3	0,21	3 / 3	1	3
0,25	0,275	47	6,3	0,27	3 / 2	не сигн.	2
0,50	0,550	20	2,7	0,54	3 / 1	не сигн.	1
1,00	1,100	12	1,6	1,09	3 / 2	17	3
2,00	2,200	6	0,8	2,19	3 / 2	17	3



1 – виміряне значення; 2 – значення в SCADA; 3 – уставка сигналізації 118,0 кВ; *а* – апертура 0,2 % (вихід за уставку сигналізовано через 1 с); *б* – апертура 0,25 % (вихід за уставку тривалістю 23 с не сигналізовано)

Рисунок 7.6 – Третій вихід напруги шин 110 кВ за уставку і його відображення в SCADA (варіант 1)

Для інших ТВ: напруга шин 10 кВ 1С – 0,2…0,5 % (за 1 % пропущено вихід за нижню уставку); потужність Т1 – 0,5 або 1 % (вимоги до точності), але 0,5 % дає 34,5 біт/с; струм лінії Ф-6 – 0,5 або 1 % (за 2 % пропущено вихід за уставку). Допустимих комбінацій п’ять; найменшу швидкість дає комбінація табл. 7.9. Типова апертура 0,5 % для всіх ТВ недопустима: SCADA пропускає два з трьох виходів напруги 110 кВ за уставку, а швидкість становить 71,3 біт/с. Апертури, найменші за похибкою каналу, дають 84,8 біт/с – більше за допустиму.

Таблиця 7.9 – Прийняті апертури ТВ (варіант 1)

ТВ	Тип	IOA	Апертура, %	*N*, кадрів/год	*B*, біт/с
напруга шин 110 кВ	13	1001	0,2	85	11,3
напруга шин 10 кВ 1С	13	1002	0,5	19	2,5
активна потужність Т1	11	1011	1	52	6,7
струм лінії Ф-6	9	1026	1	75	9,7
Разом (допустима швидкість – 55 біт/с)				231	30,2

Наприклад, для напруги шин 110 кВ за формулою (7.12) $B = 8 \cdot 85 \cdot (20 + 40)/3\,600 = 11{,}3$ біт/с.

Розширене завдання. Журнал 2 варіанта 1 (42 кадри) почався о 23:15:40 з’єднанням з адреси 192.168.7.121, якої немає в табл. 1 (не зареєстрована). Клієнт надіслав STARTDT і загальне опитування, а через 2,7 с – серію команд типу 46 з DCO = 01h (виконання без попереднього вибору) на адреси 5005–5015: перша команда – кадр № 7, команд 11, тривалість серії 44,516 − 44,297 = 219 мс. КП виконав команди на існуючі адреси й вимкнув п’ять апаратів – В-10 Т2, В-10 Ф-1, Ф-2, Ф-4 і Ф-6 (кадри типу 31 з причиною 11 і DPI = 1); СВ-10, В-10 Ф-3 і Ф-5 уже були вимкнені й стану не змінили. На три команди на неіснуючі адреси 5013–5015 КП відповів негативними підтвердженнями з причиною 47. Такий журнал – ознака несанкціонованого втручання з перебором адрес, подібного до дій Industroyer2 [33].

Результати розрахункових завдань наведено в табл. 7.10.

Таблиця 7.10 – Результати завдань 1–4 і розширеного завдання для варіанта 1

Завдання	Величина	Значення	Одиниця
1	функція кадру № 2	STARTDT con	–
	N(R) і причина кадру S № 51	34; сплив t_2	–
	N(S); N(R) кадру № 44	28; 6	–
	непідтверджених кадрів після № 34; найбільший N(S)	2; 32	–
	№ кадру початку відліку t_3	20	–
2	тип; причина; IOA кадру № 11	13; 3 – спонтанно; 1001	–
	значення ТВ у кадрі № 11	115,2	кВ
	кількість об’єктів; IOA і значення 4-го об’єкта кадру № 20	6; 1014; 4,016	–; –; Мвар
	ознаки якості в кадрі № 37	BL – заблоковане	–
	апарат; DPI кадру № 33	В-10 Ф-3; 1 – вимкнено	–
	мітка часу кадру № 33	09:22:57,080	–
	інтервал МСЗ – вимкнення	59	мс
3	етап кадру № 41	підтвердження вибору	–
	апарат і операція	В-10 Ф-5 – вимкнути	–
	час до зворотної інформації	124	мс
	причина негативного підтвердження	47 – невідома IOA	–
4	$\Delta x_{ап}$; N_1	0,275; 5	кВ; –
	значення в SCADA після 30 с; найбільша розбіжність	118,17; 0,27	кВ
	запізнення сигналізації; N_2; обсяг APDU	4; 19; 100	с; –; октетів
6 (СРС)	IP-адреса клієнта	не зареєстрована	–
	№ першої команди; кількість команд; тривалість серії	7; 11; 219	–; –; мс
	вимкнено апаратів; негативних підтверджень	5; 3	–

Результати завдань 1, 2, 4 і розширеного завдання не залежать від дій здобувача; кадри завдання 3 однозначні, а апертури завдання 5 можна вибрати з п’яти допустимих комбінацій.

7.4 Зміст звіту

Звітом є протокол, який друкує програма (5–6 с.). Він містить:

– шапку (ЦНТУ, кафедра, «ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 7», назва роботи й дисципліни), прізвище, групу, варіант зі спільною адресою КП, дату;

– розділ 1 «Вихідні дані» – параметри обміну й кадри журналу, використані в завданнях;

– розділи 2–4 «Керування обміном (завдання 1)», «Декодування телеінформації (завдання 2)», «Телекерування (завдання 3)» – таблиці результатів з позначками перевірки й кількістю спроб, сформовані кадри команди з кольоровими полями й відповіді КП;

– розділ 5 «Апертура: ручний розрахунок (завдання 4)» – вибірку ТВ і таблицю результатів;

– розділ 6 «Налаштування апертур ТВ (завдання 5)» – прийняті апертури з показниками, виконання вимог, рисунок відображення напруги шин 110 кВ у SCADA і таблицю впливу апертури;

– розділ 7 «Ознаки несанкціонованого втручання (завдання 6, СРС)» (якщо його виконано) – таблицю результатів;

– висновки, контрольний код і підписи здобувача та викладача.

У висновках зазначте: як за керувальним полем визначають формат кадру й порядкові номери і як параметри k, w, t_2, t_3 забезпечують контроль обміну; що містить ASDU і як декодують значення, ознаки якості й мітки часу; як перебігав діалог телекерування і чим було викликане негативне підтвердження; як апертура вплинула на кількість кадрів, похибку відображення й сигналізацію SCADA і що обмежувало вибір апертур; які ознаки несанкціонованого втручання виявлено (СРС) і які заходи захисту доцільні.

7.5 Контрольні запитання

1. З яких частин складається APDU протоколу МЕК 60870-5-104? Як за керувальним полем розрізняють формати I, S і U?

2. Що означають порядкові номери N(S) і N(R)? Як визначити, скільки кадрів сторона ще не підтвердила?

3. Яку дію мають параметри k і w? Що станеться, якщо ПК перестане підтверджувати кадри КП?

4. Для чого призначені таймери t_1, t_2, t_3? Яка сторона надсилає TESTFR act і коли?

5. Що містить ідентифікатор блоку даних? Як ознака SQ впливає на адресацію об’єктів?

6. Як закодовані нормоване й масштабоване значення, коротке число з плаваючою комою, мітка часу CP56Time2a?

7. Які ознаки якості передаються з ТВ і ТС? Як диспетчер має діяти, якщо значення має ознаку IV або NT?

8. Опишіть діалог телекерування «вибір – виконання». Як диспетчер переконується, що команду виконано?

9. Коли КП повертає негативне підтвердження? Які причини передавання при цьому використовують?

10. Чому ТС передають з міткою часу? Як порядок прийому кадрів може відрізнятися від порядку подій?

11. Як апертура впливає на кількість кадрів, похибку відображення й сигналізацію SCADA? Як обрати апертуру?

12. Чому протокол МЕК 60870-5-104 вразливий до несанкціонованих команд? Які заходи зменшують цей ризик?

Рекомендовані джерела: [1; 30; 31; 32; 33].

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 8. АНАЛІЗ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ЗА КРИТЕРІЄМ N-1

Мета роботи: навчитися розраховувати потокорозподіл у мережі методом постійного струму, визначати коефіцієнти розподілу й коефіцієнти розподілу при відключенні, аналізувати режим за критерієм N-1, добирати й перевіряти превентивні коригувальні дії – передиспетчеризацію та зміну топології мережі – з найменшими витратами, а також оцінювати допустимість ремонтної схеми.

Тривалість роботи – 2 год. Розширене завдання виконують у межах СРС, якщо його задав викладач. Здобувачі заочної форми виконують роботу в аудиторії: завдання 1–4 обов'язкові під час заняття, завдання 5 за браком часу можна завершити самостійно й подати протокол у Moodle.

8.1 Теоретичні відомості

Матеріал роботи детально викладено в конспекті лекцій [1, пп. 3.8, 8.2, 8.3, рис. 8.1, табл. 8.1, формули (8.4), (8.5)]. Вимоги до операційної безпеки й критерію N-1 встановлюють Кодекс системи передачі [6] і Регламент (ЄС) 2017/1485 [16]; метод постійного струму, коефіцієнти розподілу й аналіз аварійних ситуацій докладно розглянуто в [2; 3].

Дані роботи синтетичні: мережа – умовна мережа 330 кВ з п'яти вузлів і шести ліній, розміщення вузлів і параметри варіанта 1 відповідають рис. 8.1 і табл. 8.1 конспекту. Схему доповнено резервною лінією 2–5, нормально вимкненою (для регулювання напруги), і УЗЕ у вузлі 2. Варіант задає опори й допустимі перетоки ліній, генерацію й навантаження вузлів, ціни електростанцій і УЗЕ та лінію, на ремонт якої подано заявку.

8.1.1 Критерій N-1

Ситуація N – стан, за якого жоден елемент системи передачі не є недоступним унаслідок аварійної ситуації; ситуація N-1 – стан після виникнення однієї аварійної ситуації з переліку [1, п. 3.8]. Режим відповідає критерію N-1, якщо після будь-якої аварійної ситуації з переліку елементи, що залишилися в роботі, не перевищують меж операційної безпеки [6; 16]. Терміни «аварійна ситуація», «межі операційної безпеки», «передиспетчеризація» вжито так, як у Кодексі системи передачі.

У роботі перелік аварійних ситуацій – вимкнення кожної лінії в роботі (вимкнення генерації не розглядаються), межа операційної безпеки – допустимий переток лінії. Вимкнення, після якого вузол втрачає зв'язок з мережею (відокремлення вузла), також є порушенням: навантаження або генерація цього вузла втрачаються. Якщо хоча б одна аварійна ситуація з переліку порушує межі навіть після коригувальних дій, система перебуває в передаварійному режимі [1, п. 8.3]. Щоб не допустити цього, ОСП заздалегідь змінює режим – виконує превентивні коригувальні дії.

8.1.2 Метод постійного струму

За припущень, що активні опори ліній значно менші за індуктивні, модулі напруг дорівнюють 1 в. о., а різниці кутів малі, переток лінії лінійно залежить від кутів напруг її вузлів [1, формула (8.4)]:

$$P_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}}, \tag{8.1}$$

де P_{ij} – переток активної потужності лінією від вузла i до вузла j, в. о.;
δ_i, δ_j – кути напруг вузлів i та j, рад;
x_{ij} – індуктивний опір лінії, в. о.

Для всіх вузлів, крім базисного (вузол 1, $\delta_1 = 0$), записують систему рівнянь

$$B\delta = P, \tag{8.2}$$

де B – матриця вузлових провідностей вузлів 2–5 розміром 4 × 4, в. о.;
δ – вектор кутів напруг вузлів 2–5, рад;
P – вектор потужностей вузлів 2–5, в. о.

Діагональний елемент матриці дорівнює сумі величин $1/x$ ліній у роботі, приєднаних до вузла, недіагональний – провідності лінії між вузлами зі знаком «мінус»:

$$B_{ii} = \sum_j \frac{1}{x_{ij}}, \quad B_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}}, \tag{8.3}$$

де B_{ii}, B_{ij} – діагональний і недіагональний елементи матриці B, в. о.;
x_{ij} – опір лінії між вузлами i та j, в. о. (якщо вузли не з'єднані лінією в роботі, $B_{ij} = 0$).

Потужність вузла – генерація мінус навантаження у відносних одиницях:

$$P_i = \frac{P_{\Gamma i} - P_{Ci}}{S_б}, \tag{8.4}$$

де P_i – потужність вузла i, в. о.;

$P_{\Gamma i}$, P_{Ci} – генерація й навантаження вузла i, МВт;

$S_б$ – базисна потужність, $S_б$ = 100 МВ·А.

Розв'язок системи (8.2)

$$\delta = XP, \;\; X = B^{-1}, \tag{8.5}$$

де X – обернена матриця вузлових провідностей, в. о.; рядок і стовпець базисного вузла в ній нульові.

Переток у мегаватах отримують, помноживши результат формули (8.1) на $S_б$. Знак перетоку – як у табл. 8.1 конспекту: додатний переток напрямлений від вузла з меншим номером до вузла з більшим. Втрат метод не враховує, тому ТЕС у базисному вузлі покриває небаланс заданих потужностей. Метод придатний для мереж високої напруги, де активні опори значно менші за індуктивні; модулів напруг і перетоків реактивної потужності він не дає, тому обмеження за напругою потребують повного розрахунку усталеного режиму [1, п. 8.2].

В електронній таблиці матрицю X обчислюють функцією MINVERSE, а кути – функцією MMULT; обидві вводять як формули масиву (у локалізованих версіях назви функцій можуть відрізнятися).

8.1.3 Коефіцієнти розподілу

Лінійність методу дає змогу виразити зміну перетоку будь-якої лінії через зміни потужностей вузлів [1, формула (8.5)]:

$$P_l = P_l^{(0)} + \sum_m a_{lm}\Delta P_m^{\Gamma} - \sum_n a_{ln}\Delta P_n^{C}, \tag{8.6}$$

де P_l, $P_l^{(0)}$ – переток лінії l після зміни режиму і в початковому режимі, МВт;

a_{lm}, a_{ln} – коефіцієнти розподілу лінії l для вузлів m і n;

$\Delta P_m{}^{\Gamma}$ – зміна генерації у вузлі m, МВт;

$\Delta P_n{}^{C}$ – зміна навантаження у вузлі n, МВт.

Коефіцієнт розподілу (PTDF) a_{lk} – частка потужності, введеної у вузол k і відібраної в базисному вузлі, яка проходить лінією l. Для лінії l між вузлами i та j

$$a_{lk} = \frac{X_{ik} - X_{jk}}{x_l}, \tag{8.7}$$

де X_{ik}, X_{jk} – елементи матриці X (для базисного вузла $X_{1k} = 0$), в. о.;
x_l – індуктивний опір лінії l, в. о.

Отже, коефіцієнти розподілу вузла k – це перетоки ліній (у в. о.), коли у вузол k вводять 1 в. о., а в базисному вузлі стільки ж відбирають. Знак «мінус» означає, що додаткова потужність тече назустріч прийнятому напрямку лінії. Коефіцієнти розподілу залежать лише від топології мережі й опорів ліній і не залежать від режиму, тому для кожної схеми їх обчислюють один раз.

8.1.4 Коефіцієнти розподілу при відключенні

Коефіцієнт розподілу при відключенні (LODF) d_{lk} показує, яка частка перетоку вимкненої лінії k переходить на лінію l [1, п. 8.3]. Якщо лінія k з'єднує вузли p і q, то

$$d_{lk} = \frac{a_{lp} - a_{lq}}{1 - (a_{kp} - a_{kq})}; \tag{8.8}$$

$$P'_l = P_l + d_{lk} P_k, \tag{8.9}$$

де d_{lk} – коефіцієнт розподілу при відключенні лінії k для лінії l;
a_{lp}, a_{lq}, a_{kp}, a_{kq} – коефіцієнти розподілу ліній l і k для вузлів p і q;
P'_l – переток лінії l після вимкнення лінії k, МВт;
P_l, P_k – перетоки ліній l і k у ситуації N, МВт.

Чисельник формули (8.8) – переток лінії l від перенесення 1 в. о. з вузла q у вузол p, знаменник враховує, що частина цієї потужності пройшла б самою лінією k. Якщо знаменник дорівнює нулю, вимкнення лінії k відокремлює частину мережі. За формулами (8.8), (8.9) наслідки всіх аварійних ситуацій оцінюють без повторного розв'язування системи (8.2) – так працюють програми аналізу аварійних ситуацій [3].

8.1.5 Передиспетчеризація та ціна безпеки

Найпоширеніша превентивна коригувальна дія – передиспетчеризація: ОСП зменшує генерацію дешевшої електростанції (у роботі – ТЕС у базисному вузлі 1) і на стільки ж збільшує генерацію електростанції чи розряджання УЗЕ,

які розвантажують перевантажену лінію [1, пп. 3.8, 8.3]. Ефективність перенесення 1 МВт з вузла 1 у вузол 3 для лінії l після вимкнення лінії k дорівнює коефіцієнту розподілу схеми з вимкненою лінією:

$$s = a_{l3} + d_{lk}a_{k3}, \tag{8.10}$$

де s – чутливість перетоку лінії l до перенесення генерації, МВт/МВт;
a_{l3}, a_{k3} – коефіцієнти розподілу ліній l і k для вузла 3 у нормальній схемі.

Якщо знаки s і P'_l протилежні (перенесення зменшує модуль перетоку), потрібний обсяг перенесення для цієї аварійної ситуації

$$\Delta P = \frac{|P'_l| - P_{\text{доп},l}}{|s|}, \tag{8.11}$$

де $P_{\text{доп},l}$ – допустимий переток лінії l, МВт.

Обсяг перенесення, достатній для всіх аварійних ситуацій,

$$\Delta P_{\min} = \max \Delta P, \tag{8.12}$$

де ΔP – обсяги перенесення для окремих аварійних ситуацій з порушеннями, МВт.

Аварійну ситуацію з найбільшим ΔP називають визначальною: вона не обов'язково дає найбільше перевантаження, бо обсяг залежить і від чутливості s. Для розряджання УЗЕ у вузлі 2 у формулу (8.10) підставляють коефіцієнти розподілу вузла 2.

Вартість коригувальних дій (ціна безпеки) – додаткові витрати на дорожчу генерацію:

$$C = (c_{\text{ТЕЦ}} - c_{\text{ТЕС}})\Delta P_{\text{ТЕЦ}} + (c_{\text{УЗЕ}} - c_{\text{ТЕС}})P_{\text{УЗЕ}}, \tag{8.13}$$

де C – вартість коригувальних дій, грн/год;
$c_{\text{ТЕЦ}}$, $c_{\text{ТЕС}}$, $c_{\text{УЗЕ}}$ – ціни електроенергії ТЕЦ, ТЕС і УЗЕ, грн/(МВт·год);
$\Delta P_{\text{ТЕЦ}}$ – збільшення генерації ТЕЦ понад вимушений графік, МВт;
$P_{\text{УЗЕ}}$ – потужність розряджання УЗЕ, МВт.

Ресурс передиспетчеризації порівнюють за вартістю зменшення перетоку перевантаженої лінії на 1 МВт:

$$c_{\text{пит}} = \frac{c - c_{\text{ТЕС}}}{|s|}, \tag{8.14}$$

де $c_{\text{пит}}$ – питома вартість зменшення перетоку, грн/(МВт·год);
c – ціна ресурсу (ТЕЦ або УЗЕ), грн/(МВт·год).

УЗЕ може бути ефективнішим за ТЕЦ для одних аварійних ситуацій і менш ефективним для інших, а його потужність обмежена; тоді найдешевше рішення поєднує обидва ресурси. ТЕЦ працює за вимушеним графіком (тепловим навантаженням), тому її генерацію можна лише збільшувати. Розвантаження ВЕС у вузлі 5 збільшило б перетоки від вузла 1, тому тут неефективне.

Передиспетчеризація змінює графіки учасників ринку, тому їхні витрати компенсують. В ОЕС України ОСП виконує передиспетчеризацію насамперед через балансуючий ринок: віддає команди на завантаження й розвантаження з урахуванням обмежень системи передачі, а розрахунки з учасниками ведуть за Правилами ринку [34]. Регламент (ЄС) 2019/943 вимагає, щоб передиспетчеризація ґрунтувалася на об'єктивних, прозорих і недискримінаційних критеріях і переважно на ринкових механізмах, а неринкова передиспетчеризація підлягала фінансовій компенсації [35].

8.1.6 Зміна топології й ремонтні схеми

Зміна топології – ще одна коригувальна дія з переліку Кодексу системи передачі [6; 1, п. 3.8]. Ввімкнення лінії, що була в резерві (у роботі – резервна лінія 2–5), створює новий шлях і перерозподіляє перетоки. Вимкнення лінії іноді також допомагає: якщо лінія переносить потужність до перетину, що перевантажується після аварійної ситуації, її вимкнення змінює коефіцієнти розподілу. Проте кожне вимкнення зменшує кількість паралельних шляхів: якщо після цього вузол з'єднаний з мережею лише однією лінією, її вимкнення відокремлює вузол, і критерій N-1 не виконується. Ефект зміни топології неочевидний, тому кожен варіант перевіряють повним аналізом N-1.

Ремонтна схема – топологія, у якій один елемент виведено в ремонт. Вона також має відповідати критерію N-1 [1, п. 3.8]: заявку на ремонт погоджують без умов, за умови коригувальних дій на час ремонту (ввімкнення резервних елементів, передиспетчеризація) або не погоджують і переносять. Одночасні ремонти елементів одного перетину зазвичай неприпустимі: після ще однієї аварійної ситуації перетин втрачає пропускну спроможність або вузол відокремлюється.

Замість превентивних дій ОСП може підготувати післяаварійну дію (автоматику обмеження перевантаження, команду диспетчера), якщо обладнання допускає перехідне перевантаження на час її виконання. Така дія дешевша, бо витрати виникають лише після аварійної ситуації [1, п. 8.3]; у роботі розглядаються лише превентивні дії. У реальному часі аналіз за критерієм N-1 виконує

EMS за результатами оцінювання стану: щоб устигнути, програма спершу відбирає потенційно небезпечні аварійні ситуації за наближеними оцінками (коефіцієнтами розподілу при відключенні), а повний розрахунок виконує лише для них [3].

8.1.7 Модель у роботі

Розрахунки й перевірку рішень програма виконує за такими умовами:

– базисна потужність 100 МВ·А, базисний вузол 1 (ТЕС); межі генерації ТЕС 400–950 МВт, ТЕС балансує режим;

– ТЕЦ (вузол 3) працює за вимушеним графіком – її генерацію можна лише збільшувати до найбільшої; УЗЕ (вузол 2) – розряджання від нуля до номінальної потужності, заряд достатній на весь розрахунковий період; ВЕС (вузол 5) не регулюється;

– перелік аварійних ситуацій – вимкнення кожної лінії в роботі; порушення – перевантаження лінії (понад допустимий переток більш ніж на 0,05 МВт) або відокремлення вузла;

– рішення завдань 4 і 5 приймається, якщо потужності в межах, у ситуації N і в усіх ситуаціях N-1 немає перевантажень і відокремлених вузлів, а вартість не перевищує найменшої можливої більш ніж на 2 % (щонайменше на 5 тис. грн/год);

– найменшу вартість програма визначає розв’язуванням задачі лінійного програмування з двома змінними (збільшення генерації ТЕЦ і розряджання УЗЕ) для кожної з 128 можливих топологій (шість ліній і резервна лінія 2–5 – у роботі або вимкнені).

8.1.8 Розширене завдання: оцінка заявки на ремонт

ОСП отримав заявку на виведення в ремонт однієї з ліній на добу з тим самим режимом генерації й навантаження. Заявку оцінюють так: аналізують ремонтну схему за критерієм N-1 без коригувальних дій і визначають кількість аварійних ситуацій з порушеннями; перевіряють, чи усуває порушення ввімкнення резервної лінії 2–5; якщо порушення залишилися, добирають найдешевшу передиспетчеризацію в межах ресурсів. Можливі висновки: погодити без коригувальних дій; погодити за умови ввімкнення резервної лінії 2–5; погодити за умови ввімкнення лінії 2–5 і передиспетчеризації; не погоджувати (перенести ремонт), якщо критерій N-1 не виконується навіть з усіма коригувальними діями.

8.2 Порядок виконання роботи

Підготовка. Опрацюйте пп. 3.8, 8.2, 8.3, рис. 8.1 і табл. 8.1 конспекту лекцій [1] і підрозділ 8.1; підготуйте відповіді на контрольні запитання (підрозділ 8.5).

1. Відкрийте файл «ОДК_ЛР8_Аналіз_режиму_N-1.html», введіть прізвище, ім'я, по батькові, групу, номер варіанта й натисніть «Сформувати варіант».

2. Ознайомтеся з вихідними даними на вкладці 3: таблиця 1 – лінії (опір, допустимий переток, стан у нормальній схемі); таблиця 2 – вузли (генерація, навантаження, потужність вузла в ситуації N без коригувальних дій); таблиця 3 – ресурси коригувальних дій (межі й ціни ТЕС, ТЕЦ, УЗЕ); таблиця 4 – заявка на ремонт лінії (завдання 6); схема мережі з параметрами ліній. Кнопка «Копіювати таблиці» переносить дані в електронну таблицю.

3. **Завдання 1.** Сформуйте матрицю B для вузлів 2–5 за формулою (8.3) (резервна лінія 2–5 вимкнена), розв'яжіть систему (8.2) і визначте кути напруг вузлів і перетоки шести ліній у ситуації N за формулою (8.1).

4. **Завдання 2.** За формулою (8.7) визначте коефіцієнти розподілу вузла 3 (ТЕЦ) для шести ліній, за формулою (8.8) – коефіцієнти розподілу при відключенні для заданої (найтяжчої) аварійної ситуації і двох ліній, за формулою (8.9) – переток перевантаженої лінії після вимкнення.

5. **Завдання 3.** Після завдань 1 і 2 на вкладці 4 відкриваються схема з перетоками й таблиця аналізу режиму за критерієм N-1. За таблицею визначте кількість аварійних ситуацій з порушеннями; для кожної обчисліть чутливість s (формула (8.10)) і обсяг перенесення ΔP (формула (8.11)); визначте визначальну аварійну ситуацію, найменший обсяг перенесення ТЕС → ТЕЦ (формула (8.12)) і ціну безпеки (формула (8.13)).

6. **Завдання 4.** На вкладці 4 у режимі «Завдання 4. Передиспетчеризація» (рис. 8.1):

а) порівняйте ефективність ТЕЦ і УЗЕ для кожної аварійної ситуації з порушенням і їхню питому вартість (формула (8.14));

б) задайте збільшення генерації ТЕЦ і (або) розряджання УЗЕ повзунками чи полями введення; ТЕС балансує режим автоматично, схема й таблиця N-1 оновлюються одразу;

в) доберіть рішення, за якого критерій N-1 виконано, з найменшою вартістю, і натисніть «Перевірити рішення».

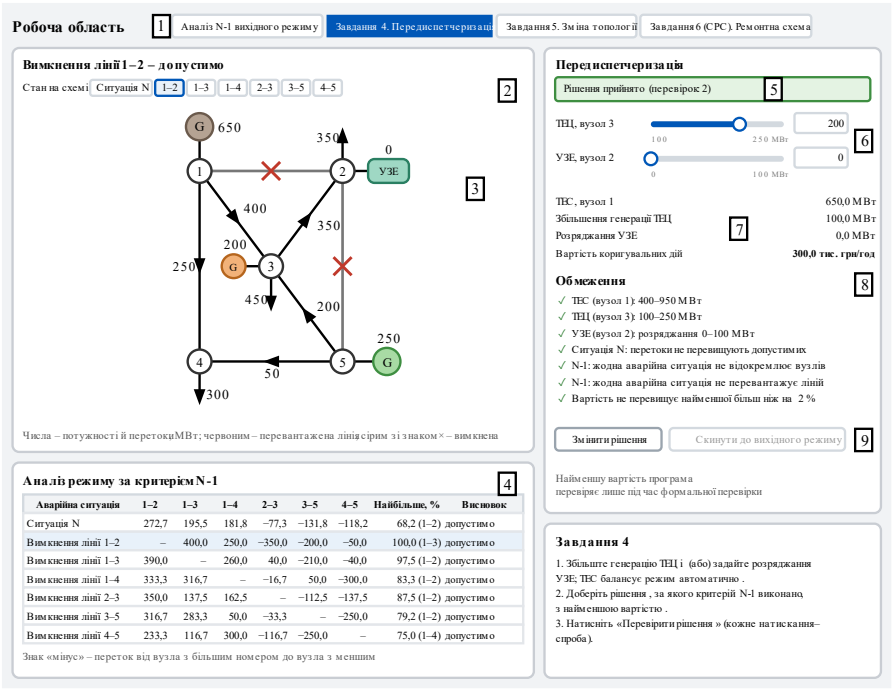
7. **Завдання 5.** У режимі «Завдання 5. Зміна топології» перевірте вплив ввімкнення резервної лінії 2–5 і вимкнення окремих ліній на таблицю N-1, за потреби доповніть зміну топології передиспетчеризацією; доберіть рішення з найменшою вартістю й перевірте його. Якщо зміна топології не зменшує витрат, прийнятним є рішення завдання 4 у нормальній схемі.

8. **Розширене завдання** (якщо його задав викладач). У режимі «Завдання 6 (СРС). Ремонтна схема» визначте кількість аварійних ситуацій з порушеннями в ремонтній схемі без коригувальних дій, висновок щодо заявки і, якщо потрібна передиспетчеризація, її найменшу вартість.

9. Сформулюйте висновки на вкладці 6 і надрукуйте протокол.

Схема з перетоками й таблиця N-1 відкриваються після виконання завдань 1 і 2, а режими керування (завдання 4–6) – після завдання 3 (у кожному всі значення правильні або щонайменше три спроби). До того режим розраховують самостійно за вихідними даними; на вкладці 4 видно лише схему з параметрами ліній.

Робочу область завдання 4 показано на рис. 8.1. Стан мережі на схемі (ситуацію N або будь-яку аварійну ситуацію) вибирають кнопками над схемою або клацанням на рядку таблиці N-1. Перевантажену лінію виділено червоним, лінію, вимкнену в показаному стані, – сірим зі знаком ×, відокремлений вузол – рожевим.



1 – перемикач режимів; 2 – вибір стану на схемі; 3 – схема з потужностями й перетоками; 4 – таблиця аналізу режиму за критерієм N-1 (рядок вибирає стан на схемі); 5 – результат перевірки рішення; 6 – генерація ТЕЦ і розряджання УЗЕ; 7 – потужність ТЕС і вартість коригувальних дій; 8 – обмеження; 9 – зміна прийнятого рішення (до прийняття – кнопка «Перевірити рішення») і повернення до вихідного режиму

Рисунок 8.1 – Робоча область завдання 4 (схематично, рішення прийнято, варіант 1)

Обмеження потужностей, ситуації N і N-1 програма перевіряє одразу після кожної зміни, умову найменшої вартості – лише під час формальної перевірки; кожне натискання «Перевірити рішення» – спроба. Прийняте рішення фіксується; кнопка «Змінити рішення» знімає фіксацію (кількість спроб зберігається). У режимі ремонтної схеми можна змінювати потужності ТЕЦ і УЗЕ та вмикати лінію 2–5, але формальної перевірки рішення немає: результати вводять на вкладці 5.

Величини завдань 1–3 і розширеного завдання вводять на вкладці 5 з точністю, наведеною в табл. 8.1; знак «мінус» обов'язковий.

Таблиця 8.1 – Величини, які вводять на вкладці 5

Завдання	Величина	Одиниця	Точність запису
1	кути напруг вузлів 2–5	рад	0,0001
	перетоки шести ліній	МВт	0,1
2	коефіцієнти розподілу вузла 3; коефіцієнти розподілу при відключенні	–	0,001
	переток лінії після вимкнення	МВт	0,1
3	кількість аварійних ситуацій з порушеннями	–	ціле
	чутливість s	МВт/МВт	0,001
	обсяги перенесення ΔP, $\Delta P_{\min}$	МВт	0,1
	визначальна аварійна ситуація	–	вибір зі списку
	ціна безпеки	тис. грн/год	0,1
6 (СРС)	кількість аварійних ситуацій з порушеннями	–	ціле
	висновок щодо заявки	–	вибір зі списку
	найменша вартість коригувальних дій	тис. грн/год	0,1

8.3 Приклад виконання (варіант 1)

Вихідні дані варіанта 1 відтворюють приклад конспекту [1, рис. 8.1, табл. 8.1]: опори всіх ліній – 0,1 в. о., допустимі перетоки – 400 МВт (табл. 8.2); навантаження вузлів 2, 3 і 4 – 350, 450 і 300 МВт, генерація ТЕЦ – 100 МВт, ВЕС – 250 МВт, ТЕС балансує режим – 750 МВт (табл. 8.3). Ресурси коригувальних дій наведено в табл. 8.4; на ремонт подано заявку щодо лінії 3–5.

Таблиця 8.2 – Лінії мережі (варіант 1)

Лінія	Вузол i	Вузол j	x, в. о.	$P_{\text{доп}}$, МВт	Стан у нормальній схемі
1–2	1	2	0,10	400	в роботі
1–3	1	3	0,10	400	в роботі
1–4	1	4	0,10	400	в роботі
2–3	2	3	0,10	400	в роботі
3–5	3	5	0,10	400	в роботі
4–5	4	5	0,10	400	в роботі
2–5	2	5	0,10	400	вимкнена (резерв)

Таблиця 8.3 – Вузли в ситуації N без коригувальних дій (варіант 1)

Вузол	Електростанція, УЗЕ	Генерація, МВт	Навантаження, МВт	P_i, МВт	P_i, в. о.
1	ТЕС (базисний вузол)	750	–	750	7,5
2	УЗЕ	0	350	−350	−3,5
3	ТЕЦ	100	450	−350	−3,5
4	–	–	300	−300	−3,0
5	ВЕС	250	–	250	2,5

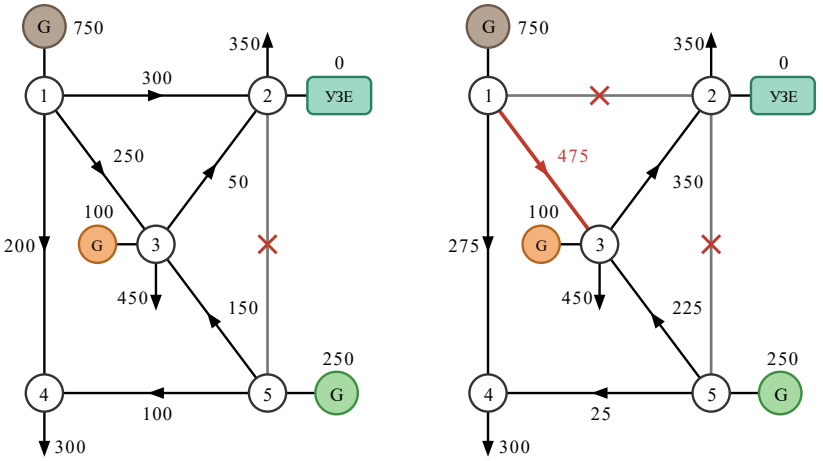
Таблиця 8.4 – Ресурси коригувальних дій (варіант 1)

Ресурс	Можливості	Ціна, грн/(МВт·год)
ТЕС, вузол 1	400–950 МВт; балансує режим	4 000
ТЕЦ, вузол 3	вимушений графік 100 МВт; можна лише збільшити до 250 МВт	7 000
УЗЕ, вузол 2	розряджання 0–100 МВт	9 000
ВЕС, вузол 5	генерація за прогнозом, не регулюється	–

Завдання 1. За формулою (8.3) $B_{22} = 1/0{,}1 + 1/0{,}1 = 20$ (лінії 1–2, 2–3), $B_{33} = 30$ (лінії 1–3, 2–3, 3–5), $B_{44} = 20$ (1–4, 4–5), $B_{55} = 20$ (3–5, 4–5); недіагональні елементи $B_{23} = B_{35} = B_{45} = -10$, решта – нулі. Потужності вузлів 2–5 – за табл. 8.3:

$$B = \begin{pmatrix} 20 & -10 & 0 & 0 \\ -10 & 30 & 0 & -10 \\ 0 & 0 & 20 & -10 \\ 0 & -10 & -10 & 20 \end{pmatrix}, \quad P = \begin{pmatrix} -3{,}5 \\ -3{,}5 \\ -3{,}0 \\ 2{,}5 \end{pmatrix}.$$

Розв’язавши систему (8.2) за формулою (8.5), отримують $\delta_2 = -0{,}30$, $\delta_3 = -0{,}25$, $\delta_4 = -0{,}20$, $\delta_5 = -0{,}10$ рад. Перетоки за формулою (8.1): $P_{12} = (0 + 0{,}30)/0{,}1 = 3{,}0$ в. о. = 300 МВт, $P_{13} = 250$ МВт, $P_{14} = 200$ МВт, $P_{23} = (-0{,}30 + 0{,}25)/0{,}1 \cdot 100 = -50$ МВт, $P_{35} = (-0{,}25 + 0{,}10)/0{,}1 \cdot 100 = -150$ МВт, $P_{45} = -100$ МВт (рис. 8.2, *а*). Баланс вузла 3: надходить 250 + 150 + 100 = 500 МВт, відходить 450 + 50 = 500 МВт.



а *б*

числа біля ліній – перетоки, біля генераторів і навантажень – потужності, МВт; кола генераторів: коричневе – ТЕС, помаранчеве – ТЕЦ, зелене – ВЕС; червоним – перевантажена лінія, сірим зі знаком × – вимкнена лінія; *а* – ситуація N; *б* – вимкнення лінії 1–2

Рисунок 8.2 – Потокорозподіл вихідного режиму (варіант 1)

Завдання 2. Стовпець матриці X для вузла 3: $X_{23} = 0{,}02727$, $X_{33} = 0{,}05455$, $X_{43} = 0{,}01818$, $X_{53} = 0{,}03636$. За формулою (8.7) $a_{12,3} = (0 - 0{,}02727)/0{,}1 = -0{,}273$, $a_{13,3} = -0{,}545$, $a_{14,3} = -0{,}182$, $a_{23,3} = (0{,}02727 - 0{,}05455)/0{,}1 = -0{,}273$, $a_{35,3} = 0{,}182$, $a_{45,3} = -0{,}182$. Сума коефіцієнтів ліній, приєднаних до вузла 1, дорівнює −1: уся введена у вузол 3 потужність повертається до базисного вузла.

Найтяжча аварійна ситуація – вимкнення лінії 1–2 ($p = 1$, $q = 2$). Для вузла 2 $a_{12,2} = -0{,}636$, $a_{13,2} = -0{,}273$, $a_{14,2} = -0{,}091$; для базисного вузла всі коефіцієнти нульові. Знаменник формули (8.8) $1 - (0 + 0{,}636) = 0{,}364$, тому $d_{13,12} = 0{,}273/0{,}364 = 0{,}75$ і $d_{14,12} = 0{,}091/0{,}364 = 0{,}25$: три чверті перетоку лінії 1–2 переходить на лінію 1–3. За формулою (8.9) $P'_{13} = 250 + 0{,}75 \cdot 300 = 475$ МВт > 400 МВт (рис. 8.2, *б*).

Завдання 3. Результати аналізу вихідного режиму за критерієм N-1 наведено в табл. 8.5 (перетоки збігаються з табл. 8.1 конспекту). Межі порушують

дві аварійні ситуації: вимкнення лінії 1–2 (лінія 1–3 – 475 МВт, 118,8 %) і вимкнення лінії 1–3 (лінія 1–2 – 450 МВт, 112,5 %); найбільше завантаження в інших ситуаціях – 95,8 %.

Таблиця 8.5 – Аналіз вихідного режиму за критерієм N-1 (варіант 1)

Вимкнена лінія	Перетоки ліній, МВт						Найбільше завантаження лінії, %
	1–2	1–3	1–4	2–3	3–5	4–5	
Ситуація N	300	250	200	−50	−150	−100	75,0 (1–2)
1–2	–	**475**	275	−350	−225	−25	**118,8 (1–3)**
1–3	**450**	–	300	100	−250	0	**112,5 (1–2)**
1–4	366,7	383,3	–	16,7	50	−300	95,8 (1–3)
2–3	350	212,5	187,5	–	−137,5	−112,5	87,5 (1–2)
3–5	350	350	50	0	–	−250	87,5 (1–2)
4–5	266,7	183,3	300	−83,3	−250	–	75,0 (1–4)

Знак «мінус» означає, що переток напрямлений від вузла з більшим номером до вузла з меншим; перевантаження (порушення меж) виділено напівжирним, в інших ситуаціях режим допустимий.

Для вимкнення лінії 1–2 за формулою (8.10) $s = a_{13,3} + d_{13,12}a_{12,3} = -0{,}545 + 0{,}75 \cdot (-0{,}273) = -0{,}75$, і за формулою (8.11) $\Delta P = (475 - 400)/0{,}75 = 100$ МВт. Для вимкнення лінії 1–3 $d_{12,13} = 0{,}273/(1 - 0{,}545) = 0{,}6$, $s = -0{,}273 + 0{,}6 \cdot (-0{,}545) = -0{,}6$ і $\Delta P = (450 - 400)/0{,}6 = 83{,}3$ МВт. Визначальна – вимкнення лінії 1–2: $\Delta P_{\min} = 100$ МВт, за формулою (8.13) ціна безпеки $C = (7\,000 - 4\,000) \cdot 100 = 300\,000$ грн/год = 300,0 тис. грн/год.

Завдання 4. Чутливості перетоків до розряджання УЗЕ обчислюють за формулою (8.10) з коефіцієнтами розподілу вузла 2: для вимкнення лінії 1–2 $s = -0{,}273 + 0{,}75 \cdot (-0{,}636) = -0{,}75$, для вимкнення лінії 1–3 $s = -0{,}636 + 0{,}6 \cdot (-0{,}273) = -0{,}8$. Порівняння ресурсів наведено в табл. 8.6.

Таблиця 8.6 – Порівняння ресурсів передиспетчеризації (варіант 1)

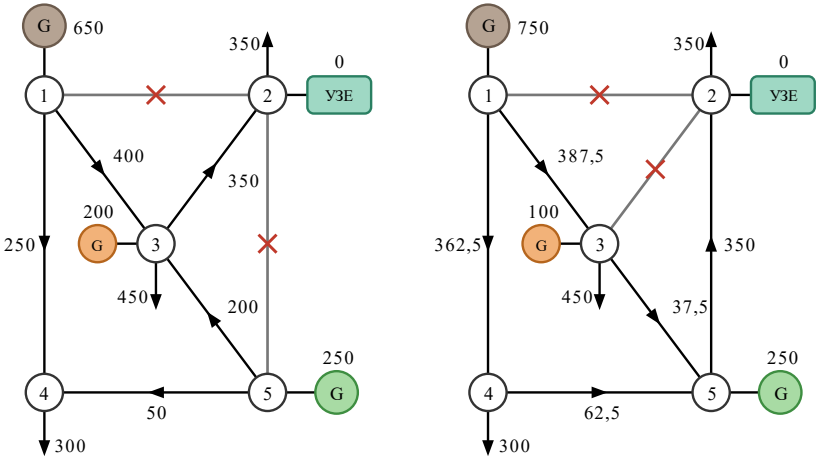
Вимкнена лінія	Перевантажена лінія; P', МВт	ТЕЦ (вузол 3)			УЗЕ (вузол 2)		
		s	ΔP, МВт	$c_{пит}$, грн/(МВт·год)	s	ΔP, МВт	$c_{пит}$, грн/(МВт·год)
1–2	1–3; 475	−0,75	100,0	4 000	−0,75	100,0	6 667
1–3	1–2; 450	−0,60	83,3	5 000	−0,80	62,5	6 250

ТЕЦ дешевша за УЗЕ для обох аварійних ситуацій, тому найдешевше рішення – лише ТЕЦ: збільшити її генерацію на 100 МВт (до 200 МВт), ТЕС розвантажується до 650 МВт; вартість 300,0 тис. грн/год збігається з ціною безпеки завдання 3. Тільки УЗЕ довелося б розрядити на всі 100 МВт, а вартість

становила б (9 000 − 4 000) · 100 = 500 тис. грн/год. Після передиспетчеризації визначальна аварійна ситуація навантажує лінію 1–3 рівно до допустимого перетоку 400 МВт (рис. 8.3, *а*), найбільше завантаження в інших ситуаціях – 97,5 % (табл. 8.7).

Таблиця 8.7 – Найбільше завантаження ліній у ситуаціях N і N-1 до і після коригувальних дій, % (варіант 1)

Стан	Вихідний режим	Завдання 4: ТЕЦ +100 МВт	Завдання 5: 2–5 ввімкнено, 2–3 вимкнено
Ситуація N	75,0 (1–2)	68,2 (1–2)	64,6 (1–2)
Вимкнення лінії 1–2	**118,8 (1–3)**	100,0 (1–3)	96,9 (1–3)
Вимкнення лінії 1–3	**112,5 (1–2)**	97,5 (1–2)	96,9 (1–2)
Вимкнення лінії 1–4	95,8 (1–3)	83,3 (1–2)	93,8 (1–2)
Вимкнення лінії 2–3	87,5 (1–2)	87,5 (1–2)	лінія вимкнена
Вимкнення лінії 3–5	87,5 (1–2)	79,2 (1–2)	87,5 (1–3)
Вимкнення лінії 4–5	75,0 (1–4)	75,0 (1–4)	75,0 (1–4)
Вимкнення лінії 2–5	лінія в резерві	лінія в резерві	87,5 (1–2)



а *б*

позначення – як на рис. 8.2; *а* – вимкнення лінії 1–2 після передиспетчеризації (ТЕЦ +100 МВт); *б* – вимкнення лінії 1–2 після зміни топології (ввімкнено лінію 2–5, вимкнено лінію 2–3)

Рисунок 8.3 – Аварійна ситуація «вимкнення лінії 1–2» після коригувальних дій (варіант 1)

Завдання 5. Зі 128 можливих топологій 76 розділяють мережу вже в ситуації N, 44 – відокремлюють вузол після однієї з аварійних ситуацій, ще 4 не дають виконати критерій N-1 навіть з усіма ресурсами передиспетчеризації. Чотири допустимі топології наведено в табл. 8.8.

Таблиця 8.8 – Допустимі топології та найдешевші коригувальні дії (варіант 1)

Топологія	Передиспетчеризація	Вартість, тис. грн/год
нормальна схема (лінія 2–5 у резерві)	ТЕЦ +100,0 МВт	300,0
ввімкнено лінію 2–5	ТЕЦ +35,7 МВт	107,1
ввімкнено лінію 2–5, вимкнено лінію 3–5	ТЕЦ +100,0 МВт	300,0
ввімкнено лінію 2–5, вимкнено лінію 2–3	не потрібна	0,0

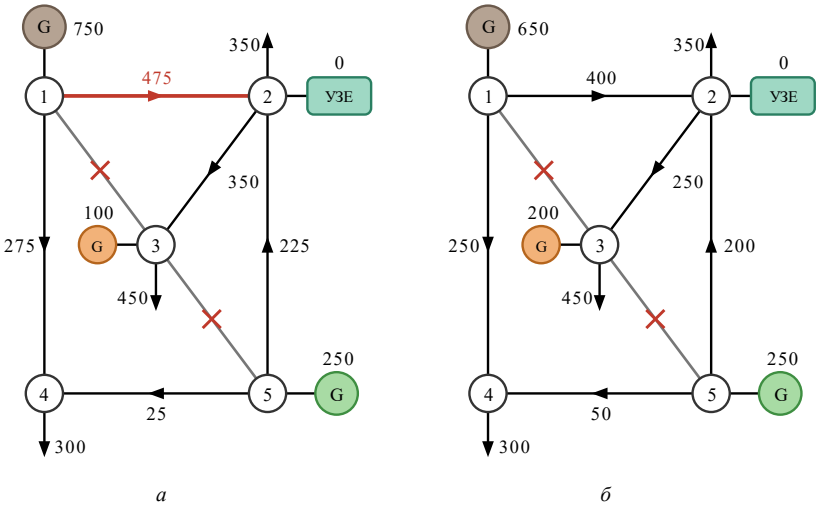
Ввімкнення лінії 2–5 створює другий шлях живлення вузла 2: у ситуації N перетоки ліній 1–2 і 1–3 зменшуються до 258,3 МВт, а після вимкнення лінії 1–2 чи 1–3 інша лінія навантажується до 422,7 МВт (105,7 %), що потребує лише 35,7 МВт перенесення на ТЕЦ. Якщо ж додатково вимкнути лінію 2–3, потужність до вузла 2 надходить лінією 2–5 від вузла 5, і після вимкнення лінії 1–2 частина перетоку переходить на шлях 1–4 – 4–5: лінія 1–3 навантажується до 387,5 МВт (96,9 %), лінія 1–4 – до 362,5 МВт (рис. 8.3, *б*). Критерій N-1 виконано без витрат (табл. 8.7), проте запас до меж невеликий, а до вузла 2 тепер ведуть лише дві лінії – 1–2 і 2–5: одночасне вимкнення обох (ситуація N-2) відокремило б вузол.

Розширене завдання. У ремонтній схемі (лінія 3–5 у ремонті) без коригувальних дій межі порушують чотири аварійні ситуації (табл. 8.9): вимкнення лінії 1–2 чи 1–3 перевантажує іншу з них до 700 МВт (175 %), а вимкнення лінії 1–4 чи 4–5 відокремлює вузли 4 і 5 або вузол 5. Ввімкнення резервної лінії 2–5 усуває відокремлення, але перевантаження залишаються: 112,5 % після вимкнення лінії 1–2 і 118,8 % після вимкнення лінії 1–3. Визначальна – вимкнення лінії 1–3 (лінія 1–2 – 475 МВт, $s = -0{,}75$ для ТЕЦ і УЗЕ, $\Delta P = 100$ МВт); для вимкнення лінії 1–2 $s = -0{,}8$ для ТЕЦ і $\Delta P = 62{,}5$ МВт. ТЕЦ дешевша за УЗЕ, тому на час ремонту потрібні ввімкнення лінії 2–5 і збільшення генерації

ТЕЦ на 100 МВт (рис. 8.4) вартістю 300,0 тис. грн/год. Висновок: заявку погодити за умови ввімкнення лінії 2–5 і передиспетчеризації.

Таблиця 8.9 – Ремонтна схема «лінія 3–5 у ремонті»: найбільше завантаження ліній, % (варіант 1)

Стан	Без коригувальних дій	Ввімкнено лінію 2–5	Лінія 2–5 і ТЕЦ +100 МВт
Ситуація N	87,5 (1–2)	75,0 (1–3)	59,1 (1–3)
Вимкнення лінії 1–2	**175,0 (1–3)**	**112,5 (1–3)**	92,5 (1–3)
Вимкнення лінії 1–3	**175,0 (1–2)**	**118,8 (1–2)**	100,0 (1–2)
Вимкнення лінії 1–4	**відокремлення вузлів 4, 5**	95,8 (1–2)	87,5 (1–2)
Вимкнення лінії 2–3	87,5 (1–2)	87,5 (1–3)	62,5 (1–3)
Вимкнення лінії 4–5	**відокремлення вузла 5**	75,0 (1–4)	75,0 (1–4)
Вимкнення лінії 2–5	лінія в резерві	87,5 (1–2)	79,2 (1–2)



а *б*

позначення – як на рис. 8.2; лінія 3–5 у ремонті, лінію 2–5 ввімкнено; *а* – вимкнення лінії 1–3 без передиспетчеризації; *б* – те саме після збільшення генерації ТЕЦ на 100 МВт

Рисунок 8.4 – Ремонтна схема в аварійній ситуації «вимкнення лінії 1–3» (варіант 1)

Результати розрахункових завдань наведено в табл. 8.10.

Таблиця 8.10 – Результати завдань 1–5 і розширеного завдання для варіанта 1

Завдання	Величина	Значення	Одиниця
1	δ_2; δ_3; δ_4; δ_5	−0,30; −0,25; −0,20; −0,10	рад
	P_{12}; P_{13}; P_{14}	300; 250; 200	МВт
	P_{23}; P_{35}; P_{45}	−50; −150; −100	МВт
2	$a_{12,3}$; $a_{13,3}$; $a_{14,3}$	−0,273; −0,545; −0,182	–
	$a_{23,3}$; $a_{35,3}$; $a_{45,3}$	−0,273; 0,182; −0,182	–
	$d_{13,12}$; $d_{14,12}$	0,75; 0,25	–
	P'_{13} після вимкнення лінії 1–2	475	МВт
3	кількість аварійних ситуацій з порушеннями	2	–
	s; ΔP (вимкнення лінії 1–2, лінія 1–3)	−0,75; 100,0	МВт/МВт; МВт
	s; ΔP (вимкнення лінії 1–3, лінія 1–2)	−0,60; 83,3	МВт/МВт; МВт
	визначальна аварійна ситуація	вимкнення лінії 1–2	–
	$\Delta P_{\min}$; ціна безпеки	100,0; 300,0	МВт; тис. грн/год
4	передиспетчеризація; вартість	ТЕЦ +100 МВт; 300,0	тис. грн/год
5	зміна топології; вартість	2–5 ввімкнено, 2–3 вимкнено; 0	тис. грн/год
6 (СРС)	кількість аварійних ситуацій з порушеннями (лінія 3–5 у ремонті)	4	–
	висновок щодо заявки	погодити за умови ввімкнення лінії 2–5 і передиспетчеризації	–
	найменша вартість коригувальних дій	300,0	тис. грн/год

Результати завдань 1–3 і розширеного завдання не залежать від дій здобувача. У завданнях 4 і 5 програма приймає будь-яке допустиме рішення, вартість якого перевищує найменшу не більш ніж на 2 % (щонайменше на 5 тис. грн/год): для варіанта 1 – до 306 тис. грн/год у завданні 4 і до 5 тис. грн/год у завданні 5.

8.4 Зміст звіту

Звітом є протокол, який друкує програма (близько 6 с.). Він містить:

– шапку (ЦНТУ, кафедра, «ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ 8», назва роботи й дисципліни), прізвище, групу, варіант і дату;

– розділ 1 «Вихідні дані» – таблиці ліній, вузлів і ресурсів коригувальних дій;

– розділи 2 і 3 «Потокорозподіл у ситуації N (завдання 1)», «Коефіцієнти розподілу (завдання 2)» – таблиці результатів з позначками перевірки й кількістю спроб і рисунок потокорозподілу в ситуації N;

– розділ 4 «Аналіз режиму за критерієм N-1 (завдання 3)» – таблицю аналізу вихідного режиму й таблицю результатів;

– розділи 5 і 6 «Передиспетчеризація (завдання 4)», «Зміна топології (завдання 5)» – прийняті рішення з вартістю й кількістю перевірок, таблиці аналізу N-1 після коригувальних дій, рисунки визначальної аварійної ситуації після передиспетчеризації й ситуації N після зміни топології, таблицю порівняння вартості коригувальних дій;

– розділ 7 «Оцінка заявки на ремонт лінії (завдання 6, СРС)» (якщо його виконано) – таблицю аналізу ремонтної схеми без коригувальних дій і таблицю результатів;

– висновки, контрольний код і підписи здобувача та викладача.

У висновках зазначте: чи відповідав вихідний режим критерію N-1, які аварійні ситуації порушували межі і чому; як коефіцієнти розподілу й коефіцієнти розподілу при відключенні дають змогу оцінити наслідки вимкнень і обсяг коригувальних дій; яке рішення передиспетчеризації найдешевше і чому (ефективність і ціни ресурсів); як змінилися витрати завдяки зміні топології і які ризики має вимкнення ліній; чи можна погодити заявку на ремонт (розширене завдання); які обмеження має метод постійного струму.

8.5 Контрольні запитання

1. Що таке ситуації N і N-1? Коли режим відповідає критерію N-1?

2. Які припущення покладено в основу методу постійного струму? Для яких мереж він придатний і чого не дає?

3. Як формують матрицю B? Чому для базисного вузла рівняння не записують?

4. Що показує коефіцієнт розподілу a_{lk}? Від чого він залежить і від чого – ні?

5. Що показує коефіцієнт розподілу при відключенні? Як за ним визначити переток лінії після аварійної ситуації?

6. Чому визначальною для обсягу передиспетчеризації може бути не та аварійна ситуація, що дає найбільше перевантаження?

7. Як вибрати ресурс передиспетчеризації з найменшими витратами? Коли доцільно поєднувати кілька ресурсів?

8. Що таке ціна безпеки? Хто й за яким механізмом компенсує учасникам ринку зміну графіків під час передиспетчеризації?

9. Як ввімкнення або вимкнення лінії може зменшити перевантаження після аварійної ситуації? Які ризики має вимкнення лінії?

10. Як перевіряють ремонтну схему? Чому одночасні ремонти елементів одного перетину зазвичай неприпустимі?

11. Чим превентивні коригувальні дії відрізняються від післяаварійних? Коли ОСП може обмежитися післяаварійними?

12. Як аналіз за критерієм N-1 виконують у реальному часі в EMS? Для чого потрібен швидкий відбір аварійних ситуацій?

Рекомендовані джерела: [1; 2; 3; 6; 16; 34; 35].

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Оперативно-диспетчерське керування електроенергетичними системами : конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності G3 «Електрична інженерія» освітніх програм «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергоефективність та керування енергоспоживанням» денної та заочної форм навчання / уклад. В. В. Зінзура. Кропивницький : ЦНТУ, 20__. 193 с.

2. Lin K. M. Power System Operation and Control. Baech : Trans Tech Publications, 2024. 270 p. DOI: https://doi.org/10.4028/b-YP61Wa.

3. Wood A. J., Wollenberg B. F., Sheblé G. B. Power Generation, Operation, and Control. 3rd ed. Hoboken : Wiley-Interscience, 2014. XXII, 632 p.

4. Про основні показники роботи паливно-енергетичного комплексу України у січні–жовтні 2021 року. Енергоінформ – Информэнерго. 2021. № 603. С. 2–7. URL: https://old.ntseu.net.ua/docs/review603-202111.pdf (дата звернення: 13.11.2026).

5. Plieshkov P., Soldatenko V., Zinzura V., Sirikov O., Plieshkov S. Optimal Control of Active Power Generation Levels by Renewable Energy Plants. Central Ukrainian Scientific Bulletin. Technical Sciences. 2025. Vol. 1, No. 12(43). P. 308–315. DOI: https://doi.org/10.32515/2664-262X.2025.12(43).1.308-315.

6. Про затвердження Кодексу системи передачі : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18 (дата звернення: 13.11.2026).

7. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18 (дата звернення: 13.11.2026).

8. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19 (дата звернення: 13.11.2026).

9. Про внесення змін до деяких законів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції енергетичних ринків, підвищення безпеки постачання та конкурентоспроможності у сфері енергетики : Закон України від 07.04.2026 № 4834-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/4834-20 (дата звернення: 13.11.2026).

10. Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2015/1222/oj (дата звернення: 13.11.2026).

11. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії: розрахункова робота : навч. посіб. / уклад.: І. В. Блінов, Є. В. Парус. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 44 с.

12. Сучасний конкурентний енергетичний ринок та керування енергоспоживанням. Практичні роботи : навч. посіб. / уклад.: С. В. Серебренніков, К. Г. Петрова, О. І. Сіріков. Кропивницький : ЦНТУ, 2023. 67 с.

13. Блінов І. В. Проблеми функціонування та розвитку нової моделі ринку електричної енергії в Україні. Вісник Національної академії наук України. 2021. № 3. С. 20–28. DOI: https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020.

14. АТ «Оператор ринку». URL: https://www.oree.com.ua/ (дата звернення: 13.11.2026).

15. Hyndman R. J., Athanasopoulos G. Forecasting: Principles and Practice. 3rd ed. Melbourne : OTexts, 2021. URL: https://otexts.com/fpp3/ (дата звернення: 13.11.2026).

16. Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj (дата звернення: 13.11.2026).

17. Про затвердження Правил виконання оперативних перемикань в електроустановках : наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 30.01.2018 № 77. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0211-18 (дата звернення: 13.11.2026).

18. Про затвердження Кодексу систем розподілу : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18 (дата звернення: 13.11.2026).

19. Commission Regulation (EU) 2017/2196 of 24 November 2017 establishing a network code on electricity emergency and restoration. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2196/oj (дата звернення: 13.11.2026).

20. Kundur P. S., Malik O. P. Power System Stability and Control. 2nd ed. New York : McGraw Hill, 2022. 976 p.

21. Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj (дата звернення: 13.11.2026).

22. Project Inertia Phase II : first report. Brussels : ENTSO-E, 2023. 33 p. URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/231108_Project_Inertia_Phase_II_First_Report_FOR_PUBLICATION_clean.pdf (дата звернення: 13.11.2026).

23. ГНД 34.20.567-2003. Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах : затв. наказом Міністерства палива та енергетики України від 01.12.2003 № 714 (у ред. наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 31.07.2012 № 553). URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1177-03 (дата звернення: 13.11.2026).

24. Протиаварійна автоматика і розрахунки стійкості енергосистем. Комп'ютерний практикум : навч. посіб. / уклад.: М. П. Болотний, Р. В. Вожаков, О. Л. Бондаренко. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 203 с. URL: https://ela.kpi.ua/bitstreams/27b95ece-ca3c-4416-829f-8ca93588f4dd/download (дата звернення: 13.11.2026).

25. Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення : постанова НКРЕКП від 12.06.2018 № 374. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0374874-18 (дата звернення: 13.11.2026).

26. Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання : постанова НКРЕКП від 12.06.2018 № 375. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0375874-18 (дата звернення: 13.11.2026).

27. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2023.

28. Бурбело М. Й., Лобода Ю. В., Слободян Р. О., Слободян А. Р. Матричний метод визначення показників надійності розгалужених розподільних електричних мереж. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2022. № 3. С. 17–23. DOI: https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-17-23.

29. IEEE 1366-2022. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York : IEEE, 2022. 44 p.

30. IEC 60870-5-104:2006+AMD1:2016. Telecontrol equipment and systems. Part 5-104: Transmission protocols. Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles. Geneva : IEC, 2016.

31. Шульга А. М., Ковальов Є. С. Інтелектуальні системи в електроенергетиці : навч. посіб. Харків : НТУ «ХПІ», 2021. 276 с.

32. IEC TS 60870-5-7:2025. Telecontrol equipment and systems. Part 5-7: Transmission protocols. Security extensions to IEC 60870-5-101 and IEC 60870-5-104 protocols (applying IEC 62351). Geneva : IEC, 2025.

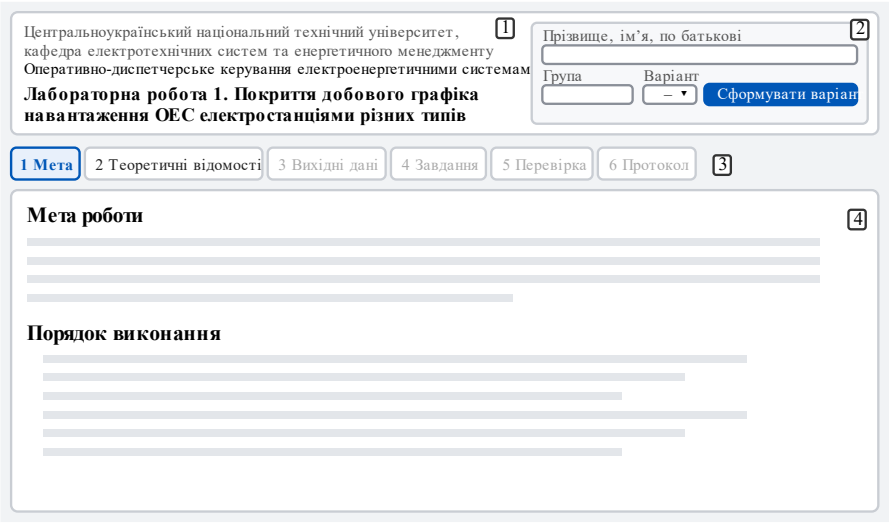
33. Industroyer2: Industroyer reloaded / ESET Research. WeLiveSecurity. 2022. 12 April. URL: https://www.welivesecurity.com/2022/04/12/industroyer2-industroyer-reloaded/ (дата звернення: 13.11.2026).

34. Про затвердження Правил ринку : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18 (дата звернення: 13.11.2026).

35. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj (дата звернення: 13.11.2026).

ДОДАТОК А
БУДОВА СТОРІНКИ ВІРТУАЛЬНОЇ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

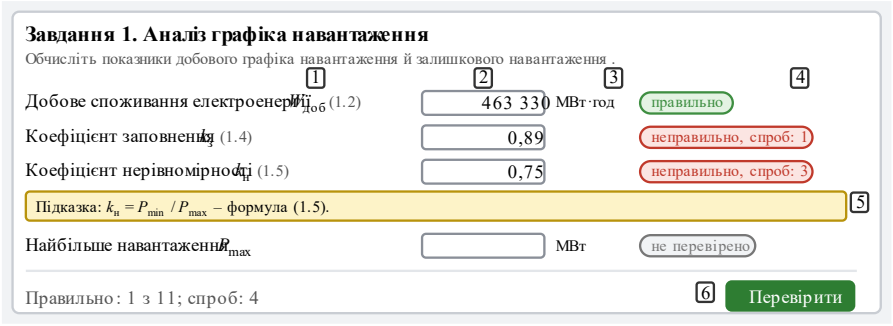
Усі віртуальні лабораторні роботи мають однакову будову сторінки (рис. А.1). Шапка містить назву закладу, кафедри, дисципліни й роботи, а праворуч – панель здобувача. Після формування варіанта панель показує прізвище, групу, номер варіанта з короткою характеристикою вихідних даних і кнопку «Почати заново». Нижче розташовано рядок нумерованих вкладок, який залишається на екрані під час прокручування сторінки; праворуч у ньому – позначка останнього збереження.



1 – шапка; 2 – панель здобувача; 3 – вкладки (3–6 недоступні до формування варіанта); 4 – вміст вкладки

Рисунок А.1 – Будова сторінки віртуальної лабораторної роботи (до формування варіанта)

На вкладці «Перевірка» величини кожного завдання зібрано в окремий блок (рис. А.2). Біля назви величини наведено номер формули конспекту лекцій, за якою її обчислюють. Статус кожної величини – «не перевірено», «неправильно, спроб: N» або «правильно»; підказка з'являється після третьої невдалої спроби. Завдання, які залежать від інтерактивної частини, стають доступними після прийняття її результату.



1 – назва величини й номер формули конспекту; 2 – поле введення; 3 – одиниця; 4 – результат перевірки й кількість спроб; 5 – підказка; 6 – підсумок блоку й кнопка «Перевірити»

Рисунок А.2 – Блок перевірки завдання (фрагмент вкладки «Перевірка»)