

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до виконання лабораторних робіт

з курсу «Керування режимами електроенергетичних систем»
для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Затверджено
редакційно-видавничою
радою університету,
протокол № 1 від 25.02.2021 р.

Харків
НТУ «ХПІ»
2021

Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з курсу «Керування режимами електроенергетичних систем» для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. О. М. Довгалюк, Ю. Л. Привалов, О. М. Федосеєнко. – Харків : НТУ «ХПІ», 2021. – 58 с.

Укладачі : О. М. Довгалюк
Ю. Л. Привалов
О. М. Федосеєнко

Рецензент О. В. Шутенко

Кафедра передачі електричної енергії

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АЕС	– атомна електрична станція
АЛАР	– автоматична ліквідація асинхронного режиму
АПВ	– автоматичне повторне вмикання
АРЧО	– автоматичний регулятор частоти обертання
АРЧП	– автоматичне регулювання частоти та активної потужності
АСДК	– автоматизована система диспетчерського керування
АЧР	– автоматичне частотне розвантаження
ГЕС	– гідроелектростанція
ЕЕС	– електроенергетична система
ЕОМ	– електронно-обчислювальна машина
ЕРС	– електрорушійна сила
ЕЦК	– електричний центр коливань
КЗ	– коротке замикання
ОЕС	– об'єднана електроенергетична система
ОІК	– оперативно-інформаційний комплекс
ПА	– протиаварійна автоматика
ПЕОМ	– персональна електронно-обчислювальна машина
ПЛ	– повітряна лінія електропередачі
РУ	– розподільна установка
ТЕС	– теплова електрична станція
ТЕЦ	– теплоелектроцентрально

ВСТУП

В енергетиці керування режимами є одним із важливих та складних завдань, оскільки цей процес визначає ефективність і надійність роботи електроенергетичної системи (ЕЕС). Для майбутніх фахівців важливим є розвиток практичних навичок з аналізу режимів електроенергетичних систем та керування ними. У вирішенні цієї задачі важливу роль відіграють лабораторні роботи. Значним аспектом при виконанні лабораторних робіт є застосування сучасного обладнання та технічних засобів, які безпосередньо використовуються в енергетичних компаніях, оскільки це дозволяє адаптувати студентів до реальних умов їх подальшої професійної роботи.

Так, режимні тренажери призначені для придбання диспетчерським персоналом енергосистем та їх об'єднань навичок щодо підтримання параметрів режиму енергосистеми в заданій області в процесі керування нормальними режимами і в аварійних ситуаціях, пов'язаних із раптовими порушеннями балансу активної потужності та змінами схеми мережі.

Режимні тренажери активно використовуються в найбільших енергетичних компаніях США, Канади, Західної Європи, Японії, України для підготовки диспетчерського персоналу. Велике значення надається формуванню наближеної до реальних умов обстановки, включаючи деталі оснащення диспетчерського пункту, тимчасових затримок в отриманні інформації, виконанні наказів і багато іншого.

Режимний тренажер диспетчера призначений для проведення протиаварійних тренувальних навчань оперативно-диспетчерського персоналу і може бути використаний на всіх етапах проведення підготовки персоналу: для початкової підготовки, підготовки на оперативну посаду, спецпідготовки (підтримання кваліфікації оперативного та оперативно-ремонтного персоналу), перепідготовки на нову посаду, кваліфікаційної перевірки знань, протиаварійних тренувань зміни з метою розвитку навичок колективних дій тощо.

1. ЗМІСТ ЛАБОРАТОРНИХ ЗАДАЧ

Дисципліна «Керування режимами електроенергетичних систем» присвячена вивченню основних режимних принципів оптимальності нормального режиму енергосистеми, елементної бази, функціональних схем пристроїв і систем керування в нормальному режимі, що забезпечують керування активною потужністю генеруючих джерел і підтримку номінального рівня частоти в енергосистемі. Значна увага приділяється ознайомленню студентів зі структурою, алгоритмами функціонування та побудовою систем протиаварійного автоматичного керування енергосистем з елементами апаратної реалізації.

Метою лабораторних робіт є дослідження особливостей роботи тренажера диспетчера «Фенікс» при різних режимах роботи об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) та формування практичних навичок з аналізу та регулювання цими режимами.

В табл. 1.1 наведено перелік задач, які вирішуються при виконанні лабораторних робіт з використанням тренажера диспетчера «Фенікс».

Таблиця 1.1 – Задачі, що вирішуються за допомогою тренажера диспетчера «Фенікс» при виконанні лабораторних робіт

Номер роботи	Назва лабораторної роботи	Перелік задач, що вирішуються
1	Визначення мінімального значення первинного небалансу потужності генеруючих джерел, при якому діє автоматичне частотне розвантаження в ОЕС	Визначення параметрів режиму ЕЕС, аналіз вимог щодо забезпечення сталих режимів роботи ЕЕС, визначення граничних діапазонів зміни параметрів режиму ЕЕС, обґрунтування виду та особливостей автоматики для забезпечення режимів роботи ЕЕС за наявності в ній збурень
2	Вибір перерізу поділу ОЕС при двочастотному асинхронному режимі	Визначення параметрів режиму ЕЕС, аналіз характеру зміни параметрів режиму ЕЕС у часі, виявлення порушень нормального режиму роботи ЕЕС, обґрунтування виду та особливостей роботи протиаварійної автоматики для запобігання порушенню нормального режиму роботи ЕЕС

Продовження табл. 1.1.

Номер роботи	Назва лабораторної роботи	Перелік задач, що вирішуються
3	Вмикання на паралельну роботу підсистем ОЕС після їх поділу	Визначення параметрів режиму ЕЕС, аналіз характеру зміни параметрів режиму ЕЕС у часі, розробка заходів щодо забезпечення нормальної роботи ЕЕС, розробка порядку оперативних перемикань в ЕЕС для забезпечення запропонованих заходів з відновлення нормальної роботи ЕЕС

Перед початком лабораторного заняття студенти повинні чітко засвоїти його мету і порядок виконання. Попередньо вивчити теоретичний матеріал.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМНОГО ТРЕНАЖЕРА ДИСПЕТЧЕРА «ФЕНІКС»

2.1. Основні відомості про тренажер диспетчера «Фенікс»

Режимний тренажер диспетчера «Фенікс» призначений для проведення сеансів протиаварійних тренувальних навчань з відображенням оперативному персоналу, що бере участь у тренуванні, оперативної обстановки в ЕЕС, яка включає характеристики режимів ЕЕС за частотою й активною потужністю, напругою та реактивною потужністю, а також інформацію щодо оперативного стану основного устаткування розподільних установок (РУ) підстанцій і електростанцій.

Особливістю тренажера диспетчера «Фенікс» є таке:

- моделювання в ході тренування стану комутаційних схем підстанцій і автоматичний облік у режимній моделі змін комутаційного стану устаткування;
- режимна модель ЕЕС тренажера дозволяє моделювати режими, що встановилися, електромеханічні перехідні процеси і тривалі перехідні режими, причому перехід з однієї моделі на іншу виконується автоматично з урахуванням ситуації, що створюється в процесі тренування;
- подання оперативної обстановки диспетчеру, що виконано з використанням системи відображення оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК), якою диспетчер користується в своїй основній роботі.

Інтерфейс інструктора є інтерактивною процедурою у складі тренажера, призначеною для керування режимною моделлю тренажера інструктором, який веде тренування. Інструктор може виконувати керуючі дії, що відповідають тим командам, які видає диспетчер підлеглому оперативному персоналу. Так, інструктор може: вмикати або вимикати вимикачі в схемах підстанцій, завантажувати або розвантажувати енергоблоки електростанцій, керувати режимом за напругою енергосистеми через задавання команд на регулювання напруги на електростанціях і перемикаючи відпайки пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН) силових трансформаторів або автотрансформаторів (АТ) підстанцій. Крім цього, інструктор може стежити за виконанням сценарію тренування та роботою аварійної автоматики.

Комплекс програм режимного тренажера диспетчера «Фенікс» розроблений алгоритмічною мовою С++ у програмному середовищі Windows для умов локальної мережі з персональними електронно-обчислювальними машинами (ПЕОМ) типу IBM PC/AT. Програмне забезпечення включає завдання для таких окремих, але пов'язаних між собою елементів: інтерфейсу диспетчера, інтерфейсу інструктора, моделі енергосистеми, інтерфейсу керування диспетчерським щитом/пультом, системи підготовки даних і графічного редактора схем. Блок-схему програмного комплексу тренажера «Фенікс» зображено на рис. 2.1.

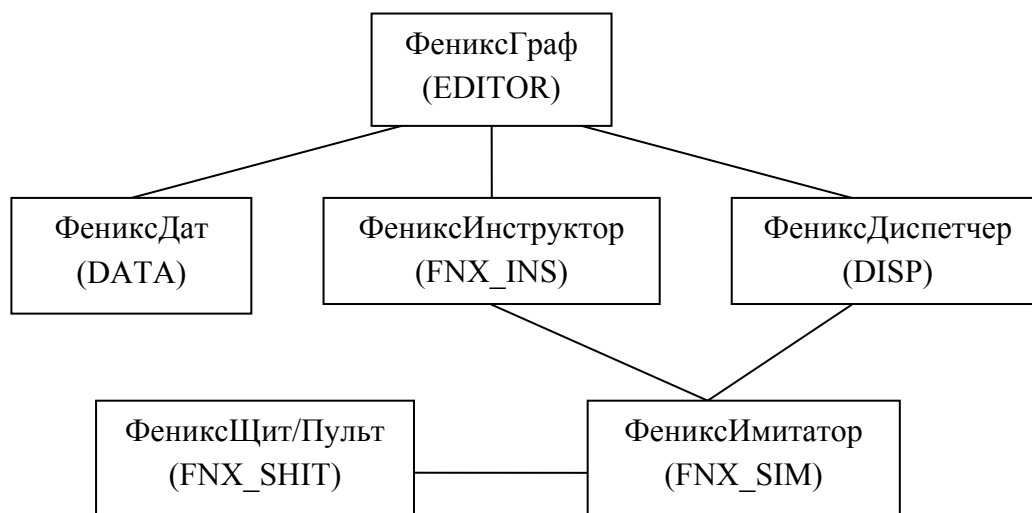


Рисунок 2.1 – Блок-схема програмного комплексу тренажера «Фенікс»

Програмний комплекс тренажера включає дві групи програм:

- програми, призначені для підготовки даних для проведення тренувального заняття;

- програми, які використовуються в ході тренувального заняття.

В першу групу програм входять:

ФеніксГраф – графічний редактор схем, в якому готуються форми електричних схем, таблиць і графіків, що використовуються далі у *ФеніксДиспетчер* для відображення модельованих режимів під час тренування;

ФеніксДат – діалогова програма з уведення та зміни початкових даних, що описують модельовану енергосистему щодо конфігурації схеми, параметрів елементів схеми заміщення, параметрів генераторів, опису протиаварійної автоматики (ПА) та сценаріїв тренувального заняття.

До другої групи програм входять:

ФениксІнструктор – діалогова програма з керування процесом проведення тренувального заняття, що дозволяє тому, хто веде тренування, починати процес моделювання аварійної ситуації, зупиняти його, отримувати додаткову інформацію про оперативний стан модельованої ЕЕС, виконувати запис та відновлення зрізів режимів тренувального заняття тощо;

ФениксДиспетчер – мережна діалогова графічна програма, що дозволяє оператору, який проходить тренування, спостерігати на схемах і таблицях зміни оперативного стану енергосистеми під час тренувального заняття та вводити команди керування комутаційними апаратами підстанцій і режимом роботи електростанцій;

ФениксЩит/Пульт – мережна програма, що організує інтерфейс зв'язку програм тренажера з системою керування навчальним диспетчерським щитом і пультом (застосовується за потреби);

ФениксІмитатор – мережна програма, що реалізує математичну модель енергосистеми для імітації режимів і оперативних станів ЕЕС або ОЕС під час тренувального заняття диспетчерів.

Інтерфейсом інструктора виступає одна з персональних ЕОМ (ПЕОМ) локальної мережі, як інтерфейс диспетчера – інші ПЕОМ мережі (рис. 2.2).

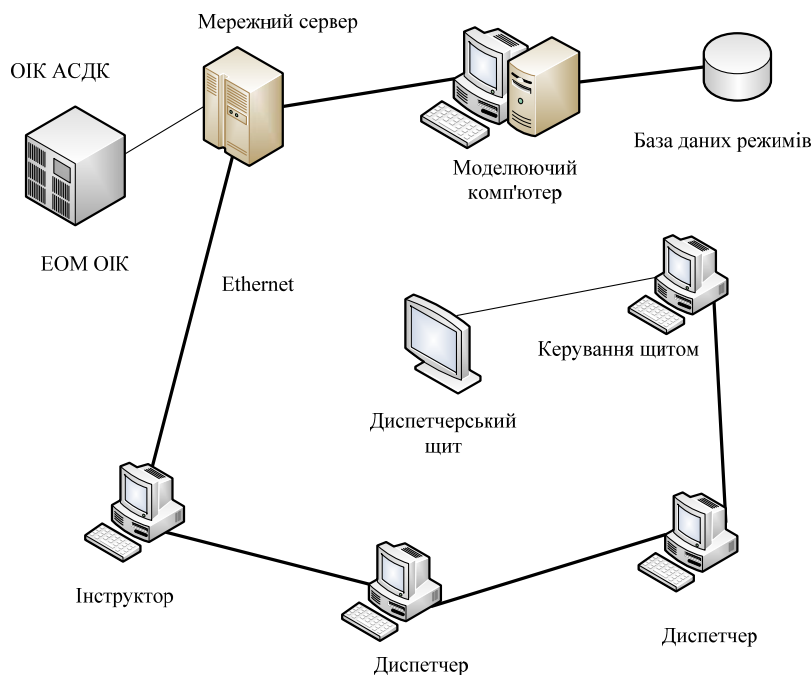


Рисунок 2.2 – Структурна схема комплексу технічних засобів тренажера

Інтерактивна оболонка комплексу побудована на базі стандартних засобів організації діалогу Windows. Усі програми комплексу, крім програми моделюючої ЕЕС (FNX_SIM), мають віконні процедури відображення і коригування даних або керування процесом тренувального заняття.

Інтерфейс інструктора (FNX_INS) після запуску пропонує каті розділи меню:

- *Схема* – передбачає вибір схеми для розрахунку;
- *Исх.режим* – застосовується для визначення початкового режиму ЕЕС (базовий, плановий або поточний);
- *Тренировка* – застосовується для запуску та зупинки процедури оперативних розрахунків або сеансу тренувального заняття;
- *Восстановление* – застосовується для вибору точки перезапуску сеансу;
- *Помощь* – запускає програмну довідку (HELP) та інформацію щодо програми [1].

2.2. Технологія проведення тренувального заняття

Інструктор у тренувальному занятті є особою, яка управляє проведенням тренування. Він виконує в тренуванні роль керівного і підлеглого персоналу по відношенню до того, хто тренується. Інструктор управляє в ході тренування імітаційною моделлю ЕЕС тренажера за допомогою спеціальних команд. Диспетчер в ході тренування віддає вказівки щодо зміни стану керованого об'єкта через інструктора, а інструктор, уводячи команди в тренажер, імітує дію підлеглого персоналу.

2.2.1. Математична модель ЕЕС

Тренажер виконано у вигляді програмного комплексу на локальній мережі ЕОМ у програмному середовищі Windows. Математична модель ЕЕС є набором моделей окремих елементів ЕЕС, які взаємопов'язані між собою і дозволяють імітувати всі основні оперативні стани та режими, що зустрічаються при проведенні протиаварійного тренування.

Основні елементи моделі:

1) *комутаційна модель системи*. Вхідною інформацією алгоритмів комутаційної моделі є опис комутаційної схеми енергосистеми і набори па-

раметрів елементів схеми заміщення. Вихідною інформацією алгоритмів комутаційної моделі є схема заміщення електричної частини енергосистеми з параметрами елементів, підготовленими для застосування в алгоритмах розрахунку режимів, параметри еквівалентних генераторів для розрахунку перехідних режимів;

2) *режимна модель системи*. Ця модель включає такі алгоритми розрахунку режимів: розрахунок усталеного електричного режиму, розрахунок електромеханічних перехідних режимів і тривалих перехідних режимів енергосистеми. В моделі застосовано оригінальний алгоритм перемикання моделей швидкої та тривалої динаміки. Він полягає в контролі за зміною функції Ляпунова в ході перехідного процесу. Якщо перехідний процес стійкий, то розрахунок ведеться відповідно до алгоритму тривалої динаміки, якщо нестійкий – відповідно до алгоритму швидкої динаміки.

Така взаємодія алгоритмів дозволяє моделювати в сеансі тренування не лише перехідні режими, пов'язані зі зміною частоти, але й процеси, пов'язані з порушенням синхронної динамічної стійкості (наприклад, асинхронний хід по зв'язку та ін.). Блок-схему алгоритму режимної моделі ЕЕС наведено на рис. 2.3.

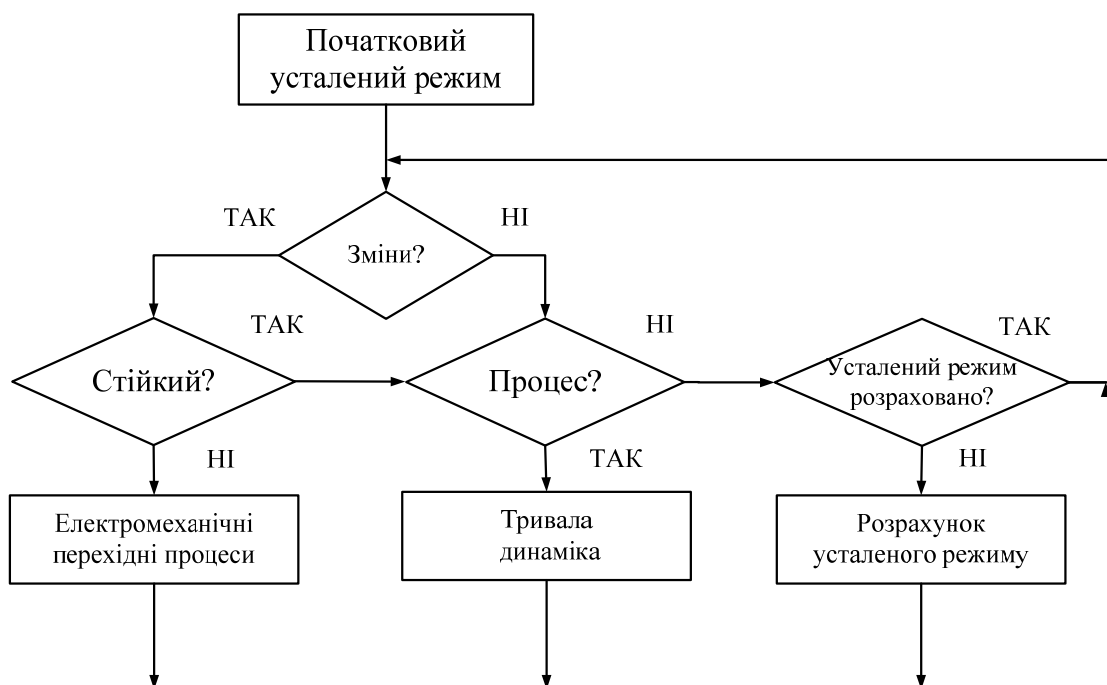


Рисунок 2.3 – Блок-схема алгоритму режимної моделі ЕЕС

Початкова інформація для налаштування тренажера на конкретне тренувальне заняття розміщується в 6 файлах. Імена файлів формуються таким чином:

« імя файла » . D « NN » ,

де *імя файла* – унікальна назва, що відображає зміст інформації, яка зберігається у файлі; *NN* – номер файла, який об'єднує групу файлів з інформацією, що належить до однієї схеми, сеансу тренування.

Для проведення тренування потрібна наявність таких файлів:

- *schema.D'NN'* – файл з описом комутаційної схеми енергосистеми;
- *sets.D'NN'* – файл із даними про параметри елементів схеми заміщення;
- *sdin.D'NN'* – файл з інформацією про генератори, регулятори збудження, регулятори швидкості, характеристики теплової частини теплових електростанцій (ТЕС);
- *tin.D'NN'* – файл із таблицею відповідності комутаційних апаратів і режимних параметрів режимної моделі тренажера телесигналізації та телеінформації ОІК;
- *sawt.D'NN'* – інформація щодо параметрів комплектів системної та протиаварійної автоматики;
- *szen.D'NN'* – дані щодо пунктів сценарію тренування і коментарі до них.

У пункті ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ виводиться діалогове вікно, в якому показані кнопки, за допомогою яких вибирається вид початкового режиму: базовий, плановий або поточний.

Для отримання необхідного початкового режиму потрібно виконати таку послідовність операцій:

1. Натиснути кнопку **БАЗОВЫЙ РЕЖИМ**. При цьому сформується розрахункова модель і виконається розрахунок режиму для схеми ЕЕС, підготовленої інструктором заздалегідь. У цьому розділі можна проглянути початковий режим ЕЕС в табличному вигляді, натиснувши кнопку **ПРОСМОТР РЕЖИМА**.

2. Натиснути кнопку **ПЛАНОВЫЙ РЕЖИМ**. При цьому зчитуються дані про планові значення навантажень станцій, сальдо перетікання потужностей за поточну годину. Далі слід натиснути кнопку **РАСЧЕТ РЕЖИМА** і розрахувати плановий режим (цей режим зарезервований).

3. Натиснути кнопку ТЕКУЩИЙ РЕЖИМ. При цьому зчитуються дані про поточні значення телевимірювань з ОІК і формується розрахункова модель за даними телевимірювань. Після цього слід натиснути кнопку РАСЧЕТ РЕЖИМА і розрахувати поточний режим. До натиснення кнопки РАСЧЕТ РЕЖИМА можна подивитися розділ СХЕМЫ ОІК, в якому відображаються дані поточних телевимірювань.

У розділі є додаткові кнопки – ОТКЛЮЧЕНИЯ та ОТКЛОНЕНИЯ. Кнопка ОТКЛЮЧЕНИЯ ініціює формування і виведення на екран переліку вимкнених комутаційних апаратів відповідно у базовому, плановому або поточному режимах. Кнопка ОТКЛОНЕНИЯ ініціює формування та виведення на екран таблиці з переліком телевимірювань ОІК і значень виміряних і розрахованих величин параметрів режиму. В останньому стовпці таблиці виводяться значення відхилень розрахованих значень від виміряних у відсотках відносно шкали датчика телевимірювання [1; 2].

2.3. Інструкція з використання тренажера диспетчера «Фенікс»

Папка «Trenazer» з файлами програми має бути розташована в кореневому каталозі диска С ЕОМ (*C:/Trenazer*).

2.3.1. Порядок запуску тренажера диспетчера «Фенікс»

1) Для початку роботи необхідно запустити такий файл:
C:/Trenazer/Exe/Fenix.exe.

2) У вікні «Интерфейс модели ЭЭС» (рис. 2.4) у рядку меню вибрати:
– пункт «Схема»;
– підпункт «Выбор схемы».

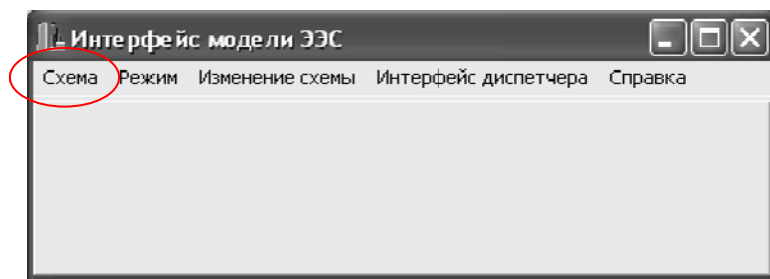


Рисунок 2.4 – Головне вікно програми

У вікні «*Выбор схемы*», що відкрилося, за допомогою курсора вибрати схему «*Модель_демо_ПАТ-7*» і натиснути на кнопку «*ОК*» (рис. 2.5).

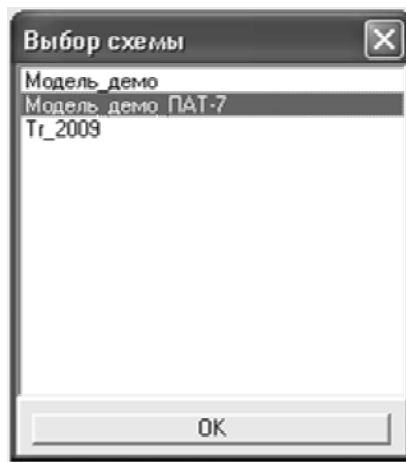


Рисунок 2.5 – Вікно вибору схеми

3) У меню діалогу програми обрати пункт «*Интерфейс диспетчера*». Після чого в новому вікні запуститься застосунок «*Интерфейс диспетчера*» (рис. 2.6).

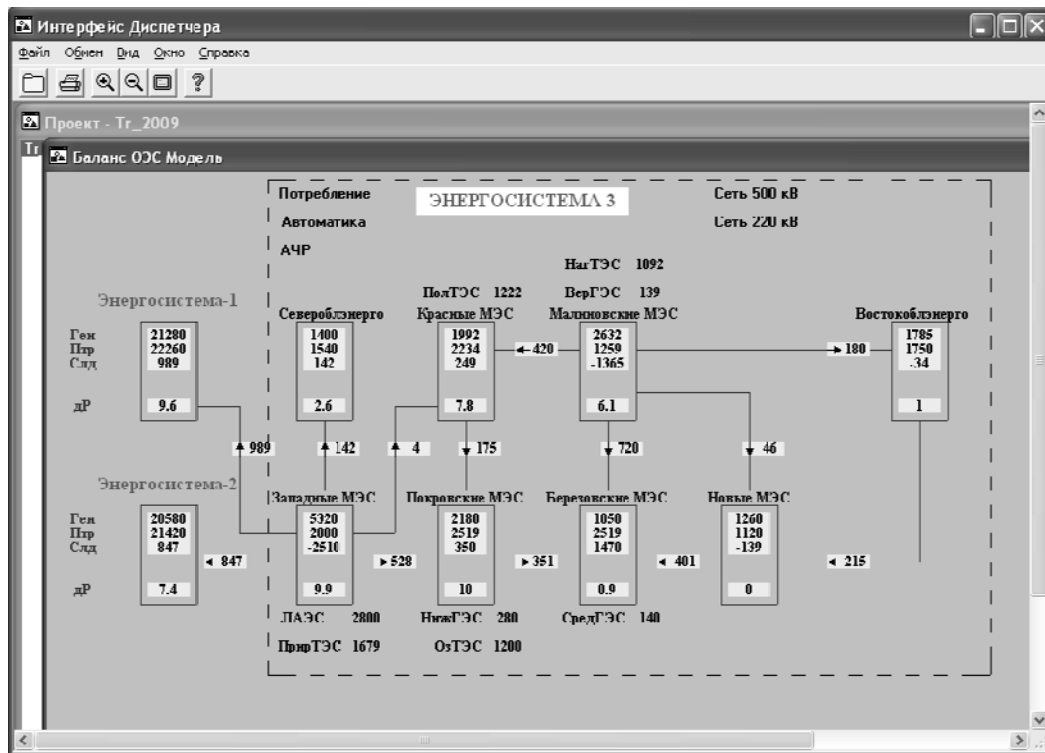


Рисунок 2.6 – Вікно інтерфейсу диспетчера

4) Повернутися у вікно «*Интерфейс модели ЭЭС*» і в рядку меню вибрати закладку «*Сеанс тренировки*».

Для пуску процесу моделювання і запуску роботи тренажера диспетчера «Фенікс» необхідно натиснути на кнопку «*Пуск модели*». Для зупинки процесу моделювання необхідно натиснути на кнопку «*Приостанов*». Відновлення роботи тренажера диспетчера «Фенікс» після його зупинки виконується після натиснення кнопки «*Пуск модели*» (рис. 2.7).

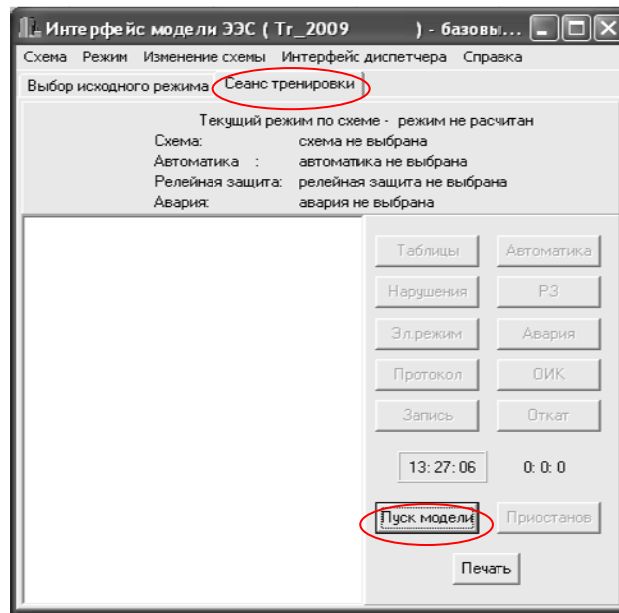


Рисунок 2.7 – Вікно запуску моделі

2.3.2. *Робота з тренажера диспетчера «Фенікс»*

➤ *Навігація по схемах*

Середовищем роботи диспетчера в тренажера диспетчера «Фенікс» є «*Интерфейс диспетчера*».

Навігація по схемах виконується двома способами:

1. За допомогою вікна «*Проект – Модель_демо_ПАТ-7*», яке відкривається автоматично при завантаженні «*Интерфейс диспетчера*». У цьому вікні приводиться список усіх доступних для цієї моделі комутаційних схем та інформаційних таблиць. Переміщаючи курсор за списком, можна вибрати (подвійним натисненням лівої кнопки миші або клавішею Enter) потрібну схему або таблицю (рис. 2.8).

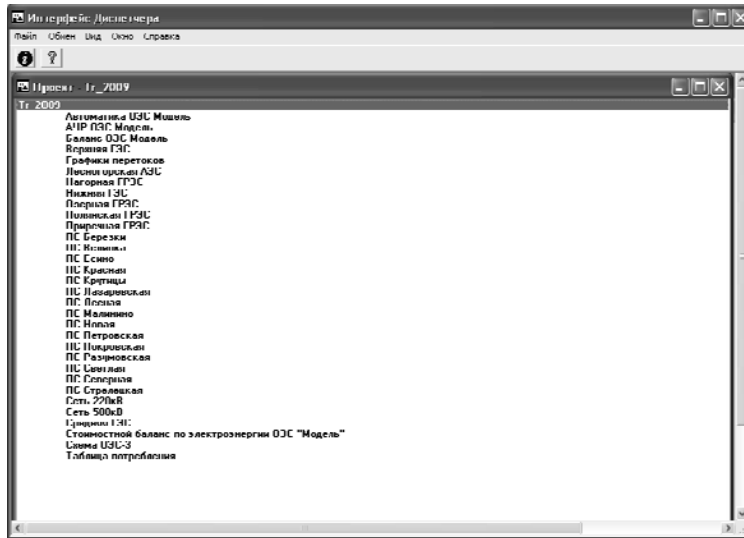


Рисунок 2.8 – Список таблиц і схем

2. Другий спосіб заснований на використанні в основних схемах вкладених переходів до інших схем або таблиць підсхем.

Наприклад, на загальній схемі Енергосистеми-3 «Баланс ОЭС Модель» натиснення лівою кнопкою миші на слові «Потребление» приведе до виклику вікна «Таблица потребления», в якому наведено дані про генерацію, споживання, сальдові перетоки потужності та частоту в ОЕС Модель. Відповідно для інших вкладених підсхем і таблиць:

- «Автоматика» – вікно «Автоматика ОЭС Модель» (склад і дії пристроїв автоматики, що знаходяться в ЕС-3);
- «АЧР» – вікно «АЧР ОЭС Модель» (таблиця спрацьовування автоматичного частотного розвантаження (АЧР) в ЕС-3);
- «Сеть 500 кВ» – вікно «Сеть 500кВ» (схема електричної мережі класу напруги 500 кВ ЕС-3);
- «Сеть 220 кВ» – вікно «Сеть 220кВ» (схема електричної мережі класу напруги 220 кВ ЕС-3);
- «Энергосистема-3» – вікно «Схема ЭС-3» (комутаційна схема ЕС-3);
- Схема «Сеть 500 кВ» – вікно схеми мережі 500 кВ.

На рис. 2.9 показано схему мережі 500 кВ і міжсистемні електричні зв'язки, які об'єднують ЕС-3 з ЕС-1 та ЕС-2. Також вказані рівні напруги на шинах станцій і підстанцій. Мережі класу напруги 500 кВ відображені зеленим кольором, а класу напруги 220 кВ – жовтим.

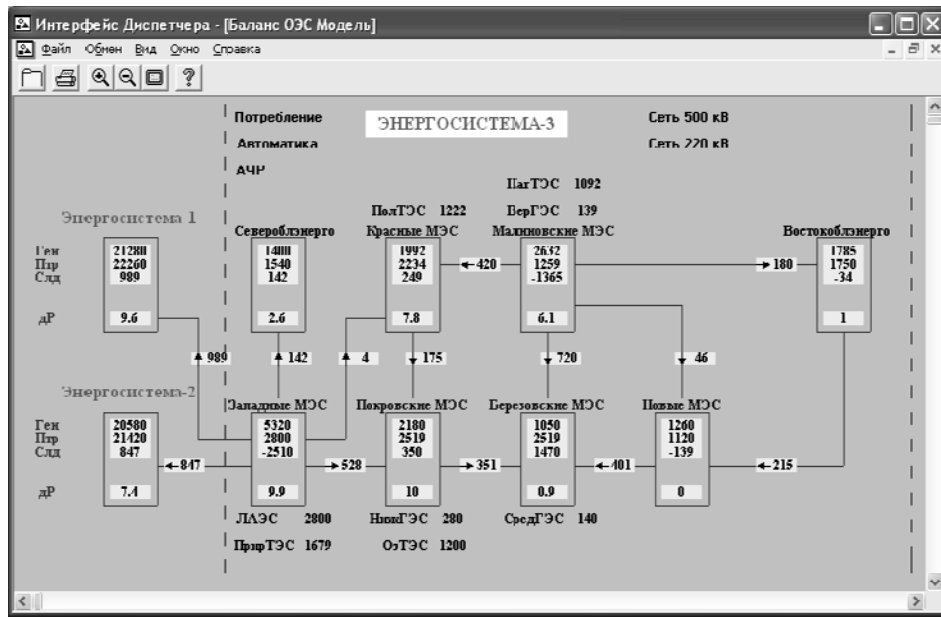


Рисунок 2.9 – Комутаційна схема ЕС-3

У вузлах, де знаходиться генерація, червоним кольором вказано фактичну потужність електричної станції на цей момент. Також для кожної електростанції виведені значення показань частотомірів, розташованих на шинах станції.

У зелених прямокутниках відображається величина перетікання потужності по кожній лінії електропередачі, в блакитному – сумарне перетікання по перетину.

Доступ до комутаційної схеми електростанції або підстанції забезпечується подвійним натисненням правої кнопки миші на відповідний вузол.

Для «Энергосистема-1», «Энергосистема-2» та «Востокблэнерго» передбачено вкладку «Таблица потребления», для «Сеть 220 кВ» – комутаційну схему мережі 220 кВ, а для «Энергосистема-3» – загальну схему ЕС-3.

➤ *Керування станом комутаційної апаратури і генерацією*

Зміна стану комутаційної апаратури (вимикачі, роз'єднувачі) в тренажері диспетчера «Фенікс» проводиться безпосередньо на комутаційних схемах станцій і підстанцій, а також на схемі 220 кВ. Операція перемикання здійснюється таким чином: натисненням правої кнопки миші вибирається потрібний вимикач або роз'єднувач, у висхідному підменю лівою кнопкою миші визначається бажана операція (рис. 2.10).

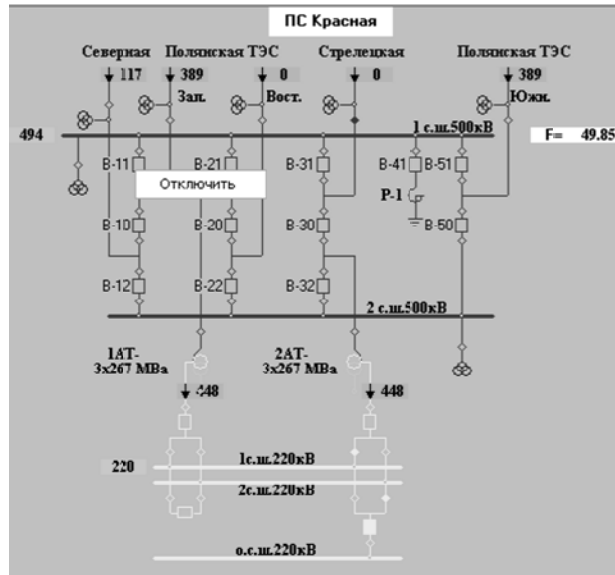


Рисунок 2.10 – Операція перемикання

Змінювати величину генеруючої потужності електричної станції можна тільки при зміні уставки для кожного генератора (не за загальною уставкою для всієї станції). Зміна генерації здійснюється таким чином. Подвійним натисненням лівої кнопки миші вибирається поле зі значенням генерації, яку необхідно змінити. У вікні «Команда Телеизмерения», що відкрилося, в полі «Уставка» вводиться бажане значення (не вище за максимальне значення і не нижче за нуль) як показано на рис. 2.11.

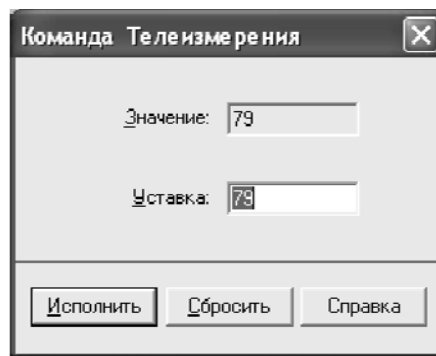


Рисунок 2.11 – Вікно «Команда Телеизмерения»

Швидко повернення до вікна «Сеть 500 кВ» з комутаційних схем електроенергетичних об'єктів можна здійснити натисненням лівої кнопки миші на лівий верхній кут схеми, відмічений пунктирною лінією.

➤ *Порядок закінчення роботи з тренажером диспетчера «Фенікс»*

Для закінчення роботи з тренажером диспетчера «Фенікс» необхідно виконати такі дії:

1. Повернутися у вікно «*Интерфейс модели ЭЭС*» на закладці «*Сеанс тренировки*» натиснути на кнопку «*Приостанов*» (рис. 2.12). Відновлення роботи тренажера диспетчера «Фенікс» після його зупинки проводиться після натиснення кнопки «*Пуск модели*».

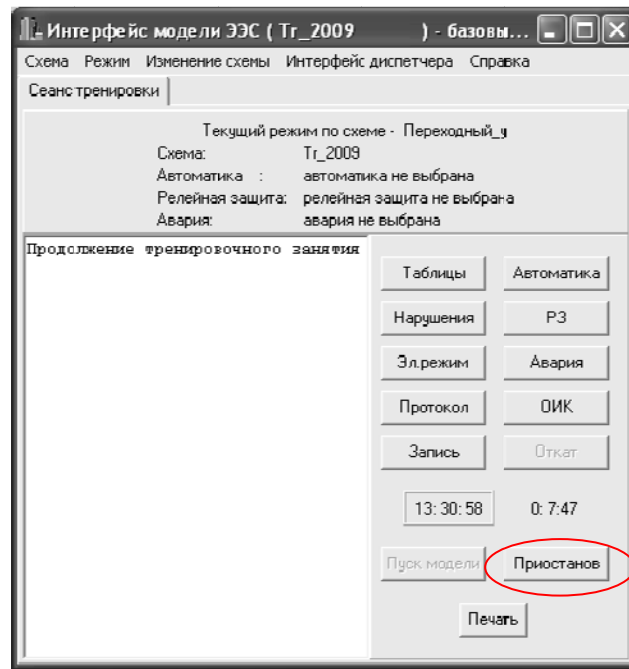


Рисунок 2.12 – Закінчення роботи з ТД «ФЕНІКС»

2. Закрити вікна всіх відкритих застосунків тренажера диспетчера «Фенікс» [1].

2.4. Режимна модель ЕЕС

Режимна модель ЕЕС у тренажері повинна імітувати зміну параметрів режиму енергосистеми в різних аварійних ситуаціях, таких як вимкнення ліній електропередачі системи, випадання з синхронізму генераторів, відхилення частоти і напруги, відхилення генерації та навантаження від планових значень.

Імітація цих процесів і оперативних станів можлива при використанні комбінації математичних моделей ЕЕС для розрахунку:

– усталеного режиму ЕЕС;

– тривалої динаміки ЕЕС, з урахуванням зміни частоти і поточкорозподілу активної та реактивної потужностей;

– електромеханічних перехідних процесів.

При розробці режимних моделей враховувалися вимоги їх узгодженості, необхідності відтворення в реальному часі з достатньою точністю процесів тривалої динаміки, можливості зниження точності та уповільнення масштабу часу при розрахунку погано спостережуваних швидких складових процесів (взаємних електромеханічних коливань) і обмеженість обчислювальних ресурсів. Розрахунок встановленого режиму виконується для моделі ЕЕС методом Гаусса–Зейделя на первинних етапах ітераційного процесу, а потім – методом Ньютона–Рафсона.

Динаміка ЕЕС розраховується шляхом спільного розв’язання системи диференціальних рівнянь і системи алгебраїчних рівнянь зв’язків, які становлять характеристику динамічної поведінки генераторів і регуляторів. У матричному зображенні основні диференціальні рівняння мають вигляд [3]:

$$\frac{dE_q}{dt} = AE_q + BE_0 + CE_\alpha, \quad (2.1)$$

$$T_j \frac{dS}{dt} + k_d(S - S_{c3}) = P_0 - P(E_0, I), \quad (2.2)$$

$$\frac{d\sigma}{dt} = S, \quad (2.3)$$

а рівняння зв’язку:

$$DE_0 = E_q, \quad (2.4)$$

$$I = GE_0, \quad (2.5)$$

де I – вектор вузлових струмів інерцій (задавальних струмів); A, B, C, D – матриці коефіцієнтів; G – матриця власних і взаємних провідностей відносно E_0 (мережа представлена у вигляді матриць власних та взаємних провідностей відносно активних вузлів); S_{c3} – значення ковзання центру інерцій (середньозважене ковзання), яке визначається так:

$$S_{сз} = \mu_i S_i, \quad \mu_i = \frac{T_{Ji}}{\sum_{k=1}^N T_{Jk}}. \quad (2.6)$$

При зміні комутаційної схеми ЕЕС після закінчення роботи алгоритму комутаційної моделі автоматично перераховуються матриці коефіцієнтів A , B , C , D і матриця власних і взаємних провідностей G . Таким чином, здійснюється зв'язок комутаційної та режимної моделей. Крім цього, для еквівалентних генераторів моделюються регулятори швидкості та збудження, які представлені в моделі диференціальними ланками першого порядку з урахуванням обмежень.

У модельованій енергосистемі може враховуватися залежність навантаження споживача від частоти, при цьому приймається, що ця залежність в усіх вузлах ЕЕС однакова. В цьому випадку права частина рівняння (2.2) перетвориться до вигляду:

$$\Delta P_i = P_{0i} - \left(1 - k_s \frac{\Delta f}{f_0}\right) P(E_0, I) = P_0 - D_s \cdot P(E_0, I), \quad (2.7)$$

де k_s – коефіцієнт, що характеризує залежність навантаження ЕЕС від частоти; f – відхилення частоти від номінальної $f = f - f_0$; D_s – відносне відхилення навантаження внаслідок відхилення частоти від номінальної.

Величина D_s використовується далі в алгоритмі моделі ЕЕС для визначення фактичних величин навантажень у вузлах, перетікань потужності по зв'язках з урахуванням відхилення частоти, причому для кожної ділянки ЕЕС, що виділилася, величина D_s обчислюється окремо.

Залежність навантаження від напруги враховується за статичними характеристиками окремо для кожного вузла навантаження. Такий облік потребує перерахування матриці провідностей G і коефіцієнтів A , B , C , D , яке проводиться при відхиленні напруги на величину, що перевищує наперед задану:

$$\Delta U_{ik} = U_{ik} - U_{ikp}, \quad \Delta U_{ik} \geq \xi_u, \quad (2.8)$$

де U_{ik} – відхилення напруги в i -му вузлі на k -му кроці ітерації від величини U_{ikp} , тобто величини напруги, при якій останній раз уточнювалося значення елементів матриці провідностей G .

Провідність навантаження у вузлі на k -му кроці ітерації:

$$Y_k^* = \left(1 + k_0 \frac{\Delta U_k}{U_k} \right) \frac{S_0^*}{U_k^2} = D_{uk} \frac{S_0^*}{U_k^2}, \quad (2.9)$$

де S_0 – початкове навантаження у вузлі; U_k – напруга у вузлі на k -му кроці ітерації; k_0 – коефіцієнт, що враховує залежність навантаження від напруги; D_{uk} – відносне відхилення навантаження у вузлі від початкового значення, у зв'язку з відхиленням напруги на k -му кроці числової ітерації.

Для розв'язання описаної алгебраїчно-диференціальної системи рівнянь при розрахунку динаміки застосовано неявний метод числової ітерації, причому система диференціальних рівнянь (2.1) і система рівнянь зв'язку (2.4) розв'язуються спільно. Системи диференціальних рівнянь (2.2) і (2.3) розв'язуються з використанням процедури прогнозування і корекції, ґрунтованої на методі трапецій.

При розрахунку тривалих перехідних процесів генератори моделюються з такими особливостями, що дозволяють забезпечити реальний масштаб часу шляхом збільшення на порядок кроку ітерації відносно електромеханічних перехідних процесів, при правильному відображенні основної складової процесу. Ковзання вектора електрорушійної сили (ЕРС) кожного генератора визначається як:

$$S_i = S_{c3} + S_{bi}, \quad (2.10)$$

де середньозважене ковзання S_{c3} визначається з рівняння:

$$T_j \frac{dS_{c3}}{dt} = P_0 - P, \quad (2.11)$$

індивідуальне взаємне ковзання S_{bi} i -го генератора визначається з виразу:

$$T_{ji} \frac{dS_{vi}}{dt} = C_n \{P_{ii} - \mu(P_t - P)_i - P_i\}, \quad (2.12)$$

де C_n – нормуючий коефіцієнт, який забезпечує збіжність обчислювального процесу.

Урахування індивідуального ковзання дозволяє правильно розрахувати розподіл навантаження між еквівалентними генераторними вузлами при небалансі потужності в ЕЕС. У тривалій динаміці спрощено моделюється поведінка теплової частини електростанцій для контролю параметрів теплоносія, що може бути важливо для тривалих аварійних ситуацій.

Необхідність моделювання електромеханічних перехідних процесів у ЕЕС під час сеансу тренування на універсальному режимному тренажері обумовлюється двома причинами:

1) можливістю порушення синхронної динамічної стійкості ЕЕС при різних комутаційних змінах і виникненні асинхронного ходу по зв'язках. Це, у свою чергу, викликає роботу комплектів ділительного захисту для автоматичної ліквідації асинхронного режиму (АЛАР), яка призводить до розділення енергосистеми або енергооб'єднання на несинхронно працюючі частини;

2) можливістю відмови дії комплектів АЛАР при виникненні асинхронного ходу по зв'язку і необхідністю оперативному персоналу самостійно виявляти й усувати асинхронний хід відключенням відповідних ліній електропередачі.

Якщо в першому випадку оперативному персоналу необов'язково відображати зміни параметрів ЕЕС, що бувають при асинхронному ході, оскільки ці процеси короткочасні і диспетчер не зможе їх правильно сприйняти та проаналізувати, то в другому випадку необхідно і моделювати, і правильно відображати зміни параметрів режиму ЕЕС, що супроводжують асинхронний хід.

Моделювання електромеханічних перехідних процесів є складним процесом і викликає, при обмежених обчислювальних ресурсах, уповільнення процедури імітації процесів у ЕЕС відносно реального часу. Тому до моделювання цих процесів потрібно переходити тільки тоді, коли збурення (звичайна комутаційна зміна) може призвести або призвело до порушення синхронної динамічної стійкості [4]. Виявлення факту або можливості по-

рушення синхронної динамічної стійкості проводиться прямим методом оцінки стійкості на основі методу енергетичних функцій або другого методу Ляпунова. Для цього обчислюються і порівнюються дві величини енергетичної функції (функції Ляпунова):

- величина V у момент закінчення збурення (наприклад, якщо збуренням є просте коротке замикання (КЗ), то величина $V_{\text{КЗ}}$ визначається після відключення КЗ);

- критична величина $V_{\text{кр}}$, яка є потенційною енергією сідлової точки функції V .

Оцінка динамічної стійкості виконується порівнянням цих двох величин: якщо $V_{\text{КЗ}} < V_{\text{кр}}$, то перехід стійкий, якщо $V_{\text{КЗ}} > V_{\text{кр}}$, то перехід не стійкий.

У моделі використовується функція Ляпунова виду:

$$V = \frac{1}{2} T_{Ji} S_{vi} - (P_i - \mu P_{ki}) \sigma_{im} - \frac{1}{2} P_{ij} \cos \sigma_{ij}, \quad (2.13)$$

де

$$S_v = S_i - S_{c3}, \quad \mu_i = \frac{T_{Ji}}{T_{Jk}}, \quad S_{c3} = \mu_i S_i, \quad P_i = P_{ti} - P_{ii}. \quad (2.14)$$

Для визначення величини критеріальних сталих у післяаварійному усталеному режимі використовуються прості аналітичні вирази з відомого методу багатовимірного куба. При цьому виявити напрями, в яких потрібно досліджувати потенційну складову функції Ляпунова для отримання критеріальної величини $V_{\text{кр}}$, дозволяє знання характеристик генераторів у динамічному перехідному режимі ЕЕС [4].

2.5. Комутаційна модель

Комутаційна модель ЕЕС включає ті елементи, якими представлена ЕЕС в оперативному керуванні (системи шин, трансформатори, лінії електропередачі, генератори). У тренажері комутаційна модель є проміжною ланкою між диспетчером і режимною моделлю ЕЕС, яка будується за прийнятих у завданнях аналізу режимів правил, тобто включає схему заміщення з

вузлами і зв'язками зі своїми параметрами. Взаємодія комутаційної та режимної моделей здійснюється таким чином. Якщо вважати, що A – це матриця інциденцій комутаційної схеми, C – це матриця інциденцій електричної схеми заміщення, то

$$C = P(A), \quad (2.15)$$

де P – деяка процедура, що приводить лінійний граф комутаційної схеми до лінійного графа схеми заміщення. Процедура P полягає в послідовному виключенні ребер графа комутаційної схеми типу «вимикач» і «роз'єднувач» з одночасним перетворенням (перенумерацією) елементів, що залишилися. Далі визначаються параметри елементів схеми заміщення та виконуються розрахунки параметрів режиму ЕЕС [4].

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ДОСЛІДЖУВАНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

Досліджувана ЕЕС складається з декількох магістральних електричних мереж напругою 220-500 кВ і позначена *Енергосистема-3* (ЕЕС-3). Вона працює паралельно з двома енергосистемами *Енергосистема-1* (ЕЕС-1) та *Енергосистема-2* (ЕЕС-2) у складі умовної ОЕС, позначеної як *ОЭС Модель*. ЕЕС-1 і ЕЕС-2 не мають інших електричних зв'язків між собою. Схему досліджуваної ЕЕС зображено на рис. 3.1.

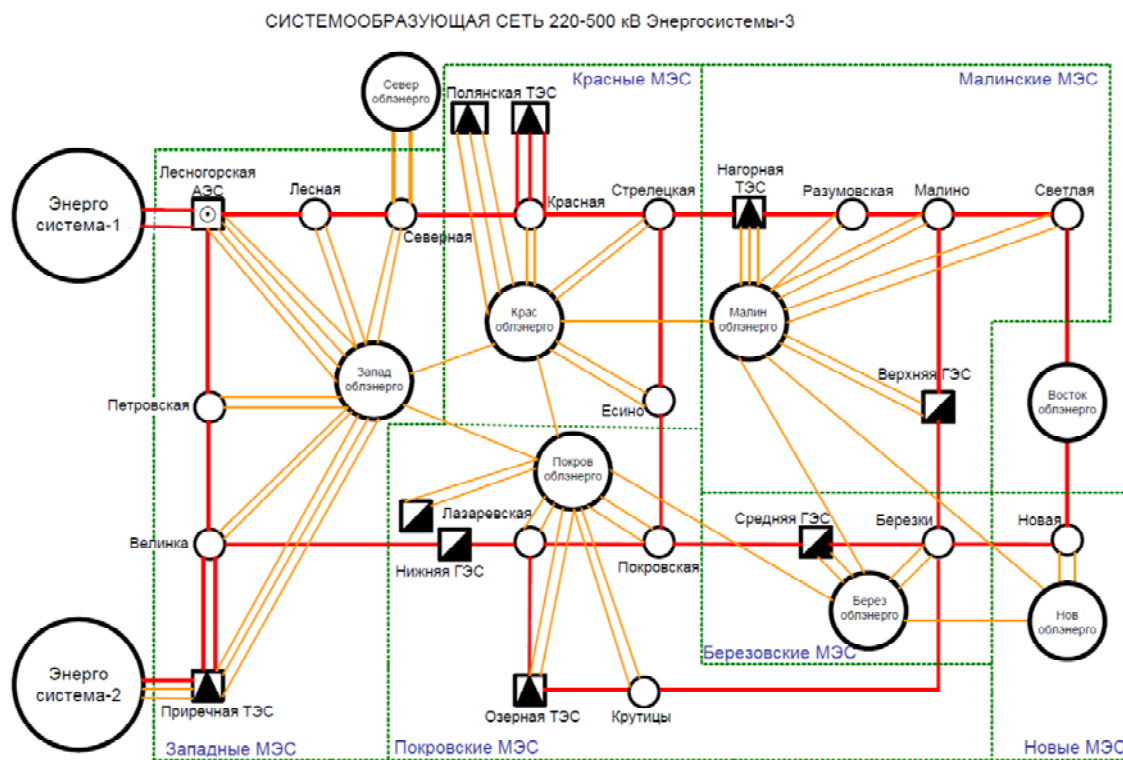


Рисунок 3.1 – Схема досліджуваної ЕЕС

Основними класами напруги системоутворюючої мережі *ОЭС Модель* є напруги 220 і 500 кВ.

Регулювання частоти в *ОЭС Модель* здійснюється системою автоматичного регулювання частоти і перетоків активної потужності (АРЧП) з впливом на електростанції ЕЕС-1 та ЕЕС-2, а при вичерпанні регулювального діапазону – вручну (за командами диспетчера енергосистеми «*Модель-енерго*»), які віддаються по телефону).

До складу ЕЕС-3 входять 6 підприємств магістральних електромереж – МЭС (Северные, Западные, Покровские, Красные, Малиновские, Березовские, Новые), 8 енергопостачальних компаній (Североблэнерго, Западоблэнерго, Покровоблэнерго, Красоблэнерго, Малиноблэнерго, Березоблэнерго, Новоблэнерго, Востокоблэнерго), 1 атомна електростанція (АЕС), 4 ТЕС, 3 гідроелектростанції (ГЕС). Значення величини встановлених потужностей зазначених електростанцій наведено в табл. 3.1. ЕЕС-1, ЕЕС-2, Востокоблэнерго и Североблэнерго пов'язані між собою тільки через мережу ЕЕС-3.

Таблиця 3.1 – Характеристика електростанцій ЕЕС-3

Електростанції	Встано- влена потуж- ність станції, МВт	Склад облад- нання	P_{\min} блока, МВт	P_{\max} блока, МВт	Примітка
АЕС, ТЕС					
<i>Лесногорская АЭС</i>	3000	3х ВВЭР- 1000			
<i>Приречная ТЭС</i>	2200	2х300	200	300	Вугілля
		2х800	450	800	
<i>Озерная ТЭС</i>	1200	6х200	140	200	Вугілля
<i>Полянская ТЭС</i>	2400	3х300	200	300	Вугілля
		3х500	330	500	
<i>Нагорная ТЭС</i>	1200	4х300	200	300	Вугілля
Всього:	10000				
ГЕС					
<i>Верхняя ГЭС</i>	800	10х80			Добове регу- лювання
<i>Средняя ГЭС</i>	600	10х60			Добове регу- лювання
<i>Нижняя ГЭС</i>	1200	10х120			Сезонне ре- гулювання
Всього:	2600				

На балансі енергопостачальних компаній знаходяться промислові станції та дрібні ТЕЦ. Електричні мережі, навантаження споживачів і генерація

кожної з енергопостачальних компаній представлені відповідними еквівалентними вузлами. Енергопостачальна компанія *Востокоблэнерго* здійснює електропостачання великих промислових споживачів.

Мінімальне навантаження ГЕС за умовами водокористування обмежено на рівні: для *Верхней* та *Средней* ГЕС – 50 МВт; *Нижней* ГЕС – 100 МВт. Допускається робота гідрогенераторів у режимі синхронних компенсаторів на всіх ГЕС, але одночасно не більше п'яти гідрогенераторів на кожній зі станцій.

Мінімальне навантаження ГЕС на вимогу водно-господарського комплексу становить: *Верхняя ГЭС* – 50 МВт; *Средняя ГЭС* – 50 МВт; *Нижняя ГЭС* – 100 МВт.

Значення навантажень блок-станцій і промислових станцій енергопостачальних компаній (обленерго) наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Сумарні максимальні та мінімальні навантаження блок-станцій і промислових станцій енергопостачальних компаній

Електростанції	Встановлена потужність станції, МВт	Мінімальне навантаження, МВт	Максимальне навантаження, МВт
<i>ТЭЦ Востокоблэнерго</i>	2500	980	2500
<i>ТЭЦ Западоблэнерго</i>	1100	500	1100
<i>ТЭЦ Покровоблэнерго</i>	1500	600	1500
<i>ТЭЦ Красоблэнерго</i>	1100	500	1100
<i>ТЭЦ Березоблэнерго</i>	1600	800	1600
<i>ТЭЦ Малиноблэнерго</i>	1950	850	1950
<i>ТЭЦ Новоблэнерго</i>	1400	800	1400
<i>ТЭЦ Североблэнерго</i>	1550	750	1550

В ЕЕС-3 контролюються три перетини:

- перетин-1, до якого входять повітряні лінії електропередачі (ПЛ) 500 кВ: *Лесногорская АЭС – Лесная, Велинка – Нижняя ГЭС*, а також трансформатори 220 кВ на підстанціях *Лесная* – мережа *Западоблэнерго*, *Северная* – мережа *Западоблэнерго*, мережа *Западоблэнерго* – мережа *Красоблэнерго*, мережа *Западоблэнерго* – мережа *Покровоблэнерго*;
- перетин-2, до якого входять ПЛ 500 кВ: *Лесногорская АЭС – Лесная, Нижняя ГЭС – Лазаревская*, а також трансформатори 220 кВ на підста-

нціях *Лесная* – мережа *Западоблэнерго*, *Северная* – мережа *Западоблэнерго*, мережа *Западоблэнерго* – мережа *Красоблэнерго*, мережа *Западоблэнерго* – мережа *Покровоблэнерго*;

- перетин-3, до якого входять ПЛ 500 кВ: *Красная* – *Стрелецкая*, *Нижняя ГЭС* – *Лазаревская*, а також трансформатори 220 кВ на підстанціях *Стрелецкая* – мережа *Красоблэнерго*, *Есино* – мережа *Красоблэнерго*, мережа *Малиноблэнерго* – мережа *Красоблэнерго*, мережа *Красоблэнерго* – мережа *Покровоблэнерго*, мережа *Западоблэнерго* – мережа *Покровоблэнерго*.

На всіх ПЛ 500 кВ і міжсистемних ПЛ 220 кВ встановлені пристрої АЛАР за швидкістю зниження опору, що діють на першому циклі асинхронного режиму, та з лічильником циклів – основний і резервний комплекти, відповідно, з однієї й іншої сторони ПЛ.

Для забезпечення надійності роботи *ОЭС Модель* і недопущення системної аварії з розпадом ОЕС, в ЕЕС-3 встановлений необхідний обсяг АЧР у відсотках від сумарного споживання енергопостачальних компаній. У табл. 3.3 наведено уставки спрацьовування та черги АЧР1, АЧР2 і суміщеної АЧР2, встановлених на енергооб'єктах ЕЕС-3.

Таблиця 3.3 – Уставки спрацьовування та черги АЧР на енергооб'єктах ЕЕС-3

Обленерго	Спец. АЧР 49,2 Гц 0,5 с	АЧР1- I 48,8 Гц 0,5 с	АЧР1- II 48,6 Гц 0,5 с	АЧР1- III 48,4 Гц 0,5 с	АЧР1- IV 47,7 Гц 0,5 с	АЧР1- V 47,1 Гц 0,5 с	АЧР1- VI 46,5 Гц 0,5 с	АЧР2 49,1 Гц 5-20 с
				АЧР2-I 49 Гц 21-90 с	АЧР2- II 48,9 Гц 21-90 с	АЧР2- III 48,8 Гц 21-90 с	АЧР2- IV 48,7 Гц 21-90 с	
<i>Североблэнерго</i>	4 %	10 %	10 %	3 %	9 %	9 %	9 %	10 %
<i>Западоблэнерго</i>	4 %	10 %	10 %	3 %	9 %	9 %	9 %	10 %
<i>Красоблэнерго</i>	4 %	10 %	10 %	3 %	9 %	9 %	9 %	10 %
<i>Покровоблэнерго</i>	4 %	10 %	10 %	3 %	9 %	9 %	9 %	10 %
<i>Малиноблэнерго</i>	4 %	10 %	10 %	3 %	9 %	9 %	9 %	10 %
<i>Березоблэнерго</i>	4 %	10 %	10 %	3 %	9 %	9 %	9 %	10 %
<i>Новоблэнерго</i>	4 %	10 %	10 %	3 %	9 %	9 %	9 %	10 %

4. ЛАБОРАТОРНІ РОБОТИ

4.1. Лабораторна робота 1. Визначення мінімального значення первинного небалансу потужності генеруючих джерел, при якому діє АЧР в ОЕС

Мета: отримання основ регулювання режиму ЕЕС за частотою та активною потужністю, а також принципу роботи АЧР в енергосистемі.

4.1.1. Теоретичні вказівки. Основні поняття, що характеризують процеси в ЕЕС. Взаємозв'язок частоти й активної потужності

Розглянемо основні поняття, що характеризують процеси в ЕЕС при порушенні й відновленні балансу активної потужності.

Потужність електричного кола, що визначає виробництво або споживання електроенергії за одиницю часу, становить [5]:

$$p(t) = u(t)i(t), \quad (4.1)$$

де $p(t)$, $u(t)$, $i(t)$ – миттєві значення потужності, напруги і струму електричного кола відповідно.

Якщо напруга і струм змінюються за гармонійним законом, що має місце в промисловій енергетиці, то потужність має дві складові – постійну, що не залежить від часу, і гармонійну, що змінюється з подвійною частотою:

$$\left. \begin{aligned} u(t) &= U_m \sin \omega t; \\ i(t) &= I_m \sin(\omega t - \varphi); \\ p(t) &= UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi). \end{aligned} \right\} \quad (4.2)$$

Незворотні процеси виробництва і споживання електроенергії визначаються постійною складовою $p(t)$ у співвідношенні (4.2), тобто $UI \cos \varphi$, оскільки змінна складова не впливає на технологічний процес споживання електроенергії через його інерційність. У зв'язку з цим при розгляді електромеханічних й електромагнітних процесів ЕЕС використовується поняття середньої за період мережі T або активної потужності P , що становить:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = UI \cos \varphi. \quad (4.3)$$

Для трифазної мережі активна потужність визначається сумою активних потужностей трьох фаз. Зміна частоти в ЕЕС залежить саме від її активної потужності.

Розглянемо найпростіший варіант, коли первинний двигун (гідро- або парова турбіна, дизельний агрегат) і синхронний генератор, що мають спільний вал, працюють на ізольоване навантаження (рис. 4.1).

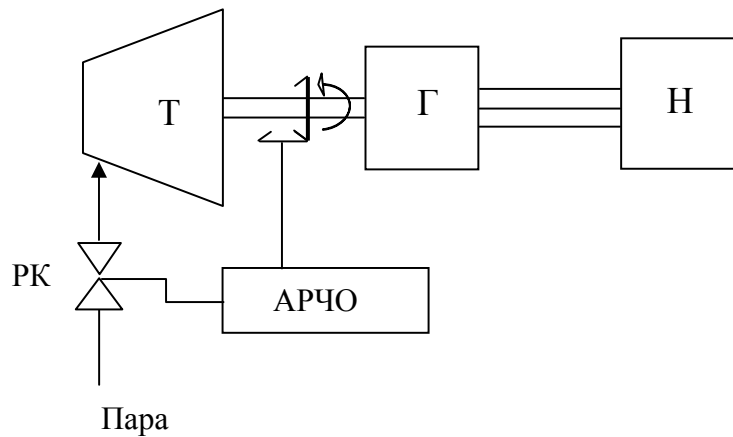


Рисунок 4.1 – Модель найпростішої енергосистеми:

Т – турбіна; Г – генератор; Н – навантаження; РК – регулювальний клапан;
АРЧО – автоматичний регулятор частоти обертання турбіни

Динамічний рух такої системи описується таким диференціальним рівнянням [5]:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_G, \quad (4.4)$$

де ω – колова частота обертання ротора турбіни й генератора; J – момент інерції обертювих мас турбіни й генератора; M_T – рушійний момент на валу турбіни; M_G – момент генератора, обумовлений його електричним навантаженням.

Помножимо обидві частини рівняння (4.4) на деяке початкове значення частоти ω_0 і перейдемо до відносних одиниць.

Тоді

$$\frac{J\omega_0^2}{P_{Г.Н}} \frac{d\omega^*}{dt} = P_T^* - P_G^* , \quad (4.5)$$

де $\omega^* = \omega / \omega_0$; $P_T^* = \frac{P_T}{P_{Г.Н}}$; $P_{Г.Н}$ – номінальна потужність генератора.

Величину $\frac{J \omega_0^2}{P_{Г.Н}}$ позначимо через T_A . Оскільки вона має розмірність

часу і визначається інерційними властивостями агрегатів, то її називають інерційною сталою часу агрегату. Для сучасних турбоагрегатів вона становить $10 \div 12$ с, а для гідроагрегатів – $7 \div 8$ с.

Остаточне співвідношення (4.5) набуває вигляду:

$$T_A \frac{d\omega^*}{dt} = P_T^* - P_G^* = \Delta P^* . \quad (4.6)$$

З рівняння (4.6) випливає, що швидкість обертання турбіни та генератора, а отже, і частота напруги генератора, залишаються незмінними, коли потужність турбіни P_T^* дорівнює електричній потужності генератора P_G^* , що обумовлено його навантаженням, тобто коли $\Delta P^* = 0$. Якщо $\Delta P^* > 0$ (надлишок генеруючої потужності), то $\frac{d\omega^*}{dt} > 0$ і частота агрегату зростає. В іншому випадку, коли $\Delta P^* < 0$ (дефіцит потужності), частота агрегату знижується. Різниця потужностей турбіни і генератора (навантаження) називається небалансом потужності.

До подібної моделі можуть бути зведені електрична станція, ЕЕС, ОЕС або їхні окремі частини.

Розглянемо процес зміни частоти в енергосистемі, зображуючи її еквівалентним агрегатом згідно з рівнянням (4.6) і рис. 4.1. Припустимо спочат-

ку, що потужність турбіни P_T^* і потужність генератора P_G^* , а отже, і потужність навантаження не залежать від частоти.

У випадку порушення балансу потужностей через збільшення потужності споживачів у рівнянні (4.6) з'явиться деяка величина $\Delta P^* < 0$. У цьому випадку, інтегруючи рівняння (4.6), одержимо:

$$\omega^*(t) = \omega_{\text{поч}}^* - \frac{1}{T_A} \int_0^t \Delta P^* dt = \omega_{\text{поч}}^* - \frac{\Delta P^*}{T_A} t, \quad (4.7)$$

де $\omega_{\text{поч}}^*$ – початкова частота в енергосистемі в момент виникнення дефіциту ΔP^* .

З виразу (4.7) випливає, що яким би малим не був дефіцит потужності ΔP^* в ЕЕС, частота в ній буде монотонно знижуватися, призводячи до обов'язкового погашення системи.

Якщо небаланс потужності виник через вимикання частини навантаження, то $\Delta P^* > 0$, знак другого члена в (4.7) зміниться на протилежний і частота в ЕЕС буде монотонно зростати, це також призведе до порушення нормальної роботи останньої.

Отже, при ідеалізованому уявленні частотних характеристик турбіни і генератора (навантаження) незалежними від частоти, усталена робота ЕЕС не можлива.

В реальних умовах частотні характеристики генеруючої частини ЕЕС і споживачів такі, що потужність турбін зростає, а потужність споживачів знижується при зменшенні частоти, а при збільшенні частоти – навпаки, потужність турбін знижується, а потужність споживачів зростає. Подібні частотні залежності сприяють ліквідації можливого небалансу потужності й відновленню рівності генеруючої та споживаної потужностей і стабілізації частоти. Ці частотні властивості одержали назву *саморегулювання* або *самовирівнювання* енергосистеми. Самовирівнювання і забезпечує усталену роботу енергосистеми. Причому в цьому випадку баланс (рівність) потужностей встановлюється при іншому сталому значенні частоти, яка відрізняється від вихідного значення частоти в момент виникнення небалансу потужності.

Потужність турбіни P_T^* є деякою функцією частоти, яка у загальному випадку є нелінійною. Причому P_T^* залежить також і від інших параметрів, наприклад, від тиску гострої пари перед турбіною та її температури, вакууму в конденсаторі для парових турбін, напору і витрати води та іншого для гідротурбін. Потужність генератора P_G^* визначається потужністю навантаження (споживачів), що за своїми частотними характеристиками можуть бути розділені на кілька груп. Отже,

$$P_T^* = P_T^*(\omega, P_1, P_2, \dots), \quad P_G^* = P_G^*(\omega, P_{G1}, P_{G2}, \dots), \quad (4.8)$$

де $P_1, P_2, \dots, P_{G1}, P_{G2}, \dots$ – деякі параметри, що визначають потужності турбіни і генератора (навантаження) відповідно.

4.1.2. Загальні положення автоматизованого й автоматичного регулювання частоти і активної потужності

Як відомо, вироблення і споживання активної потужності відбувається одночасно. Тому в нормальному режимі потужність $\sum P_G$, що виробляється генераторами електростанцій, повинна дорівнювати сумі потужності навантаження споживачів $\sum P_{ПН}$ та потужності втрат в елементах електричної мережі $\sum P_{ПВ}$, тобто

$$\sum P_G = \sum P_{ПН} + \sum P_{ПВ}, \quad (4.9)$$

де $\sum P_{ПН} + \sum P_{ПВ} = \sum P_H$ – сумарне навантаження на генератори, а отже, $\sum P_G = \sum P_H$.

Ця рівність визначає умову балансу вироблення і споживання потужності, при дотриманні якого частота в ЕЕС залишається незмінною. Однак навантаження ЕЕС практично не залишається постійним, а безупинно змінюється, що призводить до порушення балансу та його наступного відновлення.

Приклад зміни навантаження в ЕЕС протягом доби характеризується графіком, приклад якого наведено на рис. 4.2.

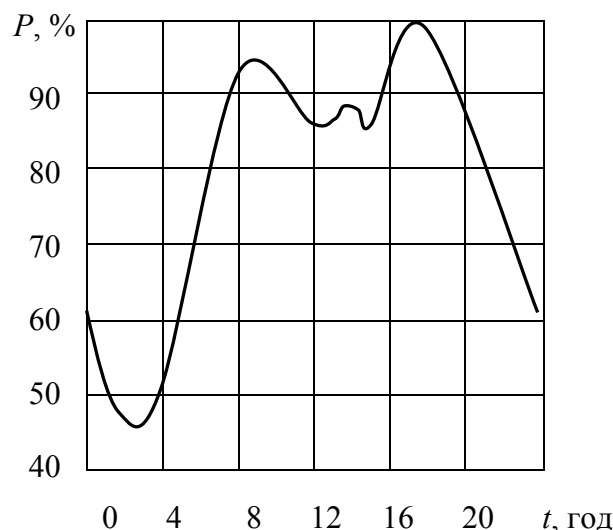


Рисунок 4.2 – Приблизний добовий графік зміни навантаження ЕЕС, побудований для робочого дня

Різниця між максимальними і мінімальними значеннями навантаження може становити 30–50 %. За таких умов підтримка номінальної частоти в ЕЕС потребує відповідної та своєчасної зміни потужності генераторів електростанцій.

Графік сумарного електроспоживання заздалегідь не відомий, він може лише більш-менш точно прогнозуватися. Дійсний графік навантаження завжди трохи відрізняється від прогнозованого. Узагальнення статистичних даних і застосування математичних методів дозволяють підвищити точність прогнозів та істотно знизити ці відхилення.

Відповідно до [6; 7] системний оператор енергоринку щодоби здійснює оптимізацію розподілу спрогнозованого графіка навантаження між працюючими електростанціями, щоб забезпечити електропостачання споживачів при мінімальній вартості виробництва електроенергії на ТЕС або теплоелектроцентралях (ТЕЦ).

У випадку збігу фактичного і спрогнозованого графіків електроспоживання точне виконання заданих електростанціям графіків навантаження забезпечує підтримку балансу потужності при нормальному рівні частоти в ЕЕС. Однак частота в системі не залишається постійною. Причини цього полягають в такому:

1. Фактичний графік електроспоживання через ряд причин завжди трохи відрізняється від спрогнозованого.

2. Графік розраховується для кінцевих інтервалів часу, зазвичай погодинних, у той час як навантаження споживачів змінюється безупинно, внаслідок чого всередині інтервалів неминучі розбіжності.

3. Навантаження електростанцій відповідно до заданого графіка може бути змінене лише з визначеною швидкістю, обумовленою технологічними особливостями сучасних станцій. У період різких змін електроспоживання окремі електростанції не встигають змінювати навантаження з тією ж швидкістю, з якою змінюється навантаження споживачів, що стає причиною тимчасових порушень балансу.

4. Сумарна потужність як споживачів, так і генераторів електростанцій у будь-який момент може змінитись через непередбачені обставини (аварійні вимикання ліній електропередачі, трансформаторів, генераторів тощо).

Таким чином, в окремі періоди часу відхилення частоти можуть бути істотними, особливо вони зростають під час змінної частини графіка електроспоживання. Для підтримки частоти з потрібною точністю необхідно постійно усувати відхилення частоти, обумовлені відхиленням споживаної або генеруючої потужності від запланованого графіка навантаження.

Вплив на фактичний графік електроспоживання цих факторів проілюстровано на рис. 4.3 [5].

Задача регулювання навантаження електростанцій не обмежується підтримкою рівня частоти в ЕЕС у цілому, оскільки вузли генерації та споживання розосереджені по території ЕЕС нерівномірно. При цьому зв'язок між вузлами (енергорайонами) здійснюється по лініях електропередачі, пропускна здатність яких обмежена. Це обумовлює необхідність регулювання перетоків потужності по лініях зв'язку, які мають обмежену пропускну здатність [5].

4.1.3. Керування активною потужністю і частотою в ОЕС

У масштабах ОЕС система керування активною потужністю і частотою будується відповідно до структури оперативно-диспетчерського керування за ієрархічним принципом: ОЕС – ЕЕС – електростанція в межах автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК) й (АРЧП). В основу системи керування покладений принцип роздільного регулювання планових і непланових змін потужності. Планові зміни потужності відповідають заявленим значенням потужності виробників і постачальників елект-

роенергії як учасників енергоринку: на підставі заявок постачальників прогнозується добовий графік навантаження ОЕС, а на підставі заявок виробників – їхня участь у покритті спрогнозованого графіка.

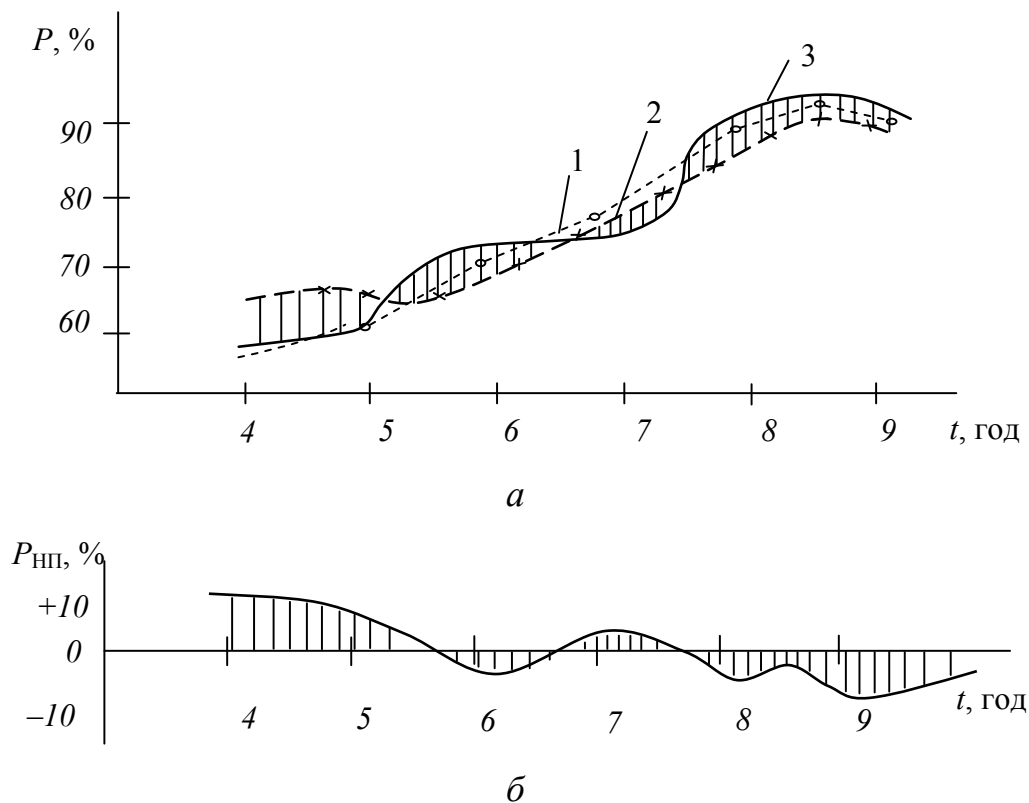


Рисунок 4.3 – Фрагмент графіка навантаження ЕЕС, який відповідає ранковому зростанню споживання електричної енергії:

a – графік сумарної потужності, заданої генераторам *1*, фактична потужність генераторів $\sum P_G$ *2* і фактичне електроспоживання $\sum P_H$ *3*;

б – непланова потужність ЕЕС $P_{нп} = \sum P_G - \sum P_H$

Електричні станції одержують завдання у вигляді погодинних значень планової приписаної потужності їх завантаження, значення яких визначаються на підставі розв’язків задачі оптимального розподілу потужностей. Оперативно-диспетчерський персонал усіх рівнів керування ОЕС здійснює реалізацію спрогнозованого графіка навантаження, використовуючи об’єднані в єдиний комплекс засоби диспетчерського керування й обчислювальної техніки, тобто в рамках АСДК. Реалізація планових графіків навантаження безпосередньо на електричних станціях проводиться або за допо-

могою станційних автоматичних пристроїв, або вручну оперативним персоналом. Цим забезпечується також і грубе регулювання частоти [5].

Попередньо спрогнозовані та складені графіки навантаження ОЕС лише приблизно відображають його фактичну зміну. Тому в нормальному режимі роботи енергосистеми постійно виникають тимчасові невідповідності (порушення і відновлення балансу активної потужності), що призводять до відхилень частоти та перетоків потужності. Для відновлення балансу активної потужності при нормальному значенні частоти ($f_{\text{норм}} = f_{\text{ном}} \pm \Delta f_{\text{норм, доп}}$) потрібне додаткове позапланове регулювання потужності електростанцій, що реалізується системою АРЧП за централізовано-ступеневою схемою: центральна система АРЧП на верхньому рівні керування ОЕС і система АРЧП на рівні регулюючих електричних станцій. Участь маневрених блоків ТЕС (у перспективі для ОЕС України) у регулюванні непланових змін потужності також потребує розв'язання задачі оптимального розподілу потужностей.

Система *SCADA* на верхньому рівні керування НЕК «Укренерго» серед інших задач забезпечує автоматичне керування генеруючими об'єктами ОЕС з метою регулювання частоти й активної потужності з використанням АРЧП. У теперішній час до участі в регулюванні притягнуті ГЕС Дніпровського каскаду і Дністровська ГЕС, а також передбачається залучення до системи АРЧП маневрених блоків ТЕС. Реалізація керуючих впливів на станціях виконується за рахунок станційних пристроїв *CENTRALOG* (розробка фірми *ALSTOM*, Франція).

Задача керування активною потужністю і частотою ОЕС в цілому не обмежується оптимальним розподілом планової та непланової потужності. Вузли генерації та споживання по території енергооб'єднання розташовуються нерівномірно. Зв'язок між окремими вузлами, енергорайонами, ЕЕС, що входять до складу ОЕС, здійснюється по лініях електропередачі, пропускна здатність яких обмежена. Саме цим обумовлюється необхідність регулювання перетоків активної потужності по лініях зв'язку з обмеженою пропускною здатністю. Пропускна здатність ліній електропередачі – це та найбільша потужність, яку з урахуванням усіх обмежуючих факторів можна передати по лінії. Обмежуючі фактори для ліній електропередачі заданої протяжності при тій або іншій номінальній напрузі можуть бути обумовлені закономірностями, безпосередньо пов'язаними з фізичними властивостями

передачі енергії по лініях, а також із стійкістю паралельної роботи генераторів системи, нагріванням окремих елементів системи передачі, а також деякими іншими причинами [5].

4.1.4. Призначення й основні принципи виконання автоматичного частотного розвантаження

Поки в енергосистемі є в наявності обертовий резерв активної потужності, системи регулювання частоти і потужності будуть підтримувати заданий рівень частоти. Після того як обертовий резерв буде вичерпаний, дефіцит активної потужності, викликаний вимиканням частини генераторів або вмиканням нових споживачів, спричинить, як наслідок, зниження частоти в енергосистемі. Невелике зниження частоти (на декілька десятих герца) не становить небезпеку для нормальної роботи ЕЕС, хоча й спричиняє погіршення економічних показників. Зниження частоти більш ніж на 1–2 Гц становить серйозну небезпеку і може призвести до повного розладу роботи енергосистеми. Це, насамперед, визначається тим, що при зниженні частоти енергосистеми зменшується частота обертання електродвигунів, а отже, і продуктивність механізмів власних потреб електростанцій, що приводяться ними. Внаслідок цього різко зменшується наявна потужність теплових електростанцій, особливо електростанцій високого тиску, що спричиняє подальше зниження частоти в енергосистемі. Таким чином, відбувається лавиноподібний процес – «лавина частоти», що може призвести до повного розладу роботи енергосистеми.

Процес зниження частоти супроводжується також зниженням напруги, що відбувається внаслідок зменшення частоти обертання збудників, розташованих на одному валу з основними генераторами. Якщо регулятори збудження генераторів і синхронних компенсаторів не зможуть утримати напругу, то також може виникнути лавиноподібний процес – «лавина напруги», тому що зниження напруги супроводжується збільшенням споживання реактивної потужності, що ще більше ускладнить стан енергосистеми.

Аварійне зниження частоти в енергосистемі, викликане раптовим виникненням значного дефіциту активної потужності, відбувається дуже швидко – протягом декількох секунд. Тому черговий оперативний персонал не встигає вжити яких-небудь заходів. Внаслідок цього ліквідація аварійного режиму має здійснюватися за допомогою пристроїв автоматики. Для запобі-

гання розвитку аварії повинні бути негайно мобілізовані всі резерви активної потужності, що є на електростанціях. Всі обертові агрегати завантажуються до верхньої межі з урахуванням припустимих короточасних перевантажень [8].

За відсутності обертового резерву єдино можливим способом відновлення частоти є вимикання частини найменш відповідальних споживачів. Це і здійснюється за допомогою спеціальних пристроїв АЧР, які спрацьовують при небезпечному зниженні частоти.

Дія АЧР завжди пов'язана з визначеним економічним збитком, оскільки вимикання ліній електропередачі, що живлять електроенергією промислові підприємства, сільськогосподарських та інших споживачів, спричиняє недовироблення продукції, появу браку тощо. Незважаючи на це, АЧР широко застосовується в ЕЕС як засіб запобігання значно більшим збиткам через повний розлад ЕЕС, якщо не буде вжито термінових заходів для ліквідації дефіциту активної потужності.

Пристрої АЧР повинні встановлюватися там, де можливе виникнення значного дефіциту активної потужності у всій ЕЕС або в окремих її районах. Потужність споживачів, що вимикаються при спрацьовуванні пристрою АЧР, має бути достатньою для запобігання зниженню частоти, що загрожує порушенням роботи механізмів власних потреб електростанцій (через небезпеку лавини частоти) [9].

Пристрої АЧР повинні виконуватись із таким розрахунком, щоб була цілком виключена можливість навіть короточасного зниження частоти нижче 47 Гц і щоб час роботи з частотою нижче 47,5 Гц не перевищував 10 с, а з частотою нижче 48,5 Гц – 60 с.

Чим більший дефіцит потужності може виникнути, тим більша потужність має бути передбачена АЧР при відключенні споживачів. Для того щоб сумарна потужність навантаження споживачів, що вимикаються дією АЧР, хоча б приблизно відповідала дефіциту активної потужності, що виник при цій аварії, АЧР (як правило) виконується багатоступеневим, у кілька черг, що відрізняються уставками частоти спрацьовування.

Наприклад, маємо раптове виникнення дефіциту активної потужності (рис. 4.4). Якщо в ЕЕС відсутнє АЧР, то зниження частоти, викликане дефіцитом активної потужності, буде продовжуватися до такого сталого значення, при якому за рахунок регулюючого ефекту навантаження і дії регулято-

рів частоти обертання турбін знову відновиться баланс генеруючої та споживаної потужності при новому зниженому значенні частоти (крива *I*).

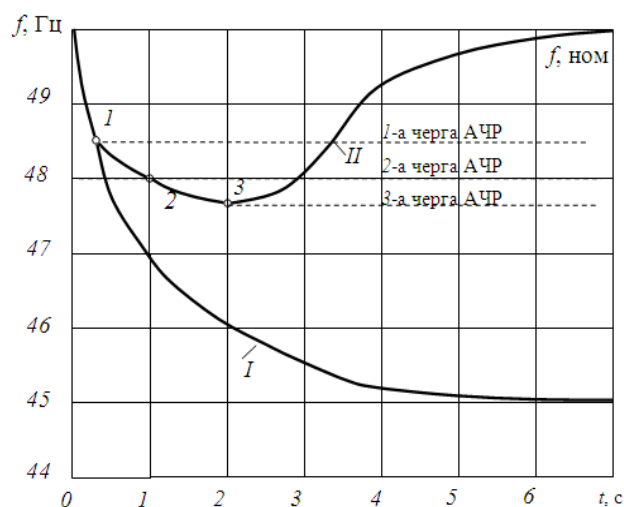


Рисунок 4.4 – Зміна частоти при виникненні дефіциту активної потужності:

I – за відсутності АЧР; *II* – за наявності АЧР

За наявності АЧР (крива *II*), що складається, наприклад, із трьох черг з уставками спрацьовування 48,5; 48,0 і 47,7 Гц, процес зміни частоти буде перебігати інакше. Коли частота знизиться до 48,5 Гц (точка *I*), спрацюють пристрої 1-шої черги, які вимикають частину споживачів. Дефіцит активної потужності зменшиться, також зменшиться і швидкість зниження частоти. При частоті 48,0 Гц (точка *2*) спрацюють пристрої АЧР 2-гої черги, вимикається додаткова частина споживачів, при цьому ще більше зменшується дефіцит активної потужності і швидкість зниження частоти. При частоті 47,7 Гц (точка *3*) спрацюють пристрої АЧР 3-тньої черги, які вимикають споживачів на потужність, що достатня не тільки для припинення зниження частоти, але й для її відновлення до номінального або близького до номінального значення.

Пристрої АЧР, що використовуються для ліквідації аварійного дефіциту потужності в ЕЕС, підрозділяються на три основні категорії.

Перша категорія АЧР I – швидкодіюча ($t = 0,2-0,5$ с), з уставками спрацьовування від 48,8 до 47,7 Гц. Призначення черг АЧР I – не допустити глибокого зниження частоти на початку розвитку аварії. Уставки спрацьовування окремих черг відрізняються одна від одної на 0,1 Гц. Потужність, що приєднується до АЧР, приблизно рівномірно розподіляється між чергами.

Друга категорія АЧР II призначена для відновлення частоти до нормального значення, якщо вона довгостроково залишається зниженою, або, як говорять, «зависає» на рівні близько 48,5 Гц. Друга категорія АЧР II працює після вимикання частини споживачів від АЧР I, коли зниження частоти припиняється і вона встановлюється на відповідному рівні.

Верхній рівень уставок пристроїв АЧР II приймається у межах 49,0–48,8 Гц, що на 0,2 Гц вище від верхнього рівня уставок частоти АЧР I. При цьому діапазон уставок частоти АЧР II має бути 0,3 Гц з інтервалом по чергах 0,1 Гц. Весь обсяг розвантаження АЧР II розділяється на три-чотири частини (наприклад, 40, 30 і 30 % загального обсягу). Уставки часу пристроїв АЧР II встановлюються зростаючими від АЧР II з максимальними уставками частоти до АЧР II з мінімальними уставками. Найбільш відповідальних споживачів при цьому варто приєднувати до АЧР II з мінімальними уставками частоти. Витримки часу АЧР II відрізняються одна від одної на 3 с і приймаються такими, що дорівнюють 5–90 с. Більші витримки часу АЧР II приймаються для того, щоб за цей час були мобілізовані резерви активної потужності, які наявні в ЕЕС: завантажені всі працюючі агрегати, пущені й завантажені резервні гідроагрегати.

Крім АЧР I і АЧР II в експлуатації застосовується також так зване додаткове розвантаження (АЧР III). Воно здійснює місцеве розвантаження при виникненні великого дефіциту активної потужності в районі ЕЕС або на окремій підстанції та функціонує за швидкістю зниження частоти.

Дія пристроїв АЧР повинна координуватися з іншими видами автоматики. Наприклад, автоматичне повторне вмикання (АПВ) лінії, вимкненої дією АЧР, повинне блокуватися. Лінії і трансформатори, що забезпечують резервне живлення в схемах автоматичного введення резерву (АВР), повинні вимикатися тими самими чергами АЧР, що й основні живильні лінії та трансформатори.

Останніми роками в ОЕС України було виконане коректування уставок спрацьовування пристроїв АЧР. Так, АЧР I має уставки частоти 49,2–47,2 Гц із кроком між чергами 0,1–0,2 Гц і мінімальну витримку часу 0,2–0,5 с; АЧР II – уставки частоти на рівні 48,7–49,1 Гц із кроком за частотою між чергами 0,1 Гц і витримками часу 5–70 с. У середньому по ОЕС України обсяг АЧР становить 53–70 % від споживання. АЧР II переважно суміщена з АЧР I, тобто ті самі споживачі приєднані і до АЧР I, і до АЧР II;

суміщення виконано у такий спосіб: АЧР II з більшими уставками часу і АЧР I з меншими уставками частоти [5].

4.1.5. Послідовність дій при виконанні лабораторної роботи 1

При виконанні лабораторної роботи 1 необхідно:

- 1) запустити тренажер диспетчера «Фенікс»;
- 2) обрати схему «Модель_демо_ПАТ7»;
- 3) після пуску моделі обрати «Автоматика ОЕС Модель(АЧР)»;
- 4) відкрити інтерфейс диспетчера;

5) керуючи генерацією потужності, знизити частоту в ОЕС до такого значення, при якому в системі спрацює один зі ступенів АЧР. При цьому необхідно враховувати значення встановлених потужностей генеруючих станцій, значення яких наведено в табл. 3.1;

б) після того як АЧР спрацює, регулюючи потужність в ОЕС, відновити частоту до номінального значення 50 Гц.

4.2. Лабораторна робота 2. Вибір перерізу поділу ОЕС при двочастотному асинхронному режимі

Мета: дослідження асинхронного режиму, його наслідків і методів його ліквідації.

4.2.1. Теоретичні вказівки. Загальні положення про асинхронний режим

Асинхронний режим є наслідком порушення стійкості (статичної чи динамічної) паралельної роботи окремих частин енергосистеми. Причинами порушення стійкості можуть бути відмова швидкодіючих захистів і вимикання КЗ резервними захистами, нерозрахункові пошкодження, непередбачений розвиток аварії (каскадні аварії), відмови ПА, несинхронне АПВ тощо. До асинхронного режиму може призвести також втрата збудження синхронних генераторів. Характерними ознаками асинхронного режиму є періодичні зміни кута між еквівалентними ЕРС несинхронно працюючих частин енергосистеми, напруги в різних точках електропередачі, струму й активної потужності електропередачі, значення опору на затискачах реле опору (рис. 4.5 – 4.8).

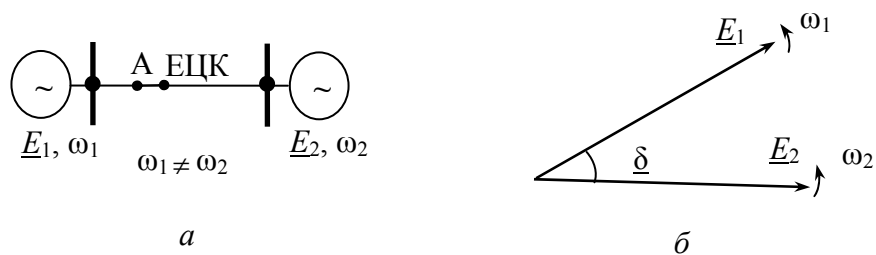


Рисунок 4.5 – Несинхронно працюючі частини енергосистеми: *а* – схема енергосистеми; *б* – співвідношення еквівалентних ЕРС

В асинхронному режимі електромагнітна потужність має дві складові: синхронну й асинхронну. Синхронна складова потужності не дає енергію споживачеві й не створює момент опору на валу агрегату, оскільки її середнє значення за період дорівнює нулю. Асинхронна складова потужності має зазвичай невелике значення, тому при переході в асинхронний режим генератори передавальної частини енергосистеми прискорюються, що викликає дію їх АРЧО турбін з відповідним зменшенням потужності. В умовах слабких зв'язків між надлишковою та дефіцитною частинами енергосистеми, коли ймовірність асинхронного режиму найбільша, можна знехтувати асинхронною складовою потужності.

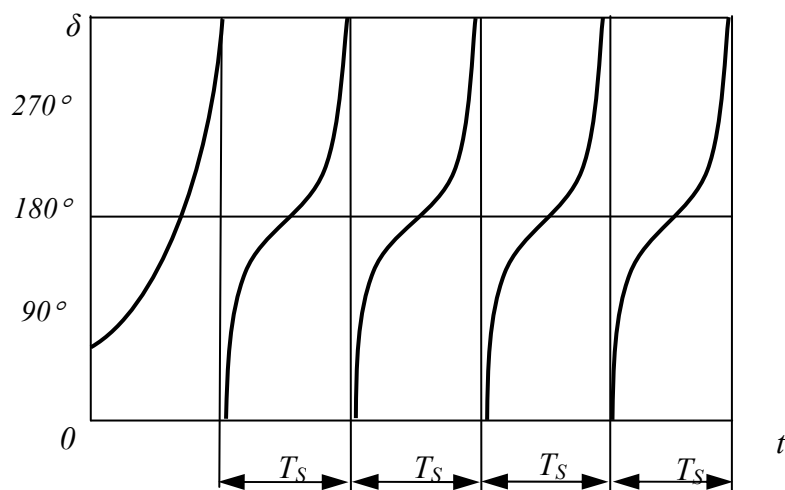


Рисунок 4.6 – Зміна кута між ЕРС \underline{E}_1 і \underline{E}_2 в асинхронному режимі

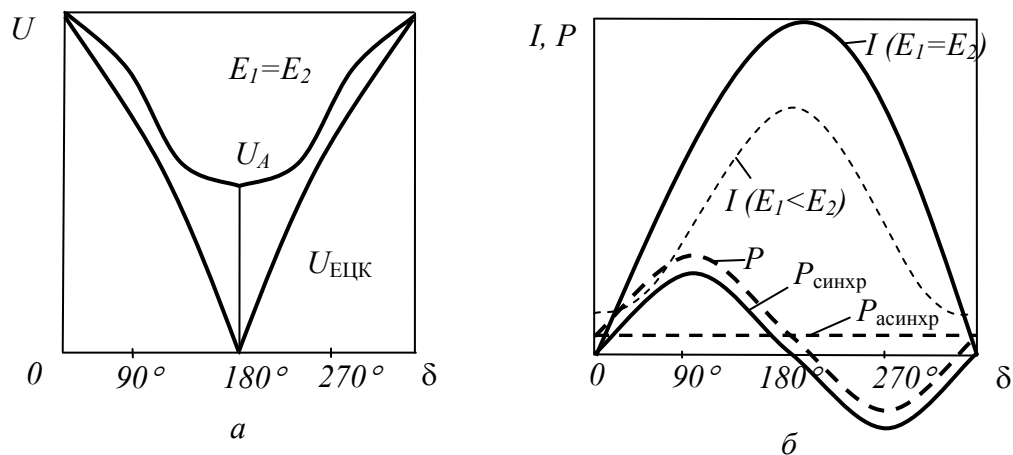


Рисунок 4.8 – Зміна напруги *a*, струму й активної потужності *б* в асинхронному режимі у різних точках електропередачі

Періодичне зменшення напруги може викликати розлад роботи споживачів, особливо якщо вони підключені поблизу електричного центру коливальності (ЕЦК). Крім того, зниження напруги може становити небезпеку порушення стійкості паралельної роботи усередині синхронно працюючих частин енергосистеми. Періодичне збільшення струму і зниження напруги можуть викликати неселективну роботу релейного захисту [10].

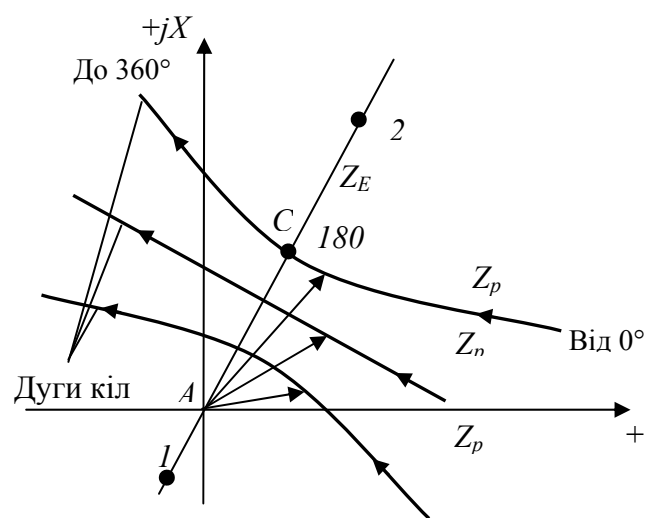


Рисунок 4.8 – Зміна значення опору на затискачах реле опору в асинхронному режимі:

1 і *2* – кінцеві точки в схемі заміщення опорів електропередачі;
A – місце установки автоматики; *C* – ЕЦК [3]

Коливання активної потужності призводять до припинення видачі потужності електростанцій у приймальну дефіцитну енергосистему; крім того, ці коливання призводять до додаткових механічних зусиль на вал турбіни. Підвищення частоти в одній частині енергосистеми та її зниження в іншій частині становлять небезпеку для роботи споживачів і генераторів.

4.2.2. Способи ліквідації асинхронного режиму

Існують такі способи ліквідації асинхронного режиму:

- ресинхронізація через відновлення синхронної роботи частин енергосистеми по перерізу асинхронного режиму;
- поділ асинхронно працюючих частин енергосистеми шляхом розриву зв'язків по перерізу асинхронного режиму;
- комбінований спосіб, який передбачає розрив частини зв'язків по перерізу асинхронного режиму і ресинхронізацію несинхронно працюючих генераторів, що залишилися.

Спосіб ліквідації асинхронного режиму визначається перш за все допустимою тривалістю існування асинхронного режиму, яка визначається індивідуально для кожного перерізу з урахуванням небезпеки пошкодження обладнання енергосистеми, але не перевищує 30 с. При цьому особливу увагу слід приділяти стійкості електростанцій і великих вузлів навантаження, поблизу яких може виявитися центр коливань.

Ресинхронізацією називається процес відновлення синхронізму зі стану асинхронного режиму. Для забезпечення ресинхронізації мають бути вжиті заходи, спрямовані на вирівнювання частот несинхронно працюючих частин енергосистеми. Для цього в енергосистемі, що працює з підвищеною частотою, здійснюється швидке розвантаження генераторів або вимикання частини генераторів. В енергосистемі, що працює зі зниженою частотою, здійснюється швидке завантаження працюючих генераторів, що мають резерв потужності, частотний пуск гідрогенераторів або переведення гідрогенераторів з режиму синхронних компенсаторів у генераторний режим і потім, при значному зниженні частоти, вимикання частини споживачів від пристроїв АЧР або пристроїв АЛАР. Для прискорення ресинхронізації в деяких випадках здійснюється поділ енергосистеми, що має підвищену частоту, а потім розвантаження генераторів. Процесу ресинхронізації сприяє дія АРЧО турбін.

Ресинхронізація може застосовуватися, якщо:

- допустима тривалість асинхронного режиму достатня для здійснення керуючих впливів, що сприяють полегшенню умов ресинхронізації (розвантаження турбін, відключення генераторів, поділ системи в надлишковій частині енергосистеми, введення резерву, відключення навантаження, розподіл системи – в дефіцитній частині);

- асинхронний режим і ресинхронізація не призводять до додаткових порушень стійкості;

- обсяг навантаження, що відключається при ресинхронізації, значно менший, ніж при розподілі.

Якщо ресинхронізація не відбудеться через заданий час або кількість циклів (прокручування ротора генератора), то виконується розподіл по перерізу асинхронного режиму (резервування ресинхронізації).

Поділ асинхронно працюючих частин енергосистеми виконується в тих випадках, коли неприпустимий тривалий асинхронний режим через можливе порушення стійкості по інших зв'язках, виникнення багаточастотного асинхронного режиму, або коли ресинхронізація не можлива чи має малу ефективність. Виконується швидкий поділ у першому циклі асинхронного режиму (в діапазоні кутів між векторами еквівалентних ЕРС $90-180^\circ$) по перерізу асинхронного режиму з корекцією балансу потужності у розділених частинах енергосистеми. Такий поділ мережі негайно ліквідує асинхронний режим, не потребуючи подальшої ресинхронізації.

Поділ доцільно проводити селективно, так щоб навантаження проміжних підстанцій залишалось підключеним до надлишкової частини енергосистеми. Переріз для поділу енергосистеми має бути обраний так, щоб поділ по ньому створював мінімальний небаланс у частинах енергосистеми, що розділилися [5]. Для перетинів енергосистеми, що складаються з ліній електропередачі різної номінальної напруги, рекомендується настройка пристроїв АЛАР, що призводить до послідовного відключення ліній електропередачі від вищого класу напруги до нижчого класу до повного поділу системи. При цьому має бути забезпечена надійність спрацьовування циклових пристроїв АЛАР на лініях електропередачі низького класу напруги. Повинна бути виключена можливість продовження асинхронного режиму з великим ковзанням, коли циклові пристрої АЛАР не фіксують асинхронний режим.

4.2.3. Принципи виконання пристроїв автоматичної ліквідації асинхронного режиму

Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та частин енергосистеми, вони мають установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після поділу, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або поділ енергосистеми на несинхронно працюючі частини із заборонаю всіх видів АПВ вимкнених повітряних ліній [7].

Автоматична ліквідація асинхронного режиму в кожному перетині енергосистеми повинна забезпечуватися двома видами пристроїв:

- основними, що діють на розподіл або ресинхронізацію і розподіл;
- резервними, що діють на розподіл з відлаштуванням від основних пристроїв витримкою часу або за кількістю циклів асинхронного режиму.

Резервний пристрій рекомендується виконувати на інших порівняно з основним, за можливості, більш простих принципах. Основні і резервні пристрої повинні здійснювати розподіл, діючи на різні вимикачі, та встановлюватися на різних підстанціях. Якщо між місцями встановлення обох пристроїв є проміжні вузли навантаження, то має бути виключена можливість одночасного спрацьовування обох пристроїв і відключення споживачів.

У енергосистемах застосовується велика кількість різних пристроїв АЛАР, що відрізняються способом виявлення асинхронного режиму і параметрами, на які вони реагують.

Відповідно до характерних ознак асинхронного режиму застосовуються пристрої, що реагують на зміну струму, активної потужності в лінії електропередачі, напруги на шинах підстанції, опору на затискачах реле опору. Часто застосовуються комбіновані пристрої, за допомогою яких здійснюється контроль зміни не одного, а декількох режимних параметрів. До пристроїв, що виявляють асинхронний режим, висуваються такі основні вимоги:

- селективність виявлення асинхронного режиму (включаючи відмінність від синхронних коливань, відмінність асинхронного режиму в контрольному перерізі від зовнішнього асинхронного режиму);

- чутливість до асинхронного режиму (здатність фіксації зміни контрольованого параметра, що характеризує момент настання асинхронного режиму);

- швидкість спрацьовування;
- здатність визначення знака ковзання;
- необхідність блокування спрацьовування від коротких замикань;
- простота виконання і надійність функціонування.

Місця встановлення пристроїв АЛАР слід визначати на підставі результатів розрахунків асинхронних режимів і визначення небезпечних перетинів енергосистеми, за якими можливий асинхронний режим. Пристрої АЛАР, як правило, слід розташовувати поблизу цих перерізів, з двох сторін перерізу і налаштовувати за параметрами режиму, зміна яких дозволяє виявити перехід системи в асинхронний режим.

4.2.4. Послідовність дій при виконанні лабораторної роботи 2

При виконанні лабораторної роботи 2 необхідно:

- 1) запустити тренажер диспетчера «Фенікс»;
- 2) обрати схему «*Модель_демо_ПАТ7*»;
- 3) після пуску моделі обрати «*Автоматика ОЕС Модель(АЧР)*»;
- 4) відкрити інтерфейс диспетчера;
- 5) розірвати зв'язок «*Нижняя ГЭС – Лазаревская*»;
- 6) дослідити положення перемикачів на вкладці «*Автоматика ОЕС Модель*»;
- 7) для початку поділу ОЕС на несинхронно працюючі частини розімкнути зв'язок «*Красная – Стрелецкая*» на схемі 500 кВ та «*Красобленерго – Западобленерго*», «*Покровобленерго – Западобленерго*» і «*Красобленерго – Красная*»;
- 8) дослідити різницю в значеннях частот в обох частинах енергосистеми.

4.3. Лабораторна робота 3. Вмикання на паралельну роботу підсистем ОЕС після їх поділу

Мета: дослідження способів ресинхронізації енергосистеми та її відновлення після асинхронного режиму.

4.3.1. Теоретичні вказівки. Поділ системи

Важливою особливістю ЕЕС є те, що вони складаються із структурно та функціонально подібних підсистем, здатних при їхньому виділенні працювати незалежно. Поділ ЕЕС на незалежні частини при керуванні необхідний у таких випадках:

- при погрозі або порушенні синхронності паралельної роботи підсистем для запобігання або припинення їх «асинхронного ходу»;
- при ослабленні міжсистемних зв'язків і недоцільності подальшої паралельної роботи підсистем;
- при виникненні локальних дефіцитів активної потужності та відповідно необхідності зниження частоти по всій системі для запобігання порушенню стійкості;
- при відмовах у системах АРЧП, що забезпечують підтримку частоти й синхронності паралельної роботи підсистем.

Поділ енергосистеми у всіх цих випадках може поліпшити умови роботи ЕЕС, тобто є засобом підвищення надійності електропостачання споживачів.

Фізично поділ здійснюється вимиканням вимикачів, що переривають електричні зв'язки між підсистемами. Він може виконуватись або шляхом вимикання ліній, що зв'язують підсистеми, або шляхом поділу шин РУ електростанцій і підстанцій. При поділі необхідно враховувати можливість відмови вимикачів та у зв'язку з цим здійснювати контроль за виконанням кожної їхньої комутації. Варіанти поділу повинні реалізовуватися з мінімальною кількістю комутуючих вимикачів [5; 10].

Вибір меж підсистеми, що виділяється, повинен виконуватись так, щоб у всіх підсистемах зберігався енергобаланс, а також щоб вони не втрачали керуваності.

4.3.2. Особливості синхронізації енергосистем

Після поділу енергосистеми диспетчер повинен доручити регулювання частоти в кожній окремо працюючій частині енергосистеми відповідному диспетчеру або взяти регулювання на себе.

При поділі енергосистеми на несинхронно працюючі частини, як правило, виникає небаланс генеруючих потужностей і навантажень у частинах енергосистеми, що розділилися: в одній частині генеруюча потужність ви-

явиться вищою від потужності навантаження і частота підвищиться, в інший, навпаки, генеруючої потужності буде недостатньо і частота знизиться. Диспетчеру слід мати на увазі, що навіть якщо в перший момент поділу енергосистеми в одній її частині не виник дефіцит, або надлишок потужності, або перевантаження устаткування, то вони можуть виникнути дещо пізніше в результаті набору навантаження споживачами, які зменшували її під час аварії, природного зростання або зниження навантаження протягом доби [11].

Для синхронізації частин енергосистеми, що розділилися, не слід очікувати, поки частота в дефіцитній частині підніметься до номінального значення, для чого може знадобитися багато часу. Досить підняти її до 49,5 Гц і відповідно короткочасно знизити частоту в надлишковій частині енергосистеми. Відомо, що знизити частоту в частині енергосистеми з надлишком потужності значно простіше і швидше, ніж підвищити її там, де частота низька і генеруючої потужності недостатньо для її підйому.

Для прискорення синхронізації розділених частин енергосистеми диспетчер має право:

- переводити з короткочасною перервою живлення ділянки електромережі з декількома підстанціями, що живляться від частини енергосистеми з дефіцитом потужності, на живлення від частини енергосистеми, яка має резерв, або на живлення від суміжних енергосистем, якщо це допустимо за режимом їх роботи;

- відокремлювати від частини енергосистеми, яка має резерв потужності, окремі генератори або електростанції і синхронізувати їх із дефіцитною частиною енергосистеми;

- відключати споживачів за графіками екстрених або аварійних відключень, якщо частоту в дефіцитній частині енергосистеми неможливо підняти за рахунок всіх інших заходів до необхідного для синхронізації значення.

Синхронізація розділених частин енергосистеми на міжсистемних лініях повинна здійснюватися при різниці частот не більше 0,1 Гц. При синхронізації на внутрішньосистемних лініях деякі енергосистеми допускають різницю частот до 0,5 Гц [11]. Однак у будь-якому випадку поряд із проведенням синхронізації диспетчер енергосистеми повинен перевірити завантаження міжсистемних і внутрішньосистемних ліній з урахуванням можливого збільшення на них потужності при синхронізації через наявну різницю

частот. Орієнтовна величина збільшення потужності становить 4–5 % від сумарної потужності меншої частини енергосистеми, яка підключається на паралельну роботу, на кожні 0,1 Гц різниці частот. Збільшення потужності на лінії відбувається в частині енергосистеми з більш низькою частотою.

Якщо при поділі енергосистеми одночасно відбулося погашення будь-якої її частини, то диспетчер зобов'язаний подачею напруги від частин енергосистеми з нормальною частотою відновити живлення власних потреб електростанцій і, насамперед, потужних блочних електростанцій. Надалі з уведенням у роботу агрегатів електростанцій і набором навантаження диспетчер повинен подавати напругу на ділянки енергосистеми, що були погашені.

Об'єднання несинхронно працюючих електростанцій або окремих частин енергосистеми на паралельну роботу здійснюється шляхом автоматичної або ручної синхронізації, а також, якщо це допускається, несинхронним вмиканням або самосинхронізацією.

Передусім об'єднуються на паралельну роботу частини енергосистеми, що мають дефіцит потужності, з тими частинами, що мають резерв потужності.

Допустима різниця частот при замиканні несинхронно працюючих частин енергосистеми не повинна перевищувати 0,5 Гц, а при вмиканні міжсистемних ліній ці величини мають бути встановлені і вказані в інструкціях та оперативних картах з експлуатації ліній. При несинхронному вмиканні необхідна перевірка на допустимість такого методу об'єднання за умовою кратності струму вмикання.

Приладження і регулювання частоти в кожній частині системи диспетчер енергооб'єднання доручає відповідному диспетчеру. При цьому також вирівнюються напруги на елементах, що з'єднуються.

При відновленні енергосистеми необхідна чітка взаємодія оперативно-диспетчерського персоналу різних рівнів управління, що досягається за допомогою спеціальних інструкцій, навчання і тренувань як індивідуальних, так і регіональних та загальносистемних. В процесі тренувань необхідно відпрацювання як спільної справи відновлення, так і окремих її складових – відновлення в роботі джерел генерації, збірки схеми мережі, синхронізації та інших режимних задач.

4.3.3. Послідовність дій при виконанні лабораторної роботи 3

При виконанні лабораторної роботи 3 необхідно:

- 1) запустити тренажер диспетчера «Фенікс»;
- 2) обрати схему «Модель_демо_ПАТ7»;
- 3) після пуску моделі обрати «Автоматика ОЕС Модель(АЧР)»;
- 4) відкрити інтерфейс диспетчера;
- 5) відтворити дії до моменту поділу енергосистеми, які вказані в лабораторній роботі 2;
- 6) за допомогою керування потужністю в обох частинах встановити однакове значення частоти;
- 7) почати ресинхронізацію, з'єднуючи розірвані зв'язки;
- 8) після об'єднання енергосистеми всю автоматика та значення генерації потужності повернути до початкового положення, постійно слідкуючи за обома частинами енергосистеми;
- 9) привести систему до початкового стану.

4.4. Контрольні запитання до лабораторних робіт

Перелік контрольних питань до лабораторних робіт:

1. Які причини того, що частота в системі не залишається постійною?
2. Що таке непланова потужність?
3. Які основні елементи найпростішого первинного регулятора частоти обертання турбін?
4. Як забезпечується вторинне автоматичне регулювання частоти?
5. Як побудована система АРЧП у масштабах ОЕС?
6. Що таке «лавина частоти»?
7. Чому система АЧР виконується ступенями?
8. Яке призначення АЧР I та АЧР II?
9. Як запобігти помилковій дії пристроїв АЧР при короткочасному вимкненні підстанції з синхронним компенсатором або синхронними електродвигунами?
10. Яке призначення ЧАПВ?
11. Які характерні ознаки асинхронного режиму?
12. В чому полягає небезпека асинхронного режиму?
13. Які способи виявлення асинхронного режиму?

14. Які існують способи ліквідації асинхронного режиму?
15. Яка послідовність дій при ресинхронізації?
16. Які особливості проведення поділу асинхронно працюючих частин енергосистеми?
17. Які пристрої застосовуються для автоматичної ліквідації асинхронного режиму в енергосистемі?
18. На які групи поділяються пристрої автоматичної ліквідації асинхронного режиму за стадіями переривання асинхронного режиму?
19. Яким основним вимогам повинні відповідати пристрої автоматичної ліквідації асинхронного режиму?
20. Основні принципи виконання пристроїв автоматичної ліквідації асинхронного режиму.
21. Як відповідно до призначення автомата ліквідації асинхронного режиму діє і на які електроенергетичні об'єкти?
22. У чому полягає функціональна відмінність між декількома ступенями АЛАР?
23. Як функціонує та які керуючі дії виробляє перший ступінь пристрою АЛАР?
24. Як діє та які керуючі дії формують другий ступінь пристрою АЛАР?
25. З яких причин може відбутися розподіл енергосистеми на частини?
26. Які дії диспетчера при розподілі енергосистеми на несинхронно працюючі частини?
27. Особливості вмикання на паралельну роботу підсистем енергосистеми.
28. Які права має диспетчер для прискорення синхронізації розділених частин енергосистеми?
29. При якій різниці частот повинна виконуватися синхронізація розділених частин енергосистеми?
30. Як відновити роботу електростанції при погашенні енергосистеми?

4.5. Оформлення звіту з лабораторних робіт

До звіту з кожної лабораторної роботи повинні входити:

- назва та мета лабораторної роботи;
- вихідні дані;

- послідовність дій при вирішенні поставленої задачі;
- основні теоретичні положення щодо вирішення поставленої задачі;
- одержані результати рішення поставленої задачі;
- висновки щодо одержаних результатів.

Одержані результати для більшої наочності та інформативності доцільно подавати у вигляді рисунків, таблиць, графіків тощо.

Звіт оформлюється на паперових аркушах формату А4 або А5 в рукописному або роздрукованому вигляді.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Справочная система тренажера диспетчера «Феникс» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://swman.ru/content/blogcategory/109/163/>
2. Феникс-интерфейс [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://swman.ru/content/blogcategory/28/55/>
3. Веников В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : Учебник для вузов / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
4. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : Учебник для электроэнергет. спец. вузов / В. А. Веников. – Москва : «Высшая школа», 1985. – 536 с.
5. Мінченко А. А. Керування режимами енергосистем та питань автоматизації : навч. посіб. / А. А. Мінченко, В. М. Яровий. – Харків : НТУ «ХП», 2010. – 192 с.
6. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII. – Режим доступа: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
7. Кодекс системи передачі, Затверджено Постанова НКРЕКП № 309 від 14.03.2018 – Режим доступа: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18>
8. Калентионок Е. В. Оперативное управление в энергосистемах : учеб. пособие / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин; под общ. ред. В. Т. Федина. – Минск : Выш. шк., 2007. – 351 с.
9. Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах [Електронний ресурс]. – Режим доступа : <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/z1896-12/para4#n4>
10. Букович Н. В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем : навч. посіб. / Н. В. Букович. – Львів : Національний Університет «Львівська політехніка», 2001. – 178 с.
11. Совалов С. А. Режимы Единой энергосистемы / С. А. Совалов. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 384 с.

ЗМІСТ

Перелік скорочень	3
Вступ	4
1. Зміст лабораторних задач	5
2. Характеристика режимного тренажера диспетчера «Фенікс»	7
2.1. Основні відомості про тренажер диспетчера «Фенікс»	7
2.2. Технологія проведення тренувального заняття	10
2.3. Інструкція з використання тренажера диспетчера «Фенікс» ..	13
2.4. Режимна модель ЕЕС.....	19
2.5. Комутаційна модель	24
3. Характеристика досліджуваної електроенергетичної системи.....	26
4. Лабораторні роботи.....	30
4.1. Лабораторна робота 1. Визначення мінімального значення первинного небалансу потужності генеруючих джерел, при якому діє АЧР в ОЕС	30
4.2. Лабораторна робота 2. Вибір перерізу поділу ОЕС при двочастотному асинхронному режимі	43
4.3. Лабораторна робота 3. Вмикання на паралельну роботу підсистем ОЕС після їх поділу	49
4.4. Контрольні запитання до лабораторних робіт	53
4.5. Оформлення звіту з лабораторних робіт	54
Список літератури	56

Навчальне видання

Методичні вказівки
до виконання лабораторних робіт
з курсу «Керування режимами електроенергетичних систем»
для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Укладачі:

ДОВГАЛЮК Оксана Миколаївна,
ПРИВАЛОВ Юрій Леонідович,
ФЕДОСЕЄНКО Олена Миколаївна.

Відповідальний за випуск *С. Ю. Шевченко*
Роботу до видання рекомендував *О. В. Шутенко*
Редактор *О. В. Козюк*

План 2021 р., поз. 99

Підп. до друку 08.06.2021 р. Формат 60×84 1/16. Папір офсетний.
Riso-друк. Гарнітура Times New Roman. Ум. друк. арк.3,3.
Наклад 100 прим. Зам. № 1231. Ціна договірна.

Видавець та виготовлювач ТОВ "Друкарня Мадрид"
через ФОП Гобельовська Л. П.
61024, Харків, вул. Гуданова, 18. Тел. 0800-33-67-62
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи: Серія ДК № 4399 від 27.08.2012 р.
www.madrid.in.ua info@madrid.in.ua