

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут( факультет ) ННІТІ ім. акад. Гулого І.С.

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

Директор інституту

Сергій БЛАЖЕНКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

«\_\_\_» лютого 2024 р.

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Сергій БАЛЮТА

(підпис)

(ім'я та прізвище)

«\_\_\_» лютого 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

на тему: «Моделювання автоматичного частотного розвантаження при розрахунках режимів електроенергетичних систем»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-7М

Ільєнко Максим Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник Юнєєва Наталія Тахірджанівна

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Рецензент Володимир БОНДАР

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2024 р.

# НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»  
(назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕПЕМ**

/Сергій БАЛЮТА/

**“20” листопада 2023 року**

## **ЗАВДАННЯ**

### **НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА**

Ільєнку Максиму Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Моделювання автоматичного частотного розвантаження при розрахунках режимів електроенергетичних систем»

керівник роботи Юнесєва Наталія Тахірджанівна к.т.н. доцент кафедри ЕПЕМ,  
( прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 20 ” листопада 2023 року № 940-кє

2. Строк подання здобувачем роботи 09 лютого 2024 року

3. Вихідні дані до роботи

1. Загальні характеристики і технічні вимоги до до регулювання частоти в ОЕС України і ENTSO-E. 2. Загальна структура протиаварійної автоматики (ПА). 3. Тестова схема на базі режиму мінімального навантаження 2015р : 714 вузлів, 1138 гілок, 71 генератор. 4. Параметри елементів тестової схеми

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): *Розвиток відновлюваної енергетики в Україні, Потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні, Енергія вітру, Енергія сонця, Використання відновлюваних джерел енергії в Україні, Інтеграція відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України, Особливості роботи відновлювальних джерел енергії в електроенергетичній системі, Структура генеруючих джерел Об'єднаної енергосистеми України, Базові показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем при інтеграції відновлюваних джерел енергії, Сплив сонячних електростанцій на режими роботи електричних мереж, Структурні зміни енергосистем з вде та відповідні зміни їхніх динамічних властивостей.*

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація до пояснювальної записки - “17 слайдів”

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 20 листопада 2023 р. \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ З№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	20.11.2023 р.	
2	Вступ	25.11.2023 р.	
3	ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ ВИМОГ ENTSO-E	10.12.2023	
4	МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ	25.12.2023	
5	ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ ДЛЯ ТЕСТОВИХ РЕЖИМІВ ОЕС УКРАЇНИ З ВРАХУВАННЯМ ДІЇ ПА І АЧР В РАЗІ ВИНИКНЕННЯ РІЗНИХ ЗА ВЕЛИЧИНОЮ ЗБУРЕНЬ	17.01.2024	
6	Формування висновків по роботі	19.01.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	22.01.2024	
8	Оформлення графічної частини роботи	30.01.2024	
9	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	09.02.2024 р.	

**Здобувач**

\_\_\_\_\_  
(підпис)

**Керівник роботи**

\_\_\_\_\_  
(підпис)

**Максим ІЛЬЄНКО**

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

**Наталія ЮНЄЄВА**

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Льєнко М.С. Моделювання автоматичного частотного розвантаження при розрахунках режимів електроенергетичних систем

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ - 2024

В магістерській дисертації представлена загальна структура протиаварійної автоматики (ПА). Зазначено, що умови війни в яких опинилася ОЕС України, значно ускладнили її експлуатацію. У цих умовах виконання заданих нормативів статичної та динамічної стійкості висувають підвищені вимоги як до принципів та точності управління нормальними, аварійними та післяаварійними режимами енергосистем, так і до апаратної реалізації пристроїв протиаварійної автоматики, а також їх експлуатації у діючих енергосистемах. Системи ПА повинні надавати дозовані впливи на ЕЕС, щоб забезпечувати локалізацію та ліквідацію аварійних режимів, а також мінімізувати збитки від аварій. Досліджені особливості регулювання частоти в енергосистемі, вплив частоти на роботу споживачів та специфіка організації процесу регулювання частоти, що застосовується в більшості енергосистем світу; розглянуті основні характеристики досліджуваних енергосистем України та Європи як об'єктів керування, враховуючи їх склад, структуру споживання та генерацію енергії, а також організації процесів регулювання режимів роботи; виконано аналіз сучасних вимог до регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України та європейській енергосистемі; наведено алгоритм врахування дії АЧР для дослідження процесів регулювання частоти. З використанням побудованої моделі виконано дослідження перехідних процесів для режимів ОЕС України в разі виникнення різних за величиною збурень. Показано, що за допомогою оптимального використання автоматизованих систем регулювання здійснюється підвищення надійності та ефективності електроенергетичних систем. Об'єднання ОЕС України з енергосистемою ENTSO-E сприятиме підвищенню стійкості ОЕС України до великих збурень. Для виконання умов щодо об'єднання енергосистем виникає необхідність вирішення низки питань стосовно забезпечення пропускної здатності ЛЕП, забезпечення статичної стійкості окремих частин енергосистеми та показників якості електричної енергії, що потребує проведення додаткових досліджень.

**Ключові слова:** об'єднана енергосистема, протиаварійна автоматика, автоматичне частотне розвантаження, моделювання електроенергетичних систем.

Ilyenko M.S. Modeling of automatic frequency unloading during calculations of modes of electric power systems

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv 2024

The master's thesis presents the general structure of anti-emergency automation. It is noted that the conditions of the war, in which the UES of Ukraine found itself, significantly complicated its operation. In these conditions, the implementation of the specified standards of static and dynamic stability imposes increased requirements both on the principles and accuracy of control of normal, emergency and post-emergency modes of power systems, as well as on the hardware implementation of anti-emergency automation devices, as well as their operation in operating power systems. Anti-emergency automation systems must exert a dosed influence on the EPS in order to ensure the localization and elimination of emergency modes, as well as to minimize damage from accidents. The peculiarities of frequency regulation in the power system, the influence of frequency on the work of consumers and the specifics of the organization of the frequency regulation process used in most power systems of the world are investigated; the main characteristics of the studied energy systems of Ukraine and Europe as objects of management, taking into account their composition, the structure of energy consumption and generation, as well as the organization of work mode regulation processes, are considered; an analysis of modern requirements for frequency regulation and active power in the IPS of Ukraine and the European energy system was performed; an algorithm for accounting for the action of automatic frequency unloading for the study of frequency regulation processes is given. With the use of the built model, a study of transition processes for the modes of the Ukrainian IPS at the occurrence of disturbances of different magnitudes was carried out. It is shown that through the optimal use of automated control systems, the reliability and efficiency of electric power systems is increased. The unification of the IPS of Ukraine with the ENTSO-E energy system will contribute to increasing the resilience of the IPS of Ukraine to major disturbances. In order to fulfill the conditions of power system integration, there is a need to solve a number of issues of ensuring transmission capacity of transmission lines, ensuring static stability of individual parts of the power system and indicators of the quality of electric energy, which requires additional research.

Key words: integrated power system, emergency automation, automatic frequency unloading, modeling of electric power systems.

## ЗМІСТ

	ВСТУП.....	7
1	ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ ВИМОГ ENTSO-E.....	12
1.1.	Особливості регулювання частоти в енергосистемі.....	12
1.1.1.	Частота в енергосистемі та її вплив на роботу споживачів.....	12
1.2.	Організація регулювання частоти в енергосистемі.....	13
1.3.	Характеристика досліджуваних енергосистем.....	17
1.3.1.	Характеристика об'єднаної енергосистеми України.....	17
1.4.	Характеристика європейської енергетичної системи.....	24
1.5.	Технічні вимоги до регулювання частоти в ОЕС України.....	30
1.6.	Технічні вимоги до регулювання частоти в ENTSO-E.....	33
1.7.	Загальна структура противарійної автоматики (ПА) .....	37
2	МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ.....	49
2.1.	Модель ОЕС України.....	50
2.2.	Модель енергосистеми Європи.....	51
2.3.	Модель енергооб'єднання ОЕС України та енергосистеми Європи...52	52
2.4.	Дослідження режимів роботи енергосистеми.....	53
2.5.	Моделювання дії АЧР.....	55
2.6.	Алгоритми противарійного керування.....	68
3	ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ ДЛЯ ТЕСТОВИХ РЕЖИМІВ ОЕС УКРАЇНИ З ВРАХУВАННЯМ ДІЇ ПА І АЧР В РАЗІ ВИНИКНЕННЯ РІЗНИХ ЗА ВЕЛИЧИНОЮ ЗБУРЕНЬ.....	79
	ВИСНОВКИ.....	106
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	108
	Додатки.....	113

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Враховуючи напрямок розвитку української енергетики, який визначений Енергетичною стратегією України на період до 2035 року [1] і полягає в інтеграції об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в європейське об'єднання системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E), виникає необхідність дослідження багатьох технічних задач, пов'язаних з оцінкою параметрів режиму роботи ОЕС України та забезпеченням їх відповідності європейським енергетичним стандартам. Одним з таких системних параметрів є частота, яка впливає на режим всієї енергосистеми, якість та стійкість її функціонування.

Відхилення частоти понад нормовані значення можуть призвести до важких аварійних ситуацій, каскадних відключень і розвалювання ОЕС України з досить тяжкими технічними та економічними наслідками. Регулювання частоти є складною задачею автоматичного управління режимом в будь-якому енергооб'єднанні. Постійний розвиток техніки і технологій, вдосконалення методів та засобів регулювання сприяє постійній актуальності та необхідності неперервного розвитку питань, пов'язаних з регулюванням частоти та перетоків потужності в енергосистемах.

Дослідженню питань регулювання частоти в енергетичних системах присвячено багато наукових робіт Кириленка О.В., Блінова І.В., Павловського В.В., Кулика М.М., Яндульського А.С. та інших. Значна частка робіт присвячена підвищенню ефективності регулювання частоти в умовах сучасного енергоринку, підвищенню живучості та стійкості ОЕС України за частотою [2-4], оптимізації процесу регулювання частоти та перетоків потужності [5-7]. Розглядалися питання моделювання процесу зміни частоти в мережі, застосування та вдосконалення засобів автоматичного регулювання частоти та інші [8-12].

В той же час на сьогоднішній день відбуваються зміни в енергетиці України, пов'язані з реорганізацією енергоринку України, що підвищує значення допоміжних послуг, основною з яких є регулювання частоти. Крім того простежується стабільна тенденція збільшення частки відновлюваних

джерел енергії (ВДЕ) в загальній структурі генеруючих потужностей ОЕС України, які впливають на баланс потужності в енергосистемі і потребують впровадження нових підходів до забезпечення регулювання частоти в енергосистемі.

Саме тому особливо важливим і актуальним на сьогоднішній день стає питання дослідження регулювання частоти та потужності в ОЕС України з урахуванням сучасних умов роботи енергосистеми та реального технічного стану наявного обладнання з метою оцінки відповідності вимогам ENTSO-E для забезпечення умов приєднання до європейської енергосистеми.

Сучасна електроенергетична система (ЕЕС) є складною, багатопараметричною, динамічною, жорсткою системою. Адекватне моделювання процесів, що протікають в обладнанні та ЕЕС в цілому, є нетривіальним завданням. При цьому в більшості робіт, присвячених її рішенням, основна увага приділяється моделюванню силового обладнання ЕЕС, а пристрої релейного захисту (РЗ) моделюються спрощено. У той самий час характер перехідних процесів за різних збурень у реальної енергосистемі часто залежить від моменту спрацьовування пристроїв РЗ і протиаварійної автоматики. Це зокрема відноситься і до електромеханічних перехідних процесів, тривалість і характер яких визначає наступний режим роботи та стійкість енергосистеми.

Будь-яким енергооб'єднанням світу притаманний певний недолік, що полягає у можливості швидкого поширення порушень нормального режиму, що відбулися в тій чи іншій частині системи, та переростання їх у так звані системні аварії із знеструмленням споживачів на великих територіях. Досвід показав, що найкращим засобом запобігання таким аваріям є вдосконалення управління енергосистемою, яке підрозділяється зараз зазвичай на два класи: оперативно-диспетчерське та автоматичне. Аварії в енергосистемах настільки швидкоплинні, що оперативно-диспетчерське управління за участю людини-оператора часто не в змозі впоратися з завданнями, що виникають при цьому, і обов'язково повинно доповнюватися дією пристроїв автоматики.

Системна автоматика (автоматика енергосистем) має низку специфічних особливостей, що відрізняють її від так званої загальнопромислової автоматики. Головна з цих особливостей полягає у неавтономності дії пристроїв системної автоматики. Будучи автономними з погляду конструктивного виконання, вони практично пов'язані через процес у енергосистемі і впливають як на енергосистему, а й у роботу одне одного.

Все обладнання (первинні двигуни, генератори, трансформатори, лінії електропередачі, різноманітні електроспоживачі та безліч іншого основного та допоміжного обладнання) електроенергетичних систем (ЕЕС) пов'язано між собою у процесі виробництва, транспортування, розподілу та споживання електричної енергії. Оскільки переважна більшість цього обладнання є динамічними елементами, до того ж переважно нелінійними і з досить значним діапазоном постійних часу, будь-яка сучасна ЕЕС утворює велику, багатопараметричну, жорстку, нелінійну, динамічну систему. У зв'язку з цим повне і достовірне моделювання процесів, що протікають в обладнанні та ЕЕС в цілому, є вкрай складним завданням. При цьому в більшості робіт, присвячених її рішенню, основна увага приділяється моделюванню силового обладнання ЕЕС, а пристрої релейного захисту (РЗ) моделюються спрощено. У той самий час характер перехідних процесів за різних збурень у реальної енергосистемі часто залежить від моменту спрацьовування пристроїв РЗ і протиаварійної автоматики. Це зокрема відноситься і до електромеханічних перехідних процесів, тривалість і характер яких визначає наступний режим роботи та стійкість енергосистеми. Вищесказане пов'язано з тим, що в даний час для математичного моделювання режимів та процесів в обладнанні та ЕЕС загалом переважно застосовуються програмні та програмно-технічні комплекси, у яких для розрахунку системи диференціальних рівнянь використовуються чисельні методи. Чисельне моделювання, зважаючи на адекватність своєї методичної та інструментальної основи статичним завданням, забезпечує успішний і ефективний розрахунок встановлених режимів ЕЕС. Однак моделювання

перехідних процесів ЕЕС із застосуванням чисельних методів пов'язане з зовсім іншою, принципово протилежною ситуацією, що породжує необхідність глибокої декомпозиції процесів та спрощення математичної моделі ЕЕС, а також суттєвих обмежень жорсткості, диференціального порядку цих моделей та тривалості відтворюваних процесів [2, 3, 6, 10, 11]. Причому, як свідчить історія розвитку програмних засобів цієї спеціалізації, зазначена ситуація дуже залежить від існуючого розвитку методичної та інструментальної основи цифрового моделювання. Причиною є наявність обмежувальних умов чисельних методів [2, 3, 6, 10, 11]: рішення диференціального рівняння повинні задовольняти умові Липшица, довжина інтервалу рішення обмежується за умовою теореми Далквіста та інших.

Радикальне вирішення проблеми моделювання ЕЕС полягає у досягненні можливості безперервного та методично точного відтворення в реальному часі та на необмеженому інтервалі всього діапазону режимів та процесів ЕЕС.

**Метою дисертаційної роботи** є підвищення адекватності моделювання перехідних процесів в ЕЕС за рахунок моделювання дії протиаварійної автоматики та релейного захисту. Створення алгоритмів для моделювання пристроїв системної автоматики, автоматичного частотного розвантаження при розрахунках режимів електроенергетичних систем полегшить формування бази автоматики та дослідження аварійних процесів в енергосистемах.

**Об'єкт дослідження** – стаціонарні та перехідні процеси в електроенергетичних системах.

**Предмет дослідження** – математичні моделі електроенергетичних систем з мікропроцесорними засобами.

**Методи дослідження** – теорія електричних ланцюгів, математичне моделювання динамічних процесів, чисельні методи вирішення задач динаміки, імітаційне моделювання.

**Засоби досліджень:** програмний комплекс розрахунку режимів ЕЕС.

**Ключові слова:** об'єднана енергосистема, протиаварійна автоматика, автоматичне частотне розвантаження, моделювання електроенергетичних систем

## **РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ ВИМОГ ENTSO-E**

### **1.1. Особливості регулювання частоти в енергосистемі**

#### **1.1.1. Частота в енергосистемі та її вплив на роботу споживачів**

Частота є одним з показників якості електричної енергії і найважливішим параметром режиму енергетичної системи, забезпечення якого визначає ефективність, стійкість і надійність роботи енергосистеми. Частота в енергосистемі для кожного моменту часу визначається балансом виробленої і спожитої активної потужності [13].

При порушенні балансу потужності частота змінюється, для її відновлення застосовується регулювання частоти в енергосистемі – процес підтримки частоти змінного струму в енергосистемі в допустимих межах. Регулювання частоти в енергосистемі є однією з найважливіших задач керування режимами, оскільки безпосередньо впливає на умови забезпечення стабільної та надійної роботи енергосистеми. При регулюванні частоти важливим є забезпечення нормативних умов щодо якості електричної енергії, які для ОЕС України регламентуються [14, 15] і для частоти електричного струму в електричних мережах встановлюють такі межі:

- 1) для систем, які синхронно приєднані до ОЕС України -  $50 \text{ Гц} \pm 1 \%$  протягом 99,5 % часу за рік та  $50 \text{ Гц} + 4 \%$  (- 6 %) протягом 100 % часу;
- 2) для систем без синхронного приєднання до ОЕС України -  $50 \text{ Гц} \pm 2 \%$  протягом 99,5 % часу за рік та  $50 \text{ Гц} \pm 15 \%$  протягом 100 % часу.

Відхилення частоти негативно впливає на роботу електроприймачів:

- зниження частоти в енергосистемі призводить до зменшення швидкості обертання всіх працюючих електродвигунів, при цьому знижується продуктивність з'єднаних з ними механізмів, що в свою чергу погіршує економічні показники їх роботи;
- підвищення частоти в енергосистемі, призводить до зниження терміну служби і може викликати пошкодження електрообладнання.

## 1.2. Організація регулювання частоти в енергосистемі

В процесі роботи енергетичної системи відбуваються відхилення частоти від номінального значення як в нормальних режимах в результаті постійного впливу нерегулярних коливань навантаження і тимчасових порушень балансу потужності, так і в аварійних режимах в результаті впливу великих за величиною збурень, що призводять до значних змін загального балансу потужності.

Величина відхилення частоти від номінального значення визначається за виразом:

$$\Delta f(t) = f(t) - f_{\text{ном}}, \quad (1.1)$$

де  $f(t)$  – фактичне значення частоти в момент  $t$ ;  $f_{\text{ном}}$  – номінальне значення частоти.

Регулювання частоти і потужності в енергосистемі має виконувати функцію відновлення балансу потужності та стабілізувати її частоту. В більшості сучасних енергосистем світу задача регулювання частоти підрозділяється на три взаємопов'язані автоматичні і оперативні завдання: первинне, вторинне та третинне регулювання.

Первинне регулювання частоти забезпечує стабільність частоти, тобто утримання відхилень частоти в допустимих межах при порушенні загального балансу потужності в будь-якій частині об'єднання і за будь-якої причини. Первинне регулювання розпочинається протягом декількох секунд як спільна дія всіх учасників паралельної роботи і здійснюється за допомогою автоматичного регулювання швидкості обертання турбіни.

Вторинне регулювання частоти забезпечує відновлення номінального рівня частоти та оперативне або автоматичне регулювання планових режимів обміну заданої потужності між енергосистемами з корекцією по частоті (сальдо зовнішніх перетоків). Вторинне регулювання вводиться в дію централізовано в області регулювання протягом декількох десятків секунд, вивільняє первинне регулювання. Здійснюється вторинне регулювання за допомогою зміни потужності енергоблоків, які беруть участь у автоматичному регулюванні частоти в межах заданого вторинного резерву.

Помилка вторинного регулювання  $G$  визначається як

$$G = P_{пл} - P + K_{\text{ч}} \cdot (f - f_{\text{зад}}), \quad (1.2)$$

де  $P_{пл}$  – планове значення сумарного зовнішнього перетоку потужності;  $P$  – фактичне значення сумарного зовнішнього перетоку потужності;  $K_{\text{ч}}$  – заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;  $f$  – фактичне значення частоти;  $f_{\text{зад}}$  – задане для регулювання значення частоти.

Третинне регулювання частоти забезпечує постійну ефективність дії пер-винного і вторинного регулювання частоти завдяки оперативній корекції режимів роботи ОЕС в порядку надання взаємодопомоги або здійснення оптимізації їх режимів роботи із постійної наявності первинних та вторинних резервів. Третинне регулювання вводиться в дію в області регулювання і вивільняє вторинне регулювання централізованим пере-плануванням генерації або зовнішніх пере-токів чи споживання. Третинне регулювання здійснюється за допомогою швидкого пуску або зупинки агрегатів маневрених гідроелектростанцій (ГЕС) та теплових електростанцій (ТЕС) для оперативного коригування режиму.

В разі необхідності в енергосистемі передбачено регулювання часу для виправлення глобальних відхилень синхронного часу від астрономічного за тривалий період роботи системи регулювання частоти та потужності, які вини-кають і накопичуються в результаті неточності і дискретності вимірювання фактичної частоти, похибки в регулюванні середньої частоти в системах вторинного регулювання. Регулювання часу являє собою корекцію уставки по частоті, яка усуває помилку синхронного часу, що викликає відхилення фактичних значень обмінів електроенергією та потужністю від планових договірних значень.

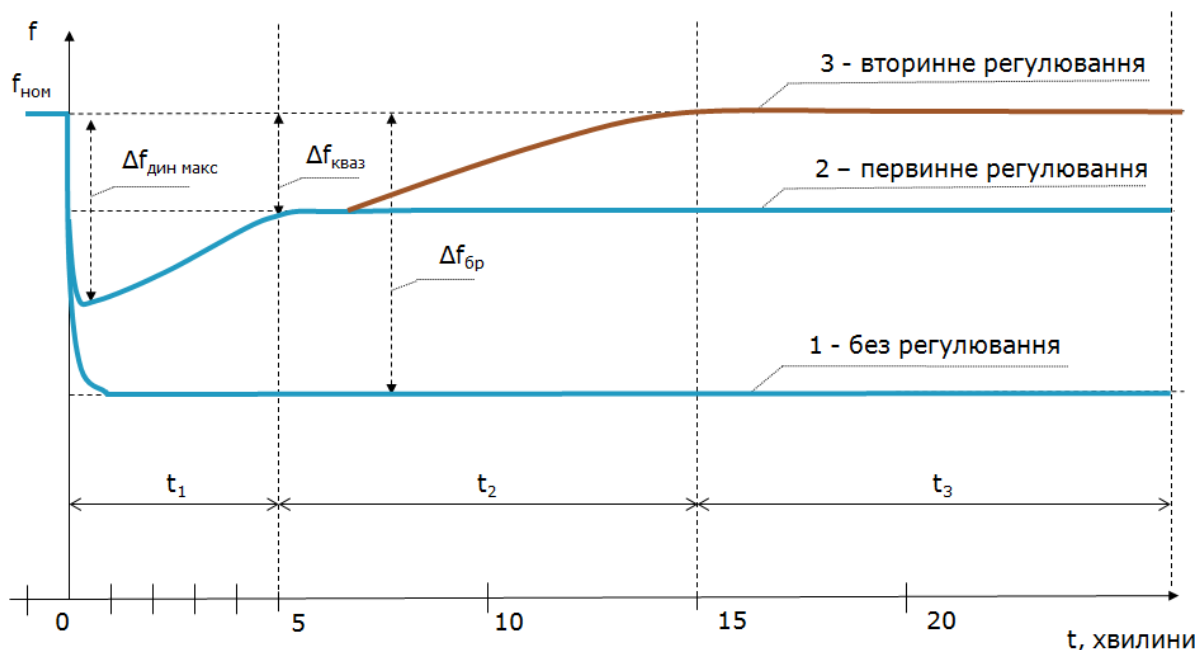
Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі, яка передбачає сполучення зазначених видів регулювання [16, 17], показана на рис. 1.1. Заходи з регулювання частоти і потужності здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості. Ці заходи є взаємозалежними і передбачають введення одного замість іншого та застосування для цього засобів

автоматики. Співвідношення цих процесів у часі на прикладі виникнення дефіциту активної потужності і зниження частоти умовно показано на рис. 1.2.

У разі відсутності регулювання частоти в енергосистемі при виникненні збурення та порушенні балансу активної потужності величина відхилення частоти досягне величини  $\Delta f_{бр}$ . Характер процесу зміни частоти в часі буде відповідати залежності 1 на рис. 1.2.

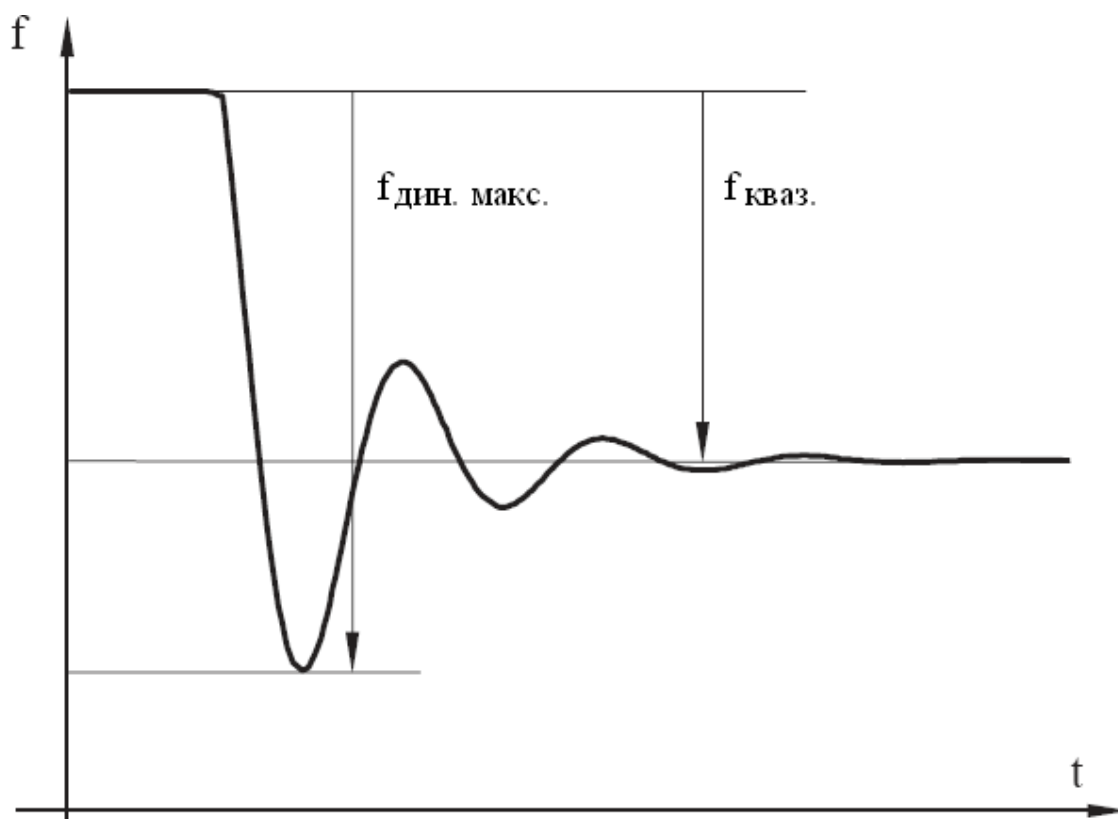


**Рисунок 1.1 – Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі**



**Рисунок 1.2 – Процес регулювання частоти**

При наявності засобів регулювання частоти в енергосистемі процес зміни частоти в часі можна умовно відобразити залежностями 2 і 3, де виділимо три інтервали часу. В період  $t_1$  діє первинне регулювання, яке здійснює обмеження ( $\Delta f_{\text{дин макс}}$ ) і зниження ( $\Delta f_{\text{кваз}}$ ) відхилення частоти до безпечної величини. В період  $t_2$  діє вторинне регулювання, яке здійснює відновлення нормальної частоти та вивільнення дії первинного регулювання. В період  $t_3$  діє третинне регулювання, яке здійснює відновлення витраченого вторинного резерву потужності. Співвідношення величини короточасного квазістатичного відхилення  $\Delta f_{\text{кваз}}$  і максимального динамічного відхилення  $\Delta f_{\text{дин макс}}$  частоти при первинному регулюванні представлені на рис. 1.3.



**Рисунок 1.3 – Установлення кваліфікованого значення частоти в результаті дії первинного регулювання**

Залежно від структури, наявності маневрених резервів потужностей, які можуть бути задіяні у вторинному та третинному регулюванні частоти, а також особливостей функціонування енергосистем вимоги щодо регулювання частоти і потужності в сучасних системах досить різні [16, 17].

### **1.3. Характеристика досліджуваних енергосистем**

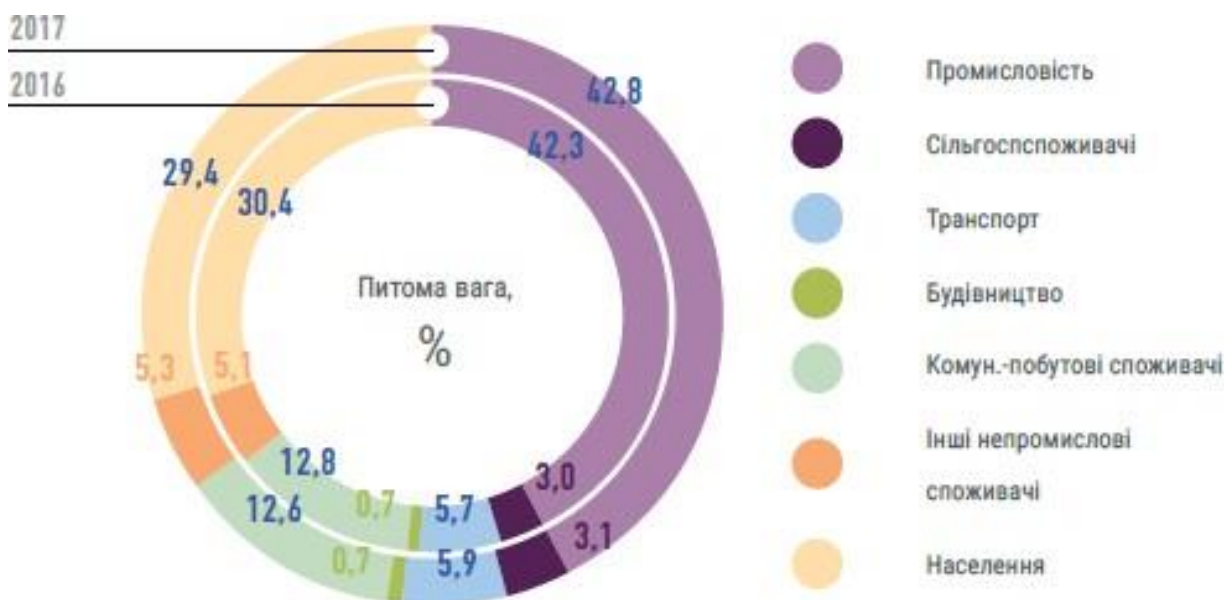
#### **1.3.1. Характеристика об'єднаної енергосистеми України**

ОЕС України представляє собою сукупність різних за типом електростанцій, відновлюваних джерел, системоутворюючих, магістральних та розподільних мереж, розташованих на значній території і об'єднаних загальним режимом виробництва, передачі і розподілу електричної та теплової енергії. ОЕС України є основою електроенергетики держави, яка здійснює централізоване енергопостачання власних споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, забезпечуючи експорт та імпорт

електроенергії.

ОЕС України на сьогодні є одним з найбільших енергооб'єднань Європи, яке об'єднує сім регіональних електроенергетичних систем (ЕЕС): Дніпровську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну і Центральну, що взаємопов'язані системоутворюючими та магістральними лініями електропередачі (ЛЕП) 750 кВ і 330-500 кВ [18]. Режим роботи ОЕС України визначається на основі балансу виробництва та споживання електроенергії, ремонту електричних мереж та енергогенеруючого обладнання, а також можливості ліквідації надзвичайних ситуацій у випадку зупинки електроенергетичного обладнання на електростанціях та пошкодження магістральних ЛЕП.

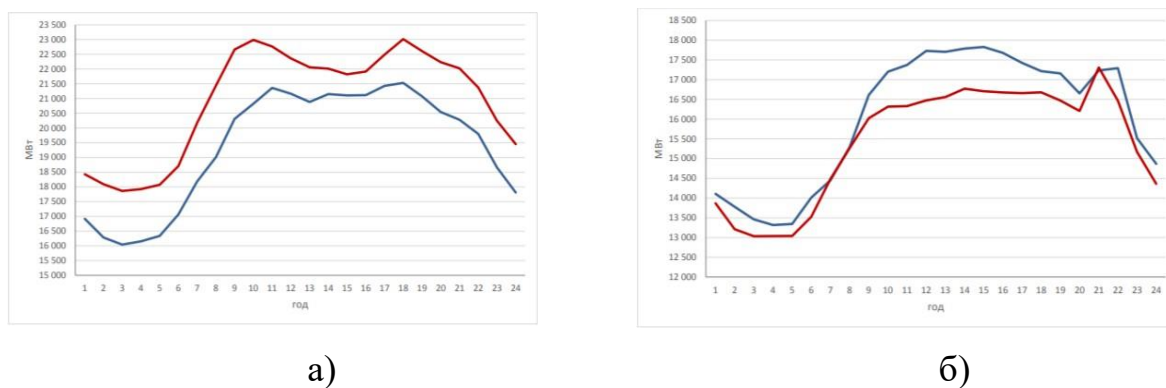
Добовий графік навантаження ОЕС України характеризується значною не-рівномірністю, при якій співвідношення між навантаженням у нічні години та у години вечірнього максимуму перевищує 0,7. Такий рівень нерівномірності ускладнює досягнення європейського рівня стабільності частоти. Крім того споживання електроенергії в Україні є нерівномірним як за територіальними зонами, так і за часовими (через значні зміни температури протягом року). Причиною нерівномірності споживання протягом року є також значна частка споживання населенням та комунально-побутовими споживачами відносно обсягів споживання промисловістю, оскільки частка споживання промисловістю в загальному обсязі споживання протягом останніх п'яти років має стійку тенденцію до зниження (у 2012 р. вона дорівнювала майже 47%, а у 2017 р. – 42,8%) [19]. В цей самий період частка споживання населенням зросла з 26,7% у 2012 р. до 29,4% у 2017р., також має тенденцію до зростання і частка споживання комунально- побутовим сектором, що відображено на рис. 1.4.



**Рисунок 1.4 – Структура споживання електричної енергії в Україні**

Протягом 2016 – 2018 рр. форма профілів споживання електроенергії в зимовий і літній період суттєво не змінилась [19]. Графік споживання електроенергії для цих періодів показано на рис. 1.5.

Така нерівномірність споживання викликає необхідність постійного забезпечення вимог споживачів шляхом зміни генерування електроенергії на електростанціях.



**Рисунок 1.5 – Графік споживання електричної енергії в ОЕС України:**

- а) для робочого дня в січні 2018 р. при температурах вищих  $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$  (синій колір) і нижчих  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  (червоний колір) від середньомісячної  $-5,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  
 б) для робочого дня в серпні 2018 р. при температурах вищих  $+24\text{ }^{\circ}\text{C}$  (синій колір) і нижчих  $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$  (червоний колір) від середньомісячної  $+22\text{ }^{\circ}\text{C}$

На сьогоднішній день у складі ОЕС України діють 413 ліцензіатів з

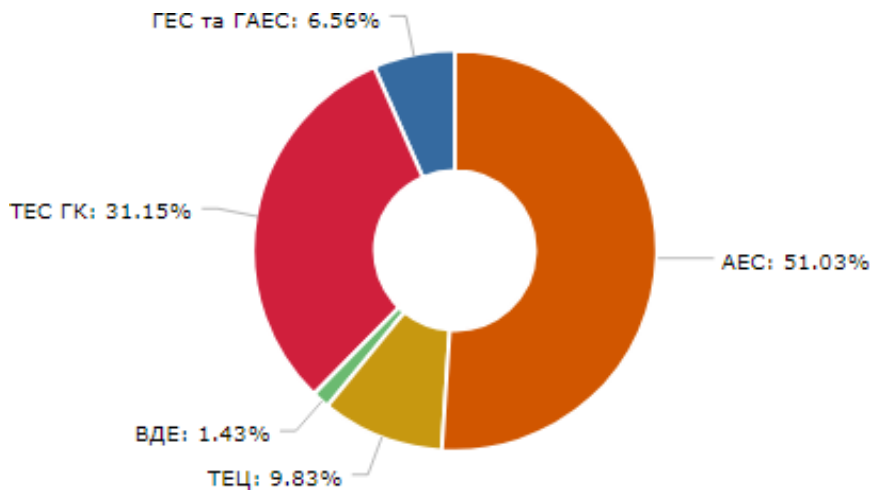
виробництва електричної енергії, з яких 7 потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90 % всього виробництва, 7 регіональних ЕЕС, 40 ліцензіатів на передачу електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами та 147 ліцензіатів на постачання електричної енергії [20].

Станом на 01.11.2018 р. основні генеруючі потужності у складі ОЕС України зосереджені на: 4 атомних електростанціях (АЕС), на яких діє 15 енергоблоків, з яких 13 – потужністю по 1000 МВт і 2 – потужністю 415 та 420 МВт; каскадах з 8 ГЕС на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці, а також 3 гідроакumuлюючих станціях (ГАЕС), з яких 11 гідроагрегатів з потужністю від 33 МВт до 324 МВт; 12 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, з яких 75 енергоблоків, у тому числі потужністю: 150 МВт – 6, 200 МВт – 31, 300 МВт – 32, 800 МВт – 6 одиниць та 3 турбогенератора, а також 3 великих ТЕЦ з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт; 147 сонячних електростанцій (СЕС), 27 біогазових електростанцій (БіоЕС), 19 вітрових електростанцій (ВЕС), загальний відсоток вироблення електричної енергії яких становить 1,2% від сумарного вироблення по ОЕС України, проте їх частка постійно збільшується [19].

Загальна характеристика генеруючих потужностей ОЕС України станом на початок 2019 р. представлена в табл. 1.1 та на рис. 1.6.

**Таблиця 1.1 – Встановлена потужність електростанцій ОЕС України, МВт**

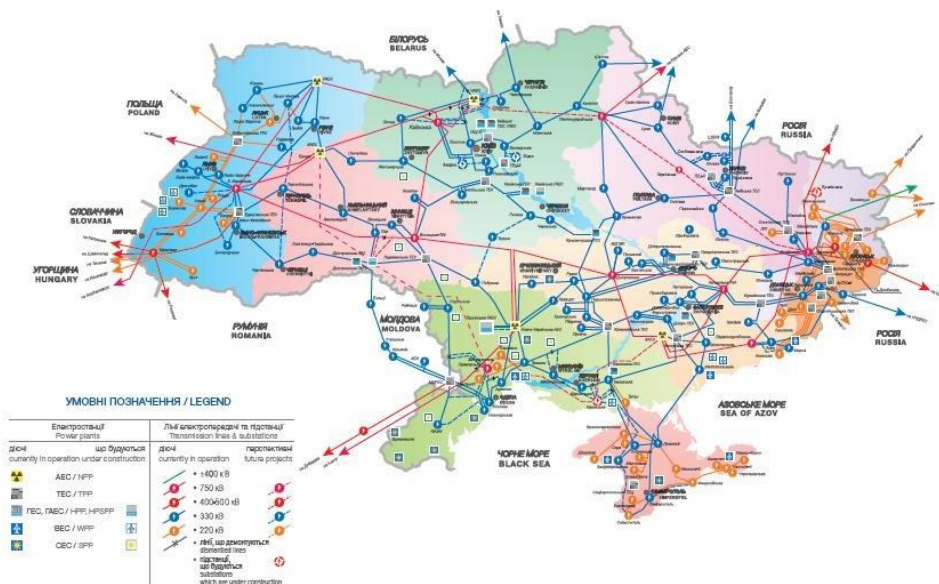
Тип електростанцій	Встановлена потужність електростанцій, МВт		
	2015 р.	2016 р.	2017 р.
АЕС	13835,0	13835,0	13835,0
ТЕС	27803,0	24565,0	24565,0
ТЕЦ та блок-станції	6463,0	5946,8	5972,3
ГЕС	4698,5	4711,0	4719,2
ГАЕС	1185,5	1509,5	1509,5
ВЕС	427,6	300,4	328,4
СЕС	359,1	458,0	758,4
Інші (біомаса та біогаз)	54,4	62,6	96,9
Всього	54826,1	51388,3	51784,7



**Рисунок 1.6 – Структура генеруючих потужностей ОЕС України станом на 29.01.2019 р.**

На сьогоднішній день ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації, а також з Європейською мережею ENTSO-E через «острів Бурштинської електростанції», який включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Теремле-Рікську ГЕС і який синхронізований з ENTSO-E. Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110- 750 кВ. Генеруючі станції та зв'язки ОЕС України представлені на рис. 1.7.

Системоутворюючі мережі напругою 220-750 кВ включають магістральні і міждержавні електричні мережі, які забезпечують видачу електричної енергії від потужних блоків електростанцій і подальшу її передачу до розподільчих мереж регіонів України, а також експорт та імпорт електроенергії з енергосистемами сусідніх країн. Трансформація потужності забезпечується за допомогою автотрансформаторів і трансформаторів напругою 750/330 кВ, 330/220 кВ, 400/330 кВ, 330/110 (150) кВ, 220/110 (150) кВ, 150/110 кВ. Магістральні та міждержавні електричні мережі ОЕС України нараховують 23,0 тис. км., з них 4,9 тис. км. припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,4 тис. км. – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км. – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км. – напругою 35–110 кВ. Станом на 01.11.2018 р. на балансі ДП «НЕК «Укренерго» перебуває 137 підстанцій (ПС) напругою 110 – 750 кВ трансформаторною потужністю 78585,1 МВА. З них ПС 220 кВ – 33 шт., 330 кВ – 88 шт., 400 кВ – 2 шт., 500 кВ – 2 шт., 750 кВ – 8 шт. та 110 кВ – 4 шт. [18-20].



**Рисунок 1.7 – Карта ОЕС України**

Розподільчі електричні мережі нараховують понад 1 млн. км. повітряних і кабельних ЛЕП напругою 0,4–150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних ПС напругою 6–150 кВ [18].

Аналіз структури генеруючих потужностей ОЕС України свідчить про її не-оптимальність з точки зору ефективності регулювання частоти і потужності в енергосистемі та про наявність дефіциту маневрених і резервних потужностей:

- велика частка АЕС, які використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не можуть залучаються до регулювання при покритті непланових потужностей;

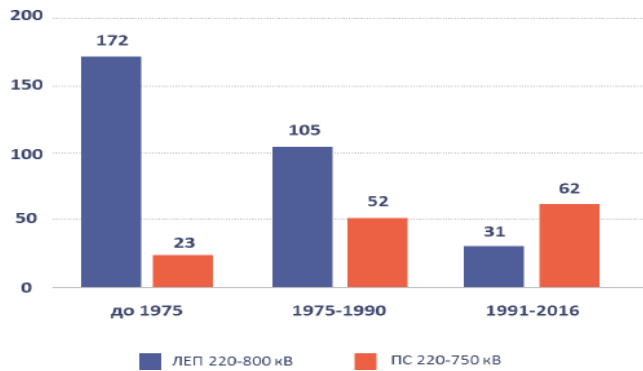
- зниження маневреності енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі внаслідок зносу і старіння обладнання, а також погіршення якості палива;

- вичерпання гідроенергетичного потенціалу Дніпра призводить до обмеження можливостей маневрування потужності з використанням ГЕС;

- збільшення генеруючих потужностей ВДЕ, яким притаманні слабо прогнозовані змінні режими роботи при відсутності засобів та підходів для прогнозу їх режимів генерації, а також засобів керування видачею потужностей.

Виконаний у [19] аналіз технічного стану обладнання ОЕС України, яке працює в безперервному режимі, показав, що 17,3% обладнання ПС і 56% ЛЕП експлуатуються понад 40 років (рис. 1.8). Такий стан значно впливає на збільшення втрат електричної енергії в системі передачі та обмежує можливість запобігання технологічним порушенням, а також свідчить про зношеність та, як наслідок, неефективність роботи більшої частки обладнання станцій, ПС та електричних мереж ОЕС України, яке потребує реконструкції та оновлення.

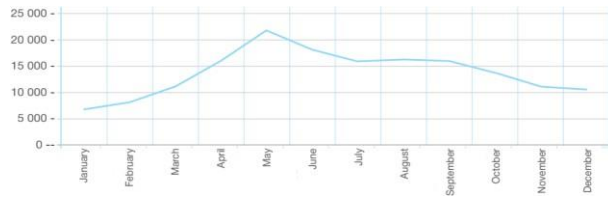
Все це значно ускладнює керування режимами роботи ОЕС України, зокрема регулювання частоти і потужності в енергосистемі для забезпечення стійкої і надійної роботи енергооб'єднання.



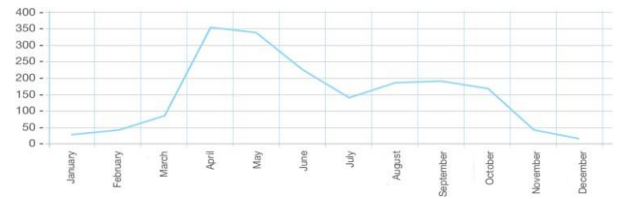
**Рисунок 1.8 – Періоди будівництва елементів системи передачі**

За таких умов роботи згідно з нормами [16] регулювання частоти нормується величиною та часом готовності до використання резервів потужності, коефіцієнтами статизму і зоною нечутливості систем автоматичного регулювання агрегатів, а також допустимим відхиленням частоти. Забезпечується регулювання частоти в ОЕС України сумісною роботою багатьох систем автоматичного керування, серед основних з яких є: автоматичне регулювання частоти обертання турбін, автоматичне регулювання частоти та активної потужності, автоматичне обмеження зниження та підвищення частоти, автоматичне частотне розвантаження, частотне автоматичне повторне включення, частотна ділильна автоматика та інші [21].

В ОЕС України для управління режимами роботи застосовується централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління, яке виконує державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НЕК «Укренерго») [20], що виступає оператором системи передачі (ОСП) і забезпечує підтримання балансу в ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав. Стосовно забезпечення регулювання частоти НЕК «Укренерго» надає інформацію щодо перевищення відхилень частоти значень 0,02 Гц та 0,05 Гц [20], ці дані для 2018 р. показані на рис. 1.9.



а)



б)

**Рисунок 1.9 – Кількість відхилень частоти в ОЕС України у 2018 р.: а) перевищують 0,02 Гц; б) перевищують 0,05 Гц**

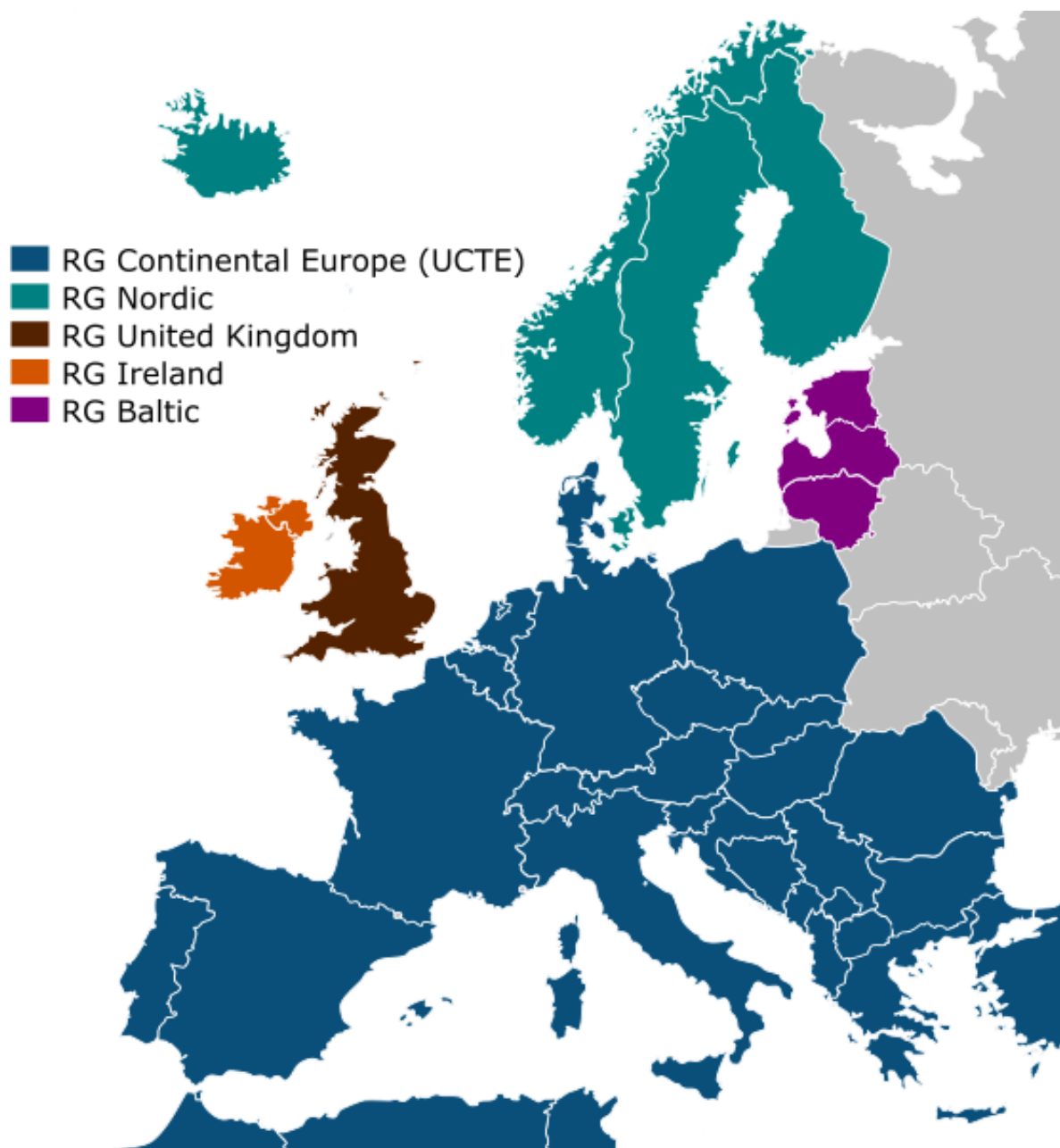
#### **1.4. Характеристика європейської енергетичної системи**

До складу ENTSO-E входять 43 ОСП електроенергії з 36 країн Європи, що не виходять за межі європейського союзу (ЄС) [22], інформація про які представлена у табл. 2.2. Основною метою роботи ENTSO-E є забезпечення надійної експлуатації, оптимального управління та розвитку європейської системи передачі електроенергії для забезпечення енергетичної безпеки і задоволення потреб внутрішнього ринку енергії. ENTSO-E сприяє більш тісному співробітництву з усіма європейськими ОСП для підтримки реалізації енергетичної політики ЄС та досягнення цілей енергетичної та кліматичної політики, які змінюють саму природу енергетичної системи. У зв'язку з цим ENTSO-E сприяє інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС і СЕС, в енергосистему, і оптимізації та ефективності внутрішнього енергетичного ринку, який є центральним для задоволення енергетичних потреб і цілей політики щодо доступності, стійкості та безпеки постачання. ОСП несуть відповідальність за масову передачу електроенергії через головні високовольтні електричні мережі, вони забезпечують доступ до мережі учасникам ринку електроенергії (генеруючим компаніям, трейдерам, постачальникам, дистриб'юторам і споживачам) відповідно до недискримінаційних та прозорих правил. ОСП на внутрішньому ринку електроенергії ЄС є суб'єктами, що діють незалежно від інших учасників ринку електроенергії.

Таблиця 1.2 – Інформація про склад ENTSO-E

Код країни	Країна	ОСП	Позначення
AL	Албанія	Operatori i Sistemit te Transmetimit	OST
AT	Австрія	Verbund - Austrian Power Grid	APG
		Vorarlberger Übertragungsnetz	VUEN
BA	Боснія і Герцеговина	BiH Independent System Operator	NOS BiH
BE	Бельгія	Elia System Operator	Elia
BG	Болгарія	Electroenergien Sistemen Operator	ESO
CH	Швейцарія	Swissgrid ag	Swissgrid
CY	Кіпр	Cyprus Transmission System Operator	Cyprus TSO
CZ	Чеська Республіка	ČEPS	ČEPS
DE	Німеччина	TransnetBW GmbH	TransnetBW
		TenneT TSO GmbH	TenneT DE
		Amprion GmbH	Amprion
		50Hertz Transmission	50Hertz
DK	Данія	Energinet	Energinet.dk
EE	Естонія	Elering AS	Elering AS
ES	Іспанія	Red Eléctrica de España S.A.	REE
FI	Фінляндія	Fingrid Oyj	Fingrid
FR	Франція	Réseau de Transport d'Électricité	RTE
GB	Об'єднане Королівство	National Grid Electricity Transmission plc	National Grid
		S System Operator for Northern Ireland Ltd	SONI
		Scottish Hydro Electric Transmission plc	SHE Transmission
		Scottish Power Transmission plc	SPTransmission
GR	Греція	Independent Power Transmission Operator	IPTO (ADMIE)
HR	Хорватія	Croatian Transmission System Operator	HOPS
HU	Угорщина	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli	MAVIR ZRt.
IE	Ірландія	EirGrid plc	EirGrid
IS	Ісландія	Landsnet hf	Landsnet
IT	Італія	Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	Terna
LT	Литва	Litgrid AB	Litgrid
LU	Люксембург	Creos Luxembourg S.A.	Creos Luxembourg
LV	Латвія	AS Augstsprieguma tīkls	AST
ME	Чорногорія	Crnogorski elektroprenosni sistem AD	Crnogorski elektroprenosni sistem
MK	Македонія	Macedonian Transmission System Operator AD	MEPSO
NL	Нідерланди	TenneT TSO B.V.	TenneT NL
NO	Норвегія	Statnett SF	Statnett
PL	Польща	Po Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	PSE S.A.
PT	Португалія	Rede Eléctrica Nacional, S.A.	REN
RO	Румунія	C.N. Transelectrica S.A.	Transelectrica
RS	Сербія	Akcionarsko društvo Elektromreža Srbije	EMS
SE	Швеція	Svenska Kraftnät	SVK
SI	Словенія	ELES, d.o.o.	ELES
SK	Словацька Республіка	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.	SEPS
TR	Туреччина (член спостерігача)	Türkiye Elektrik İletim A.	TEİAŞ

Географічна зона, що охоплюється членами ENTSO-E, поділена на п'ять синхронних областей і дві ізольовані системи (Кіпр та Ісландія), показані на рис. 1.10.



**Рисунок 1.10 – Карта ENTSO-E**

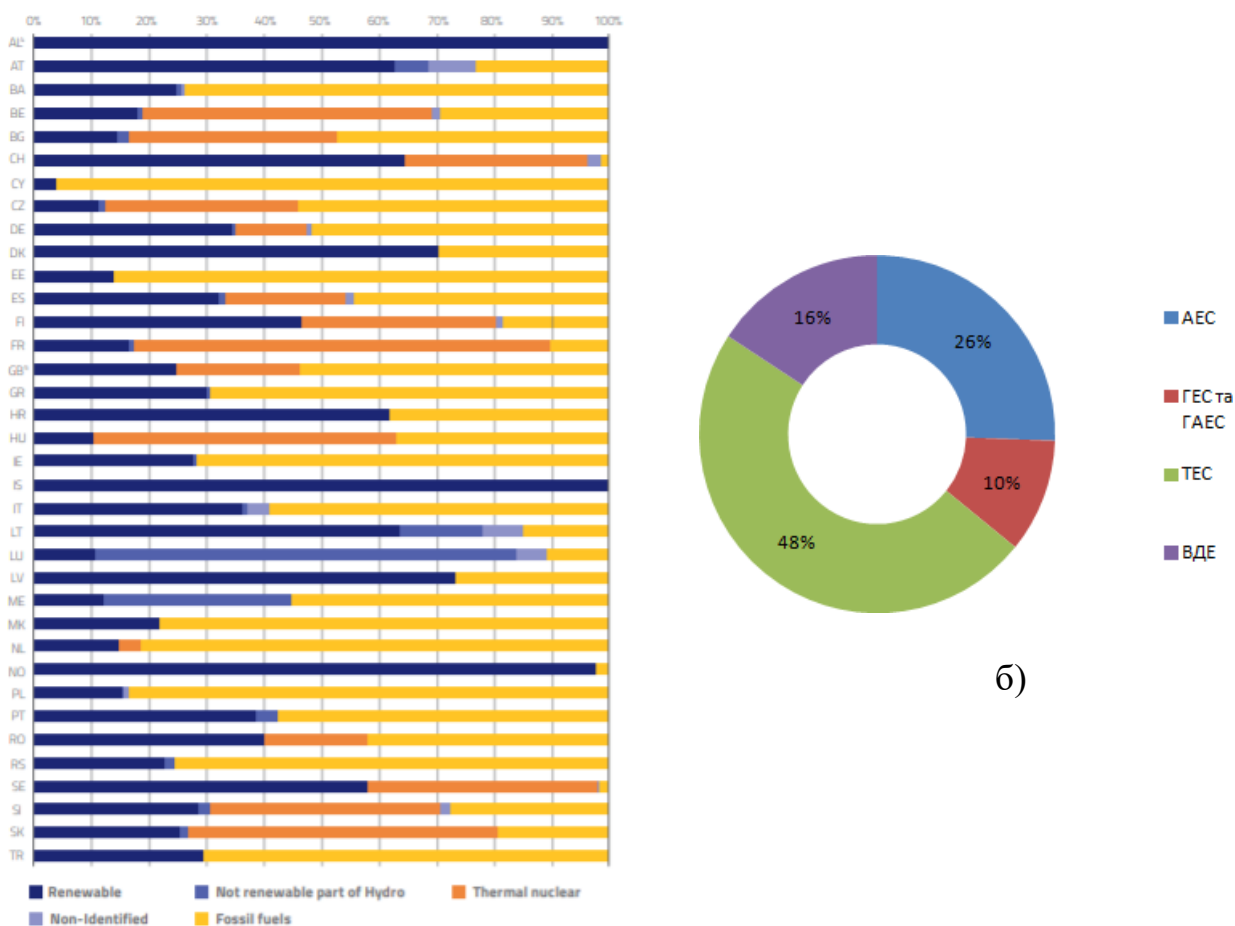


**Рисунок 1.11 – Енергетичні потоки ENTSO-E у 2017 р.**

Синхронні області – це групи країн, які підключені через свої відповідні енергосистеми. Системна частота (50 Гц, зазвичай з дуже незначними відхиленнями) є синхронною в межах кожної області, її порушення в одній точці області буде зареєстровано по всій зоні. Окремі синхронні зони з'єднані між собою за допомогою з'єднувачів постійного струму [22]. При необхідності забезпечення режиму ОСП організовують передачу потужності між окремими зонами та областями регулювання (рис. 2.8). Переваги синхронних областей

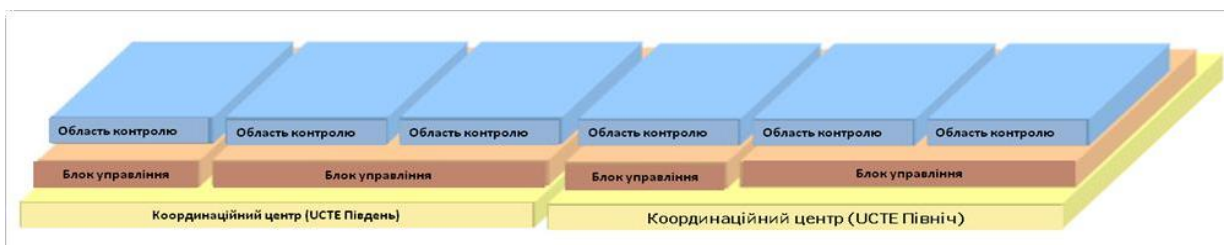
включають об'єднання виробничих потужностей, спільне забезпечення резервів, що призводить до економії коштів та взаємної допомоги у випадку порушень, що призводить до дешевих резервних витрат на електроенергію.

Структура виробництва електричної енергії в ENTSO-E у 2017 р. показана на рис. 1.12 і показує, що більшість електроенергії в ENTSO-E виробляється ТЕС. Той же час на відміну від ОЕС України частка ВДЕ у виробництві електроенергії в ENTSO-E значно вища, згідно взятих ЄС зобов'язань до 2020 р. вона становитиме понад 20% [23]. У той же час помітно суттєву різницю між виробництвом енергії з використанням ВДЕ в окремих країнах, так в Данії цей показник становить 70%, в Норвегії 97%, а в Угорщині - лише 10%.



**Рисунок 1.12 – Структура виробництва електричної енергії в ENTSO-E у 2017 р.: а) для країн-членів ENTSO-E; б) загальна за джерелами вироблення**

Така структура європейської енергосистеми обумовлює методи та принципи організації системи управління режимами її роботи. Так регулювання режиму всередині ENTSO-E здійснюється децентралізовано з урахуванням виділених синхронних областей і зон регулювання (рис. 1.13). Однак при цьому існує єдиний системний оператор (координатор) зі своїм регулятором і резервами, відповідальний за регулювання сумарного перетікання блоку регулювання з корекцією по частоті. При такому ієрархічному управлінні координатор може і не мати своїх резервів, керуючи підлеглими ОСП всіх зон регулювання і використовуючи їх резерви для регулювання всього блоку [24].



**Рисунок 1.13 – Ієрархічна структура управління синхронної області**

Така організація регулювання частоти дозволяє підтримувати заплановані перетоки потужності з сусідніми енергосистемами і розподілити вторинні резерви за блоками і зонами регулювання, які усувають свої внутрішні небаланси своїми ж резервами, не витрачаючи їх на небаланси в сусідніх блоках і зонах. Але в той же час це веде до того, що збільшується сумарна кількість підтримуваних резервів у всій синхронній області і складнощів в регулюванні при неможливості усунення небалансів зон і блоків регулювання своїми силами.

Для вирішення таких проблем в ENTSO-E існує два координатора, які відповідальні за моніторинг планових перетоків, виявлення незапланованих перетоків, розробки програм корекції синхронного часу і перетоків між зонами регулювання. Координатор передає програми корекції ОСП, які відповідальні за регулювання в окремих зонах і здійснюють безпосередню корекцію планових перетоків [25, 26].

Різні регламенти регулювання всередині окремих зон регулювання

призводять до застосування різних алгоритмів керування. Зазвичай для багатьох енергосистем мета вторинного і третинного регулювання збігаються: відновлення планових перетоків (або частоти для областей без зв'язків з сусідніми енергосистемами) між енергосистемами. Тому, наприклад, енергосистеми скандинавських країн і Англії не мають вторинного регулювання. Вони виконують вимоги ENTSO-E по вторинному регулюванню шляхом ручного регулювання досить маневреними станціями [27, 28].

### **1.5. Технічні вимоги до регулювання частоти в ОЕС України**

Технічні вимоги до організації регулювання частоти та перетоків потужності з метою забезпечення нормального режиму роботи ОЕС України сформульовані в нормативних документах [16, 29-32], відповідно до яких передбачається здійснення первинного, вторинного, третинного регулювання частоти та контролю і регулювання синхронного часу у разі потреби. Норми участі в цих видах регулювання учасників паралельної роботи в межах своєї області регулювання встановлює НЕК «Укренерго».

В ОЕС України, як і в більшості енергосистем, застосовується загальне і нормоване первинне регулювання частоти. Для всіх генеруючих станцій участь у первинному регулюванні є обов'язковою умовою для паралельної роботи в ОЕС України, відповідно до якої загальне первинне регулювання має здійснюватися на всіх електростанціях, а нормоване – лише виділеними електростанціями і забезпечувати гарантований рівень якості первинного регулювання в енергооб'єднанні.

Відповідно до [16, 29-32] технічні вимоги до організації первинного регулювання частоти в ОЕС України наступні:

- нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідної первинної регулюючої потужності і її утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і відхилення частоти на  $\pm 0,02$  Гц і

більше і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, та повернення частоти до початкового номінального рівня в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом як мінімум 15 хв.;

- час початку дії первинного регулювання з моменту відхилення частоти має становити кілька секунд, час введення в дію необхідного резерву первинно-го регулювання на 50 % – не більше 15 с, а весь сумарний необхідний первинний резерв має бути введеним в дію за час, не більший ніж 30 с;

- у разі аварійного розрахункового небалансу потужності нормоване первинне регулювання має утримувати квазістатичне відхилення частоти в межах  $50 \pm 0,2$  Гц і динамічне відхилення частоти в процесі мобілізації первинних резервів у межах  $50 \pm 0,8$  Гц.

Відповідно до [16, 29-32] технічні вимоги до організації вторинного регулювання частоти в ОЕС України наступні:

- порядок організації вторинного регулювання частоти в ОЕС має спільно встановлюватися органами оперативно-диспетчерського керування країн, енергосистеми яких працюють паралельно;

- у результаті дії системи вторинного регулювання сумарний зовнішній переток кожної енергосистеми має підтримуватися на заданому рівні за номінальної частоти, при цьому внутрішні порушення балансу потужності кожної енергосистеми має усуватися своєю системою регулювання за час, не більший ніж 15 хв.;

- система вторинного регулювання енергосистеми не має реагувати на не-баланси потужності, що виникли в сусідніх енергосистемах.

Відповідно до [16, 29-32] технічні вимоги до організації третинного регулювання частоти в ОЕС України наступні:

- третинним регулюванням задається планова потужність електростанції, щодо якої розміщуються діапазони первинного і вторинного регулювання;

- третинне регулювання для відновлення діапазонів первинного і

вторинного регулювання здійснюється використанням резерву на електростанціях третинного регулювання, на яких створений третинний резерв, а також споживачів-регуляторів і може виконуватися вручну або автоматично з використанням систем автоматичного регулювання частоти та активної потужності (АРЧП).

Величина необхідних розрахункових резервів потужності для регулювання частоти в ОЕС України нормована у [16] і становить:

1. для первинного регулювання залежно від режиму роботи енергосистеми: в ізольованому режимі роботи – 1000 МВт; у режимі паралельної роботи з європейською енергосистемою та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії  $\pm 190$  МВт; у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від європейської системи  $\pm 160$  МВт.

2. для вторинного регулювання з метою компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання: на завантаження – 1000 МВт; на розвантаження – 500 МВт (резерв вторинного регулювання орієнтовно має розміщуватися в окремі періоди не менш ніж на 30 енергоблоках 300 і 200 МВт ТЕС, а також на агрегатах ГЕС);

3. для третинного регулювання: на завантаження – не менше ніж 1000 МВт; на розвантаження – не менше ніж 500 МВт.

Слід зазначити, що обсяги необхідних резервів потужності для регулювання частоти в ОЕС України, затверджені у [16], визначені за станом розвитку генеруючих потужностей та особливостей режимів на 2010 рік. На сьогоднішній день в умовах значної зміни структури генеруючих потужностей, режимів роботи та впровадження лібералізованого енергоринку значення необхідних резервів потужності для регулювання частоти в ОЕС України потребують перегляду і детального аналізу.

## 1.6. Технічні вимоги до регулювання частоти в ENTSO-E

Для організації безпечної, надійної і якісної роботи європейської енергосистеми затверджений перелік технічних вимог до організації регулювання частоти та перетоків потужності в ENTSO-E, відповідно до яких передбачається здійснення первинного, вторинного, третинного регулювання частоти та контролю і регулювання синхронного часу [17, 33]. Контроль частоти і потужності виконується з урахуванням синхронних областей ENTSO-E. Розроблені і затверджені технічні резерви та відповідні показники контролю є необхідними для того, щоб дозволити ОСП виконувати щоденні операційні дії для забезпечення режимів ENTSO-E.

Основні вимоги щодо організації процесу регулювання частоти відповідно до [33] наступні: первинне регулювання починається протягом декількох секунд як спільна дія всіх учасників; вторинне регулювання заміщує первинне за хвилинами і вводиться в дію тільки відповідальними СПО; третинне регулювання частково доповнює і, нарешті, заміщує вторинне за допомогою перепланування генерації і вводиться в дію відповідальними СПО; контроль часу регулює глобальні відхилення синхронного часу в довгостроковій перспективі як спільні дії всіх СПО.

Відповідно до [33] технічні вимоги до організації первинного регулювання частоти в ENTSO-E наступні:

- початок активації первинного регулюючого резерву відбувається тоді, коли відхилення частоти від номінального значення перевищує  $\pm 0,02$  Гц;
- квазістаціонарне відхилення частоти  $\pm 0,18$  Гц від номінального значення частоти дозволено як максимальне значення в синхронній області UCTE після виникнення еталонного збурення після періоду початку стабільної роботи;
- при припущенні, що ефект саморегуляції навантаження відсутній, максимально допустиме квазістаціонарне відхилення частоти буде дорівнювати

$\pm 0,2$  Гц і воно викликає повну активацію первинного регулюючого резерву в межах синхронної області USTE;

- мінімальна миттєва частота визначається рівною 49,2 Гц у відповідь на дефіцит генеруючої потужності, що дорівнює або менше еталонного збурення, максимальна миттєва частота визначається рівною 50,8 Гц;

- для синхронної області USTE максимальне відхилення миттєвої потужності визначається рівним 3000 МВт, виходячи з експлуатаційних характеристик, що стосуються надійності системи та обсягів навантажень та агрегатів виробництва;

- великі збурення, такі як раптова втрата генерації або навантаження, які перевищують 600 МВт (перший рівень) відповідно 1000 МВт (другий рівень) в синхронній області USTE, викликають процедуру аналізу реакції системи USTE;

- припускається, що саморегуляція навантаження в синхронній області USTE дорівнює 1% / Гц, тобто зменшення навантаження на 1% відбувається у випадку падіння частоти 1 Гц;

- для керування частотою квазістаціонарний запас безпеки визначається рівним 20 мГц.

Час для початку дії первинного регулювання частоти становить кілька секунд після збурення, час введення 50% або менше від загального обсягу первинного резерву становить не більше 15 с, а час введення від 50% до 100% лінійно зростає до 30 секунд. Кожен ОСП повинен регулярно перевіряти час введення первинного резерву потужності в межах своєї контрольної зони [33].

Відповідно до [33] технічні вимоги до організації вторинного регулювання частоти в ENTSO-E наступні:

- кожна зона регулювання повинна експлуатуватися індивідуальним ОСП, який несе відповідальність за роботу системи передачі цієї зони (як правило, збігається з територією компанії або країни), включаючи відповідальність за доступність, функціонування та надання первинного, вторинного і третинного регулювання в зоні регулювання, щоб підтримувати

зміну потужності генерування або споживання в його контрольній зоні за запланованою величиною і підтримувати відновлення частоти у взаємопов'язаній мережі;

тип ієрархії та організації управління не повинні негативно впливати на поведінку або якість вторинного регулювання частоти або вводити нестійкість управління. Кожен блок регулювання може розділятися на підконтрольні ділянки, які керують власним базовим управлінням. Контрольний блок організовує внутрішнє вторинне регулювання частоти за однією з централізованих, плюралістичних або ієрархічних схем;

- завдання вторинного регулювання частоти полягає в тому, щоб контролювати випадкові відхилення частоти системи і зміни потужності при нормальній роботі з невеликими збуреннями і після великого збурення. Помилка зони регулювання як лінійна комбінація зміни частоти і потоків потужності повинна контролюватися, щоб повернути значення частоти системи і перетоків потужності до заданих значень після будь-яких відхилень і в будь-який час. Не пізніше, ніж через 30 с, вторинний контролер повинен запустити керуючу дію шляхом зміни заданих значень для вторинного регулювання частоти для ініціювання коригувальних дій керування. Як результат вторинного регулювання частоти повернення параметрів режиму енергосистеми повинно продовжуватися з постійним процесом корекції початкового значення, відбуваючись якнайшвидше, без перевищення, і завершуючись не пізніше ніж за 15 хв.;

- використання для вторинного регулювання резервів сусідніх енергосистем допустимо, в разі якщо не менше 66% вторинних резервів і 50% від суми вторинних і третинних резервів знаходяться всередині зони регулювання, і при цьому забезпечується достатня пропускну здатність міжсистемних зв'язків.

Відповідно до [33] технічні вимоги до організації третинного регулювання частоти в ENTSO-E наступні:

- відновлення ефективного діапазону вторинного регулювання частоти може тривати до 15 хв., тоді як третинне регулювання частоти для оптимізації мережі та генеруючої системи не обов'язково буде завершений після цього часу;
- фіксована частка у розмірі 50% від загального необхідного обсягу резерву для регулювання частоти плюс третинний резерв регулювання повинна зберігатися в зоні регулювання;
- у разі залучення одного або декількох ОСП для здійснення третинного регулювання частоти з метою забезпечення передачі певного обсягу третинного резерву потужності від однієї зони регулювання до іншої повинна забезпечуватись достатня пропускна здатність міжсистемних зв'язків.

Відповідно до [33] технічні вимоги до організації синхронного регулювання часу в ENTSO-E наступні:

- допустимий діапазон розбіжностей між синхронним часом і UTC допускається в діапазоні  $\pm 20$  секунд (без необхідності керувати часом);
- нормальний діапазон розбіжностей між синхронним часом і UTC знаходиться в діапазоні  $\pm 30$  секунд при нормальних умовах у разі безперебійної роботи взаємопов'язаної мережі;
- винятковий діапазон розбіжностей допускається у виняткових умовах і у разі безперебійної роботи взаємопов'язаної мережі розбіжність між синхронним часом і UTC знаходиться в діапазоні  $\pm 60$  секунд.

Центр управління Laufenburg в Швейцарії відповідає за розрахунок синхронного часу та організацію його корекції, яка передбачає встановлення заданої частоти для вторинного регулювання в кожній контрольній зоні при 49,99 Гц або 50,01 Гц, залежно від напрямку корекції, для повних періодів одного дня (від 0 до 24 годин).

## 1.7. Загальна структура протиаварійної автоматики (ПА)

### *Засоби протиаварійної автоматики*

Умови війни, в яких опинилася ОЕС України, значно ускладнили її експлуатацію. У цих умовах виконання заданих нормативів статичної та динамічної стійкості висувають підвищені вимоги як до принципів та точності управління нормальними, аварійними та післяаварійними режимами енергосистем, так і до апаратної реалізації пристроїв протиаварійної автоматики, а також їх експлуатації у діючих енергосистемах. Системи ПА повинні надавати дозовані впливи на ЕЕС, щоб забезпечувати локалізацію та ліквідацію аварійних режимів, а також мінімізувати збитки від аварій.

З метою запобігання виникненню та розвитку аварій в енергосистемах, їх локалізації та ліквідації шляхом виявлення небезпечних аварійних збурень або неприпустимих відхилень параметрів електричного режиму та здійснення протиаварійного управління застосовують ПА. Розрізняють функціональну та апаратну структурну побудову ПА. В експлуатації функціональні структурні схеми використовуються при описі режимних принципів виконання та дії ПА, складанні інструкцій щодо режимів роботи енергооб'єднань, енерговузлів, міжсистемних та внутрішньосистемних зв'язків. Апаратні структурні схеми необхідні складання інструкцій з обслуговування протиаварійної автоматики, оперативних заявок виведення у ремонт ПА чи його частин. Узагальнююче поняття функціональної структури – система ПА, яка в межах свого енерговузла, енергорайону, енергооб'єднання вирішує всі завдання протиаварійного управління та включає низку підсистем, що забезпечують: запобігання порушенню стійкості паралельної роботи (АЗПС), ліквідацію асинхронного режиму (АЛАР), обмеження зниження частоти (АОЗЧ), обмеження підвищення частоти (АОПЧ), обмеження зниження напруги (АОЗН), та ін. Підсистеми ПА, функціонуючи спільно, взаємно доповнюють та

резервують один одного та утворюють, таким чином, ешелоновану систему ПА, що забезпечує необхідний рівень живучості енергосистеми. На підсистему АЗПС, що є першим ешелонем цієї системи, покладається завдання забезпечення стійкості енергосистеми. Якщо з будь-яких причин порушення стійкості все ж таки відбудеться, то підсистема АЛАР повинна забезпечити припинення асинхронного режиму шляхом ресинхронізації або поділу електричної мережі. Завдання запобігання неприпустимим відхиленням частоти, що викликаються аварійними збуреннями або поділами енергосистеми на несинхронні частини (включаючи і поділу від дії підсистеми АЛАР), покладається на підсистеми АОЗЧ та АОПЧ. Будь-яка підсистема ПА є деяким набором автоматик, які можуть об'єднуватися в певні види. Кожна автоматика вирішує закінчену задачу протиаварійного управління, що включає такі операції: фіксація аварійного збурення чи порушення контрольованими параметрами електричного режиму заданих обмежень; запам'ятовування передаварійного стану енергосистеми: схеми та поточного режиму в момент фіксації збурення чи порушення параметрами режиму даних обмежень; оцінка ступеня тяжкості аварійного збурення та необхідності здійснення керуючих впливів для зафіксованого передаварійного стану енергосистеми; вибір видів, обсягів та місць реалізації керуючих впливів; реалізація керуючих впливів. У конкретної автоматики деякі з перерахованих функцій можуть бути відсутніми взагалі (наприклад, запам'ятовування до аварійного режиму, вибір обсягу впливів, що управляють, та ін.).

Частина відсутніх функцій може заповнюватись діями оперативного персоналу (фіксація передаварійної схеми енергосистеми, вибір місць реалізації впливів). Автоматика - найменша одиниця функціональної структури. З погляду апаратної реалізації автоматика включає деяку сукупність пристроїв. Пристрій найменша одиниця апаратної структури ПА. Автоматики можуть об'єднуватись у комплекси. Мета створення комплексів здешевлення ПА та підвищення її

надійності шляхом більш ефективного використання апаратури (каналів передачі до аварійної інформації, аварійних сигналів та виконавчих команд; логіко-обчислювальних, пускових та виконавчих пристроїв).

Підсистема АЗПС призначена для запобігання порушенням динамічної стійкості при аварійних збуреннях та забезпечення в післяаварійних умовах нормативного запасу статичної стійкості для заданих основних перерізів району, що охоплюється. Об'єднання автоматик в комплекси найбільш характерне для підсистеми АЗПС у зв'язку зі складністю реалізованих нею завдань і територіальною віддаленістю пристроїв, що входять до неї. Комплекси АЗПС, які вирішують завдання забезпечення стійкості у деякому енерговузлі (енергорайоні), можуть цілком або частково входити до складу більших комплексів АЗПС. Підсистема АЗПС включає такі види автоматики розвантаження при: відключенні однієї або двох ліній електропередач; статичному навантаженні електропередачі; динамічному навантаженні електропередачі; близьких або зтяжних коротких замикань. Перелічені види автоматики є найпоширенішими та становлять основну частину підсистеми АЗПС. Можливе виділення у складі підсистеми АЗПС та інших видів автоматики. Наприклад, останніми роками у зв'язку зі зростанням одиничної потужності генераторів і енергетичних блоків дедалі ширше застосування знаходить автоматика розвантаження електропередач при відключенні генераторів. Несподіване відключення потужних генераторів або енергоблоків у дефіцитній частині енергосистем (енергооб'єднань) може призвести до перевантаження та порушення стійкості зв'язків, завантажених у вихідному режимі в їх бік. Для виконання покладених завдань підсистема АЗПС здійснює різні впливи, що управляють. В даний час АЗПС використовує широкий спектр впливів, що включає відключення турбогенераторів; короткочасне (імпульсне) та тривале розвантаження турбін; відключення частини навантаження

споживачів; частотний пуск гідрогенераторів та переведення їх з режиму синхронного компенсатора в активний режим; завантаження гідро- та турбогенераторів; електричне гальмування агрегатів шляхом включення активних навантажувальних опорів. Зважаючи на меншу ефективність щодо підвищення меж стійкості додатковими вважаються: вплив на відключення шунтуючих реакторів; форсування пристроїв поздовжньої та поперечної компенсації; форсування збудження та зміна уставки АРЗ за напругою.

Автоматика ліквідації асинхронного режиму (АЛАР). Ця функція ПА та відповідна сукупність пристроїв ПА призначені для ліквідації (або припинення) асинхронних режимів між ЕС всередині енергорайону та енергорайону з іншими енергорайонами енергосистеми, ОЕС, ЕЕС. Функції АЛАР реалізуються автономними пристроями ПА. У деяких випадках пристрої АЛАР використовують спільні з АЗПС пристрої телевідключення передачі своїх аварійних команд і загальні виконавчі пристрої для їх реалізації. Розміщення пристроїв АЛАР, вибір типів цих пристроїв (спосіб виявлення асинхронного режиму, характер дії) та їх налаштування здійснюються на основі розрахунків режимів, що встановилися, і перехідних процесів, що виникають після порушення стійкості паралельної роботи при різних збуреннях. Ці розрахунки дозволяють: виявити можливі перетини асинхронного режиму, його параметри та вплив на елементи системи; оцінити допустимість короткострокового асинхронного режиму, умови ресинхронізації чи впливу, необхідних полегшення ресинхронізації; визначити параметри процесу, куди мають реагувати пристрої АЛАР, їх уставки спрацьовування. Для виявлення та ліквідації асинхронного режиму в повнофазній схемі мережі використовуються ПУ, що реагують на наступні параметри (що фіксують їх): швидкість зниження опору; підвищення фазового кута електропередач; цикли асинхронного режиму; коливання фазного струму.

Ми маємо певний досвід реалізації АЛАР в програмному комплексі у вигляді прототипу моделі АЛАР на базі ПМ РЗА "Діамант" виробництва НВП Хартрон-Інкор, що відповідає алгоритму, яким за розрахунком визначається кут між векторами ЕРС еквівалентних генераторів двомашинної моделі енергосистеми і контролюється наявність ЕЦК на лінії, що захищається. Таким чином, створюється можливість, виконавши розрахунок перехідного процесу, спочатку визначити лінії, на яких виникає ЕЦК при порушенні стійкості досліджуваного перерізу, а потім повторити розрахунок, передбачивши АЛАР на лініях, на яких виникає ЕЦК. Розрахунок перехідного процесу дозволяє визначити момент часу, коли різниця дійсних кутів ді генераторів по різні сторони перерізу досягає  $180^\circ$ , що свідчить про порушення стійкості та порівняти його з моментом часу, який дає різницю кутів еквівалентних ЕРС у двомашинній моделі, що використовується в АЛАР. Якщо розбіжність виявиться більш деякої допустимої, необхідно коригувати параметри еквівалентної моделі АЛАР або уставку по куту, яка спочатку задається рівною  $180^\circ$ . Порівняння визначення ЕЦК у розрахунку стійкості та за алгоритмом 2 АЛАР має характер перевірки точності цього алгоритму, який не враховує поперечні ємнісні провідності ліній (що може бути цілком виправданим завдяки наявності шунтуючих реакторів).

У МПП «Діамант», реалізовані три органи опору, що виконують функції чутливого та грубого реле опору та реле, що визначає місце електричного центру коливань (ЕЦК). Характеристики органу опору в комплексній площині є прямокутниками, орієнтованими вздовж напрямку максимальної чутливості, що дозволяє застосувати традиційні підходи до налаштування АЛАР.

Розрахунок реального перехідного процесу дає швидкість зміни кута в дійсному асинхронному режимі, яка використовується для вибору величини уставки для відбудови (блокування) від режимів КЗ.

Автоматичне обмеження зниження частоти (АОЗЧ) призначене забезпечення живучості ЕС у разі виникнення значного дефіциту активної

потужності окремих її частинах (регіонах) зі своїми аварійним відділенням і глибоким (нижче 49,0 Гц) зниженням частоти (і напруги, як наслідок зниження частоти) , що створюють загрозу пошкодження обладнання електростанцій, безпеки роботи АЕС, порушення нормальної роботи енергоприймаючих установок споживачів, а також виникнення лавини частоти та напруги з повним припиненням електропостачання. АОЗЧ має забезпечувати припинення процесу аварійного зниження частоти та підйом її до рівня, при якому енергосистема за умовами роботи обладнання та власних потреб електростанцій може працювати тривалий час (понад 49,0 Гц), а також часткове або повне відновлення електропостачання відключеного навантаження споживачів при нормалізації частоти. Для виконання цих функцій здійснюється: автоматичне частотне введення резерву (АЧВР) при зниженні частоти нижче мінімально допустимих значень до верхніх уставок АЧР; автоматичне частотне розвантаження (АЧР) при зниженні частоти нижче 49,0 Гц; додаткове автоматичне розвантаження при місцевих дефіцитах активної потужності з великою швидкістю зниження частоти; виділення електростанцій (енергоблоків) на забезпечення власних потреб або на збалансоване навантаження; частотне автоматичне повторне включення (ЧАПВ) відключених споживачів. АОЗЧ забезпечує виконання вимог за рахунок використання резервів генеруючої потужності та відключення навантаження споживачів. При цьому потужність навантаження, що відключається, не повинна перевищувати аварійний дефіцит потужності, що виник.

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) один із методів протиаварійної автоматики, спрямований на підвищення надійності роботи електроенергетичної системи шляхом запобігання утворенню лавини частоти та збереження цілісності цієї системи. Метод полягає у відключенні найменш важливих споживачів електроенергії при раптово виник дефіцит активної

потужності в системі. Основне призначення АЧР - шляхом відключення частини менш відповідальних споживачів зберегти в роботі електричні станції і в тій мірі, як це можливо, найбільш відповідальних споживачів. Збереження у роботі електричних станцій дає можливість після ліквідації аварійної ситуації досить швидко відновити енергопостачання споживачів. Відсутність або недостатній обсяг АЧР можуть призвести до зупинки всіх або значної частини електричних станцій, внаслідок чого буде порушено енергозабезпечення суттєвої частки або всіх споживачів. Відновлення електропостачання потребує значного часу. Завдання ліквідації аварійної ситуації з дефіцитом потужності та відновлення електропостачання споживачів поряд з АЧР вирішується також такими заходами, як пуск резервних гідроагрегатів при зниженні частоти (частотний пуск), переведення по цьому фактору гідрогенераторів з режиму синхронного компенсатора в режим видачі активної потужності, автоматичне повторне включення споживачів, відключених пристроями АЧР, у разі підвищення частоти (ЧАПВ), різні види АПВ ліній. Перша категорія (АЧР1) швидкодіюча, зі уставками спрацьовування за частотою від 48.5 до 465 Гц. Призначення черг АЧР1 не допустити глибоке зниження частоти на початку розвитку аварійного порушення режиму. Уставки спрацьовування черг АЧР1 відрізняються одна від одної на 0,1 Гц. Потужність навантаження, що підключається до АЧР1 приблизно рівномірно розподіляється між чергами. Друга категорія (АЧР2) призначена для відновлення частоти до нормального значення, якщо вона довго залишається зниженою або, як кажуть, "зависає" на рівні близько 48 Гц. Друга категорія набирає чинності після відключення частини споживачів від АЧР1, коли зниження частоти припиняється і вона встановлюється на рівні 47,5-48,5 Гц. Верхній рівень уставок за частотою пристроїв АЧР2 приймається в межах 48,8 48,6 Гц, на 0,2 Гц вище за верхній рівень уставок за частотою АЧР1. При цьому діапазон уставок АЧР2 має бути 0,3 Гц з інтервалом по чергах 0,1 Гц. Весь обсяг розвантаження АЧР2

поділяється на три-чотири частини (наприклад, 40, 30 та 30% загального обсягу). Уставки за часом черг АЧР2 встановлюються зростаючими від АЧР2 з максимальними уставками за частотою до АЧР2 з мінімальними уставками. Найбільш відповідальних споживачів у своїй слід підключати до АЧР2 з мінімальними уставками по частоті (максимальними уставками за часом). Витримки часу АЧР2 відрізняються на 3 с та приймаються 5 - 90с. Великі витримки часу АЧР2 приймаються для того, щоб за цей час були мобілізовані резерви активної потужності, що є в енергосистемі: завантажені всі агрегати, пущені, включені в мережу і завантажені резервні гідроагрегати. Дія пристроїв АЧР має поєднуватись з іншими видами автоматики енергосистем. Можливість виникнення дефіцитів потужності в окремих частинах ЕС погіршується наявністю довгих ліній електропередачі з великим транзитом електроенергії, зростаючою ймовірністю як заздалегідь передбаченого, так і випадкового поділу енергооб'єднання на частини у разі аварійної ситуації. Досвід експлуатації показує, що в умовах сучасних енергооб'єднань аварії можуть розвиватися так складно, що заздалегідь передбачити характер їх розвитку неможливо, вони визначаються великою кількістю випадкових факторів. Завдання визначення місця виникнення порушення, характеру аварії за умов сучасних енергооб'єднань стає завданням імовірнісним. Умови роботи енергосистем з точки зору можливості розвитку лавини частоти в останні роки стали більш важкими через те, що основна частина потужності зараз виробляється агрегатами блокових ТЕС високого та надвисокого тиску та АЕС, допустима тривалість роботи яких при зниженій частоті менша. Ще на АЧР часто покладається завдання створення умов автоматичного відновлення нормального режиму енергосистеми, району та, зокрема, забезпечення ресинхронізації, роботи АПВ з уловлюванням синхронізму тощо. Таким чином, в умовах сучасних великих за потужністю і складних за конфігурацією енергооб'єднань роль АЧР, як і раніше, велика, але істотно змінюються вимоги

до неї.

В програмному комплексі повинно бути реалізовано врахування дії АЧР для аналізу режимів ЕЕС та його

Пристрій автоматичного розвантаження обладнання (АРО) усуває небезпечне перевантаження обладнання для запобігання його пошкодженню при значному навантаженні струму. Як правило, АРО, що реагує на небезпечне підвищення струму в контрольованому електрообладнанні, виконує такі функції: спрацьовує, якщо струм перевищує допустиме значення протягом 20 хв; знижує струм у контрольованому електрообладнанні, впливаючи на розвантаження ЕС (розвантаження турбін, відключення генераторів), і навіть відключення навантаження, розподіл електричної мережі чи відключення перевантаженого устаткування; може мати ступінчасте виконання по контрольованому струму та витримкам часу. Підсистема АРО призначена для захисту обладнання від пошкоджень, що спричиняються навантаженням по струму. У той же час повинні виключатися зайві дії цієї підсистеми, оскільки вони можуть призвести до каскадного розвитку аварії в енергосистемі через навантаження інших елементів електричної мережі та порушення стійкості.

Підсистема АОЗН призначена для запобігання порушенням стійкості навантаження та розладу технологічних процесів власних потреб електростанцій при аварійних збуреннях, що супроводжуються зниженням напруги. Пристрої АОЗН призначені для запобігання зниження післяаварійних режимів напруг в контрольованих точках електричної мережі до значень, неприпустимих за умов стійкості навантаження і виникнення лавини напруги. У пристрої АОЗН використовуються два реле напруги з високим коефіцієнтом повернення, включених на різні ТН, і реле часу. Автоматика, відбудована за витримкою часу від дії АПВ та АВР, для ліквідації дефіциту реактивної потужності впливає на: форсування ємнісної компенсації; відключення

шунтових реакторів; відключення навантаження або живлять її ЛЕП. Крім того, для ліквідації втрат реактивної потужності від транзитних перетоків, що викликають зниження напруги, може застосовуватися поділ мережі. Вимкнення навантаження допускається у разі неможливості чи неефективності застосування інших заходів. За відсутності в даному вузлі споживача, який може бути вимкнений, можливе відключення менш відповідальних споживачів у суміжних вузлах. Як правило, пристрій АОЗН виконується з пуском при нарузі нижче  $0,85 U$  ступенями з різними витримками часу в діапазоні 5 - 15 с.

Адаптивна протиаварійна автоматика. Широке використання високопродуктивних засобів мікропроцесорної техніки у системах релейного захисту і автоматики електроенергетичних систем створює можливість суттєвого підвищення ефективності автоматичного керування режимом ЕЕС з метою забезпечення необхідного рівня стійкості енергетичних систем та об'єднань. Завдяки ще одній умові – створення і використання в ОЕС України програмного забезпечення оцінювання стану (розрахунку поточного електричного режиму ОЕС на основі телеінформації) можна створювати адаптивні системи протиаварійного керування, тобто такі системи, в яких об'єми керівних дій визначаються відповідно до поточного стану енергосистеми.

Складність задачі забезпечення стійкості великого енергооб'єднання, яким є ОЕС України, примушує вирішувати її для конкретних, найбільш напружених і критичних перетинів, що зафіксовано у нормативному документі «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки». Цей документ передбачає, зокрема, для забезпечення статичної стійкості дотримання нормативного запасу стійкості щодо активної потужності у перетині. Для перетинів, через які забезпечується живлення дефіцитних районів, які не мають власних резервів потужності на електростанціях, практично обов'язковим є вимикання частини навантаження у разі аварійного вимкнення лінії у перетині, що призводить до виникнення

важкого післяаварійного режиму. Цю функцію виконують пристрої спеціальної автоматики вимикання навантаження (САВН), які встановлюються у центрах споживання енергосистеми.

В адаптивній ПА об'єми керівних дій постійно корегуються у центральному комплексі відповідно до поточного стану енергосистеми. Розробка алгоритмів і програм розрахунку керівних дій ПА є завданням даного проекту, а їх використання разом з інформацією про збурення в енергосистемі (вимикання ліній і т.ін.) дозволяє створити адаптивну цифрову автоматику.

Ефективність і гнучкість системи протиаварійного керування можна суттєво підвищити застосуванням адаптивної автоматики. В існуючих в ОЕС України системах протиаварійної автоматики (ПА) реалізований так званий принцип II-ДО, який означає використання завчасно виконаних розрахунків об'ємів керівних дій відповідно до прогнозованих збурень в системі і прогнозованого стану системи. Використання мікропроцесорної цифрової апаратури створює можливість реалізації принципу I-ДО, який означає постійне корегування об'ємів керівних дій ПА відповідно до поточного стану системи, завдяки чому надійно забезпечується стійкість ОЕС і разом з тим мінімізуються вимкнення споживачів, які використовуються як засіб керівної дії ПА.

Задача створення сучасної системи моніторингу режимних параметрів постала перед ОЕС України як одна із неодмінних умов забезпечення її готовності до паралельної роботи з об'єднанням енергосистем європейських країн (спочатку це було UCTE, а зараз – ENTSO-E). На основі ЄВРП “Регіна-Ч” в Україні створюється сучасна система глобального моніторингу ОЕС [7] (тут під *глобальністю* системи розуміємо, перш за все, не стільки її *всеохоплюючі* можливості, певну *тотальність*, а те, що одержувана інформація “синхронізована” завдяки використанню сигналів GPS), яка надає якісно нові

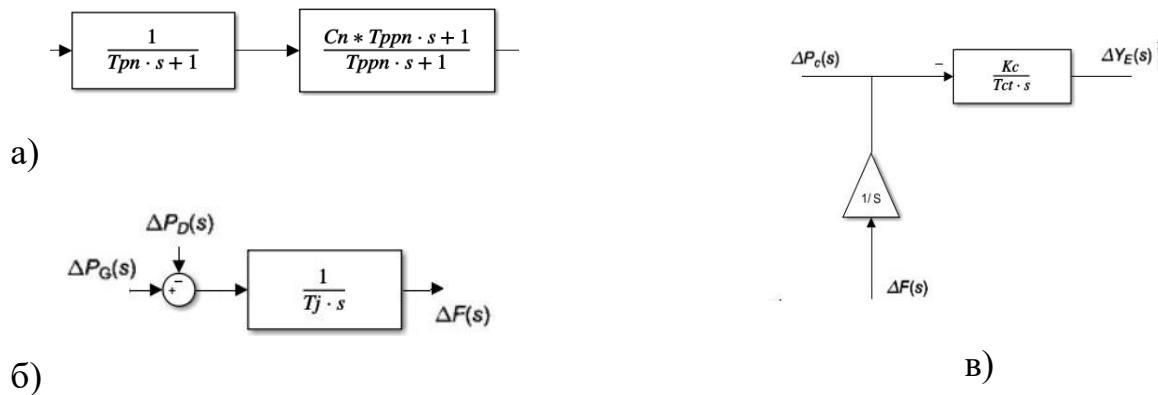
можливості щодо удосконалення системи оперативного та автоматичного керування ОЕС України, тим самим забезпечуючи її відповідність вимогам ENTSO-E. Першою чергою зазначеної системи глобального моніторингу є проблемно-орієнтована система моніторингу, призначена для розв'язання найбільш актуальних задач оперативного керування ОЕС України, частина яких без створення такої системи не могла бути розв'язана взагалі, а якість результатів розв'язання іншої частини задач не завжди відповідала сучасним вимогам. Всі ці задачі розв'язуються на вищих рівнях ієрархії керування (ЕЕС, ОЕС), а використання відповідних результатів має істотний системний вплив на режими функціонування ОЕС України. В Інституті електродинаміки НАН України алгоритми адаптивної протиаварійної автоматики було реалізовано у спеціальній програмі. Призначення програми – розрахунок об'єму керівних дій у складі центрального комплексу адаптивної протиаварійної автоматики забезпечення стійкості ОЕС України у Південному перетині ОЕС з використанням узгодженого протоколу обміну інформацією. Для вводу інформації щодо складу керівних дій автоматики, які здійснюють встановлені у визначених вузлах електричної мережі пристрої САВН, була задана послідовність вимикання навантаження згідно із заздалегідь визначеною чергою та величину активної потужності яка вимикається у кожному вузлі. Реалізовано також аварійні збурення в енергосистемі (вимикання ліній електричній мережі або генераторів на електростанціях) які є пусковими органами (ПО) автоматики.

## РОЗДІЛ 2. МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ

Для дослідження процесу регулювання частоти необхідно проаналізувати перехідні процеси при виникненні в енергосистемі збурень, що призводять до відхилення частоти, та наявність і вплив на режим відповідних резервів потужності для забезпечення первинного, вторинного і третинного регулювання частоти. Специфікою таких досліджень є неможливість проведення натурних експериментів та необхідність застосування для цього моделювання режимів енергосистем. Питанню моделювання режимів ЕЕС увагу приділяли багато фахівців [8-12].

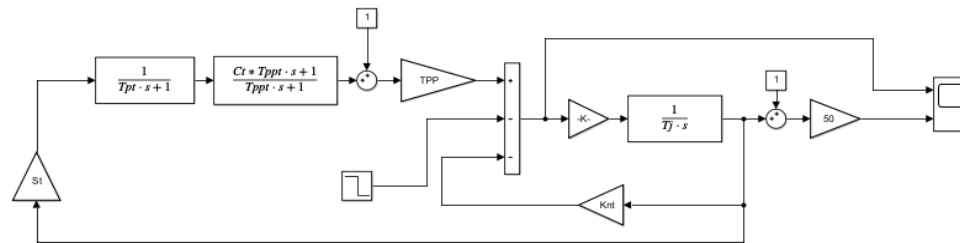
Математична модель процесу зміни частоти в енергосистемі при виникненні збурень повинна враховувати особливості структурної будови системи, наявність та характеристики окремих засобів та систем автоматичного регулювання режимами роботи тощо. Найбільш універсальними засобами для моделювання є пакети прикладних програм MatLab, Mathcad, Mathematica, Eureka, Derive, Maple та ін. Для вирішення поставленої задачі було застосоване моделювання у Simulink [34]. Опис моделі енергосистеми Енергетична система як об'єкт моделювання в середовищі MatLab Simulink являє собою сукупність пов'язаних спільним режимом роботи блоків генерування, передачі та споживання електроенергії, які враховують властивості, специфіку будови й функціонування кожного елементу енергосистеми, а також особливості, які притаманні системі в цілому при роботі енергооб'єднання в різних режимах.

На рис. 2.1 показані моделі у MatLab Simulink окремих блоків компонентів, що входять до складу елементів ЕЕС, які враховують особливості побудови, технологічного процесу та умови роботи цих компонентів в складі енергетичних установок через значення коефіцієнтів, передатних функцій тощо [35-37].



**Рисунок 2.1 – Моделі окремих блоків компонентів елементів ЕЕС:  
а) парової турбіни; б) генератора; в) системи регулювання швидкості турбіни**

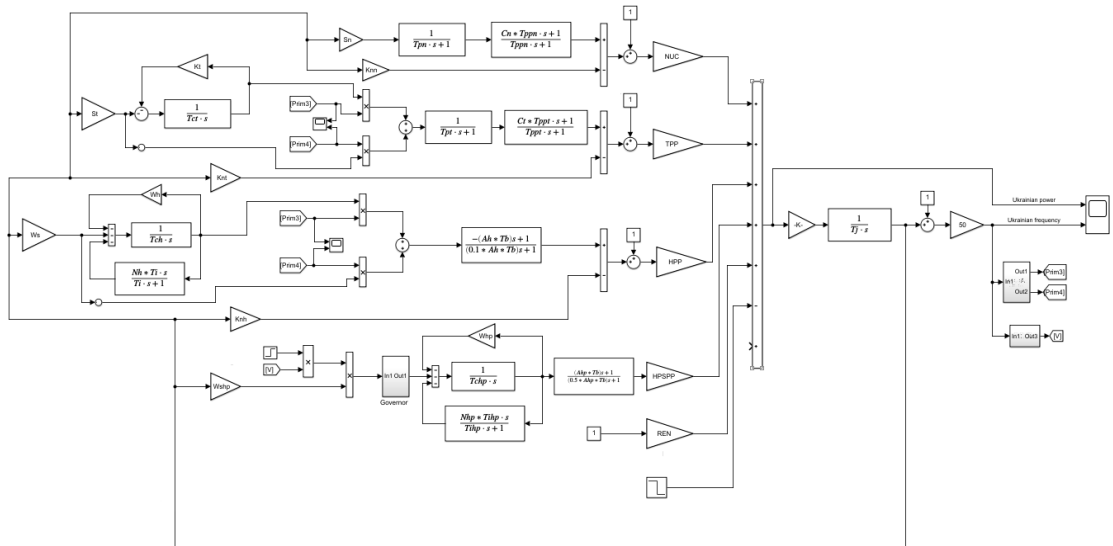
Шляхом об'єднання блок-схем окремих компонентів елементів ЕЕС були змодельовані елементи ОЕС України: різні за типами джерела живлення (АЕС, ТЕС, ГЕС, ВДЕ), споживачі, регулятори тощо. Для прикладу на рис. 2.2. представлено блок-схему моделі АЕС.



**Рисунок 2.2 – Модель АЕС**

## 2.1. Модель ОЕС України

Використовуючи окремі блоки елементів ЕЕС, була побудована модель ОЕС України з урахуванням всіх особливостей об'єкта моделювання (рис. 2.3). Модель враховує основні параметри, які впливають на режим роботи енергосистеми, особливості характеристик автоматичних регуляторів, які застосовуються для забезпечення режиму, а також сталу механічну інерцію і статизм енергосистеми.

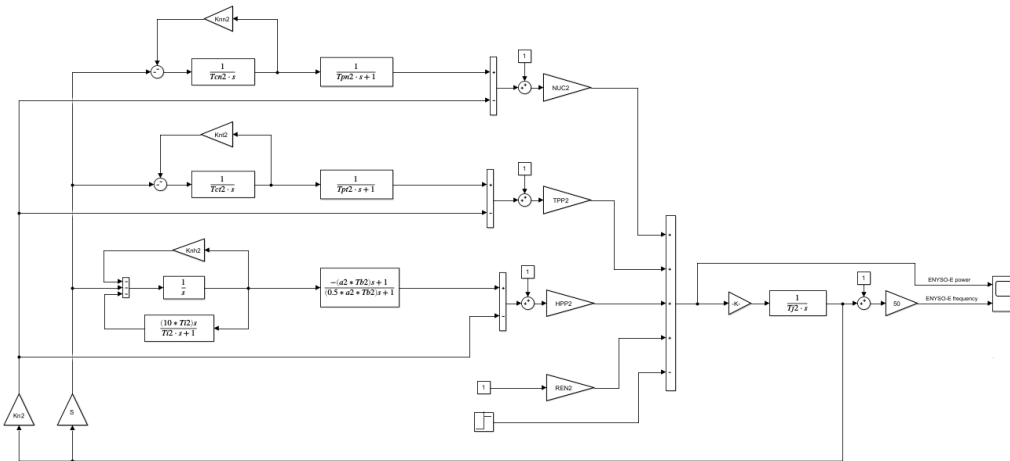


**Рисунок 2.3 – Модель ОЕС України для дослідження частоти**

ТЕС і ГЕС виконані з наявністю первинного регулювання частоти. Модель виконана з урахуванням нечутливості регулятора турбіни для немодернізованих електростанцій. Модель ОЕС України також враховує вторинний регулятор частоти для ГЕС та ТЕС з резервом 480 МВт. Блок АЕС не включає первинну систему управління, оскільки в Україні на даний момент ці станції лише модернізуються для участі в первинному регулюванні. Аналіз режимів ОЕС України при переході до встановлення квазістаціонарного стану триває від 7 до 12 с, що цілком відповідає реальним даним [20].

## 2.2. Модель енергосистеми Європи

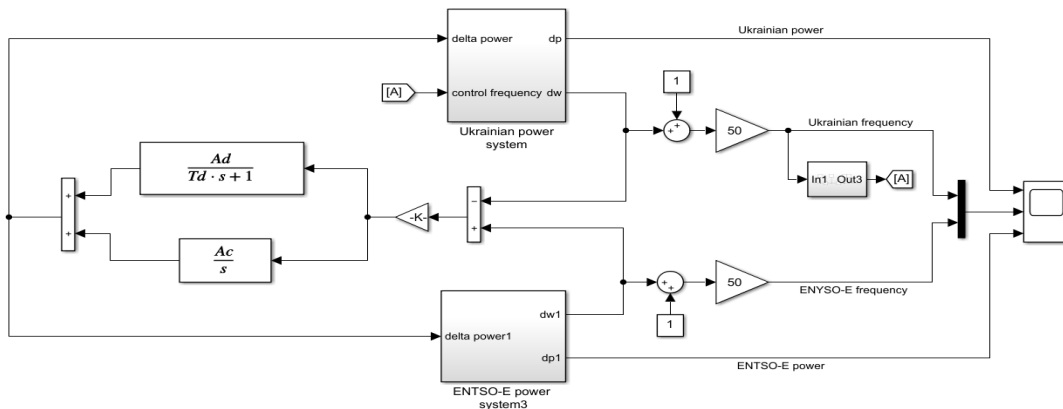
Енергетична система Європи побудована аналогічним чином, вона представлена в більш спрощеній формі, оскільки має значну вагу і більш стабільний стан (рис. 2.4). Модель враховує відмінні особливості об'єкту дослідження: структуру і специфіку виробництва енергії, особливості регулювання режимів (первинний контроль мають всі електростанції).



**Рисунок 2.4 - Модель енергосистеми ENTSO-E для дослідження частоти**

### 2.3. Модель енергооб'єднання ОЕС України та енергосистеми Європи

Модель енергооб'єднання ОЕС України та енергосистеми Європи, яка дозволяє дослідити особливості як автономного, так і паралельного режиму роботи цих систем, представлена на рис. 2.5.



**Рисунок 2.5 – Модель енергооб'єднання ОЕС України з ENTSO-E**

Достовірність моделі була підтверджена співставленням результатів моделювання процесу зміни частоти при нормальних та аварійних режимах в ОЕС України з даними, які отримані іншими дослідниками [8-10] та значеннями

частоти в ОЕС України, які зафіксовано НЕК Укренерго [20]. Максимальна величина похибки розрахунку частоти становила 1,2% при моделюванні нормальних та 1,5% при аварійних режимах роботи енергосистеми, що підтверджує достовірність побудованої моделі.

#### 2.4. Дослідження режимів роботи енергосистеми

З використанням розробленої моделі проведений комплекс розрахунків перехідних процесів при виникненні різних за величиною збурень при автономній роботі енергосистем ОЕС України та ENTSO-E, а також при їх об'єднанні на паралельну роботу.

Для інтеграції в європейську енергосистему ОЕС України повинна запровадити ефективне регулювання частоти в ізольованому режимі роботи, під час якого повинна зберігати відхилення частоти в допустимих межах. Максимальне збурення в такому режимі буде при відключенні найпотужнішого генератора системи (1 ГВт на Хмельницькій АЕС). Для дослідження цього режиму була змодельована ситуація при відключенні генеруючої потужності 1000 МВт при роботі ОЕС України в ізольованому режимі. Зміна параметрів режиму для енергосистеми в цьому режимі показана на рис. Д.1, представленою в додатках.

Аналіз результатів моделювання такого режиму показав, що частота в ОЕС України не відповідає ні європейським [17, 33], ні українським [16] вимогам, так як при втраті 1000 МВт генеруючої потужності динамічне відхилення в ОЕС України буде в діапазоні 1 Гц, що призведе до активації автоматичного частотного розвантаження. Також квазістатичне відхилення складе більше  $\pm 0,4$  Гц, що є неприпустимим режимом роботи. Резерв вторинного регулювання має значення в 480 МВт, що охоплює тільки половину дисбалансу.

Також було проаналізовано режим відключення енергоблоків потужністю 100 МВт (рис. Д.2) і 200 МВт (рис. Д.3). В результаті цього експерименту з'ясувалося, що ОЕС України зможе протистояти відключенням потужності 200 МВт на

електростанції або різкому зниженню навантаження аналогічного розміру. Динамічне відхилення частоти буде допустимим (в межах  $\pm 0,4$  Гц), в той час, як квазістатичне відхилення частоти буде в межах  $\pm 0,2$  Гц, що є недопустимим.

Таким чином, дослідження показало, що в ізольованому режимі ОЕС України буде працювати з показниками, які не відповідають вимогам до регулювання частоти [16,17, 33]. Для вирішення цієї проблеми необхідно запровадити додаткові резервні потужності та модернізувати обладнання електростанцій з метою забезпечення первинного і вторинного регулювання частоти відповідно до європейських стандартів [33].

Для дослідження автономної роботи енергосистеми Європи був змодельований режим при втраті найбільшої одиниці електростанції (3000 МВт) при максимальному навантаженні в енергосистемі (рис. Д.4). Аналіз результатів показав, що частота при впливі такого за величиною збурення буде перебувати в допустимих межах як для динамічного відхилення частоти ( $\pm 0,8$  Гц), так і для квазістатичних відхилень ( $\pm 0,2$  Гц). Це підтверджує якісну і стійку роботу енергосистеми ENTSO-E з урахуванням виконання всіх вимог [33].

Також при втраті 1000 МВт генерації (рис. Д.5) або навантаження (рис. Д.6) енергосистема ENTSO-E буде залишатись стабільною, тобто при такому порушенні режиму відхилення частоти буде в межах вимог [33].

Таким чином, моделювання показало, що в автономному режимі роботи енергосистема Європи працює з дотриманням всіх вимог з регулювання частоти і потужності [33].

При об'єднанні ОЕС України та ENTSO-E на паралельну роботу побудована модель дозволяє дослідити зміну частоти в обох енергосистемах та особливості впливу первинного і вторинного регулювання. Були розглянуті процеси при виникненні різних за величиною збурень в ОЕС України (рис. Д.7, Д.8) та в енергосистемі ENTSO-E (рис. Д.9).

Аналіз результатів моделювання цих режимів показав, що при втраті потужності генерації 1000 МВт в ОЕС України відхилення частоти в обох

енергосистемах будуть в допустимих межах. При цьому частота енергосистеми ENTSO-E буде незначно відрізнятися, що вказує на велику вагу енергосистеми, а порушення, які для ОЕС України вважаються неприйнятними в автономному режимі роботи, при паралельній роботі, будуть компенсовані за рахунок резервів по-тужності енергосистеми ENTSO-E, що забезпечить допустимі межі відхилення частоти в ОЕС України відповідно до [33].

При небалансі у разі втрати потужності генерації 3000 МВт з боку ENTSO-E відхилення частоти в ОЕС України також буде в допустимих межах. При цьому порушенні режиму буде присутній асинхронний режим в перехідному процесі, але значно менше, ніж коли виникнення небалансу відбувається з української сторони.

Таким чином, об'єднання ОЕС України з енергосистемою ENTSO-E сприятиме підвищенню стійкості ОЕС України до великих збурень. Для виконання умов щодо об'єднання енергосистем виникає необхідність вирішення низки питань стосовно забезпечення пропускної здатності ЛЕП, забезпечення статичної стійкості окремих частин енергосистеми та показників якості електричної енергії, що потребує проведення додаткових досліджень.

## **2.5. Моделювання дії АЧР**

В теорії і практиці протиаварійного керування режимами ЕЕС окремо від проблеми стійкості паралельної роботи синхронних машин в умовах великих і малих збурень розглядається проблема підтримання змін частоти струму ЕЕС як цілого і системи автоматичного частотного розвантаження (АЧР), які забезпечували дотримання відповідних вимог.

Система обмеження аварійного зниження або підвищення частоти (СОЗПЧ) – це сукупність протиаварійних автоматик, призначення яких – не допустити неприйнятних за величиною і тривалістю значень частоти струму в ЕЕС після великих раптових збурень, які суттєво змінюють баланс активної

потужності в системі або окремому районі – вимикання генераторів або відокремлення незбалансованої частини енергосистеми. До складу СОЗПЧ входять: автоматика частотного розвантаження (АЧР), з двома підсистемами – АЧР-1 (швидкодіюча) та АЧР-2 (з витримкою часу), частотна ділильна автоматика (ЧДА); додаткова автоматика розвантаження (ДАР), яка діє за фактом вимикання заданих елементів електричної мережі, які можуть призвести до раптового виникнення великого дефіциту активної потужності в районі енергосистеми в разі його відділення. Автоматичне обмеження зниження частоти (АОЗЧ) (рис.2.6) призначене забезпечення живучості ЕС у разі виникнення значного дефіциту активної потужності окремих її частинах (регіонах) зі своїми аварійним відділенням і глибоким (нижче 49,0 Гц) зниженням частоти (і напруги, як наслідок зниження частоти) , що створюють загрозу пошкодження обладнання електростанцій, безпеки роботи АЕС, порушення нормальної роботи енергоприймаючих установок споживачів, а також виникнення лавини частоти та напруги з повним припиненням електропостачання. АОЗЧ має забезпечувати припинення процесу аварійного зниження частоти та підйом її до рівня, при якому енергосистема за умовами роботи обладнання та власних потреб електростанцій може працювати тривалий час (понад 49,0 Гц), а також часткове або повне відновлення електропостачання відключеного навантаження споживачів при нормалізації частоти. Для виконання цих функцій здійснюється: автоматичне частотне введення резерву (АЧВР) при зниженні частоти нижче мінімально допустимих значень до верхніх уставок АЧР; автоматичне частотне розвантаження (АЧР) при зниженні частоти нижче 49,0 Гц; додаткове автоматичне розвантаження при місцевих дефіцитах активної потужності з великою швидкістю зниження частоти; виділення електростанцій (енергоблоків) на забезпечення власних потреб або на збалансоване навантаження; частотне автоматичне повторне включення (ЧАПВ) відключених споживачів. АОЗЧ забезпечує виконання вимог за рахунок

використання резервів генеруючої потужності та відключення навантаження споживачів. При цьому потужність навантаження, що відключається, не повинна перевищувати аварійний дефіцит потужності, що виник. В цілому, необхідно проектувати системи АОЗЧ таким чином, щоб мінімізувати кількість навантаження, що відключається.

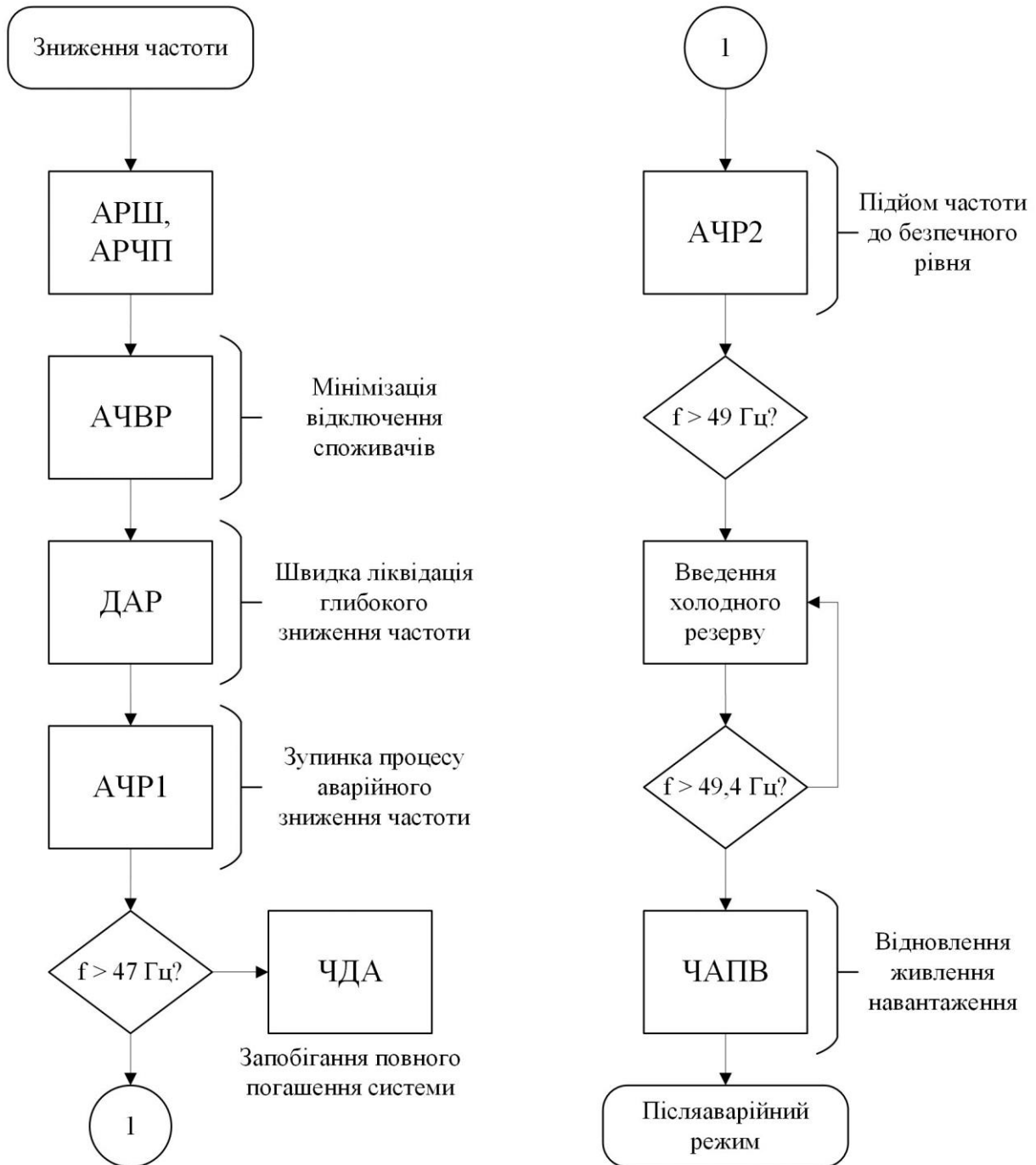


Рис.2.6 Загальна структура моделювання АОЗЧ

АОЗЧ поділяються на пристрої:

АЧВР - автоматичне частотне введення резерву;

АЧР - автоматичне частотне розвантаження;

ДАР - додаткове автоматичне розвантаження;

ЧДА - частотна ділильна автоматика;

ЧАПВ – частотне автоматичне повторне включення.

Для виконання своїх функцій пристрою, що входять до АОЗЧ, контролюють:

величину, тривалість та/або швидкість зниження частоти;

фактори, що характеризують виникнення місцевого дефіциту активної потужності без контролю зміни частоти (для ДАР): відключення генеруючого обладнання, лінії живлення електропередачі або трансформаторного обладнання (з контролем величини та напрямки потужності в попередньому режимі) і т.д. Черговість роботи компонентів АОЗЧ досягається вибором уставок за частотою і часом спрацьовування пристроїв. Насамперед на зниження частоти реагують регулятори швидкості турбін (первинне регулювання) і АРЧП, але за аварійних дефіцитах їх роботи зазвичай мало. Далі, з метою мінімізації обсягів відключення споживачів входить у роботу АЧВР. Пристрої АЧВР призначені на зниження дефіциту активної потужності з метою запобігання спрацьовування пристроїв АЧР на відключення споживачів електричної енергії. Пристрої АЧВР повинні діяти при зниженні частоти в енергосистемі до 49,4–49,7 Гц.

Додаткове автоматичне розвантаження (ДАР). У ряді аварій можливе виникнення великих дефіцитів потужності та, як наслідок, швидке зниження частоти. Такі аварійні ситуації переважно характерні окремих дефіцитних районів чи енергосистем і малоймовірні у великих енергооб'єднаннях.

Якби відключення навантаження пристроями АЧР відбувалося за таких аварій миттєво (т. е. в останній момент зниження частоти до уставки спрацьовування пристрою), можна було б уникнути глибоких зниження

частоти. Однак насправді навіть при правильно обраному об'ємі, правильному налаштуванні та розміщенні АЧР великі дефіцити потужності призводять, як правило, до глибокого (хоча в окремих випадках та короткочасного) зниження частоти. Це відбувається через наявність невеликих витримок часу черг АЧР1 і власного часу вимикачів. Таким чином, може не виконуватися одна з основних вимог, що пред'являються до АЧР, і виникає небезпека порушення електростанцій. Крім того, глибоке зниження частоти, як правило, одночасно супроводжується глибоким зниженням напруги. Що в окремих випадках може спричинити неправильну роботу пускових органів АЧР.

У разі великих дефіцитів потужності (понад 45% споживання) необхідно передбачати систему ДАР. ДАР має бути швидкодіючим і спрацьовувати на початку процесу зниження частоти – до початку роботи АЧР1 або у процесі спрацьовування її перших черг. ДАР повинна забезпечувати прискорене відключення заданої потужності енергоприймаючих установок споживачів та сприяє зменшенню глибини та швидкості зниження частоти, чим покращує умови дії АЛР.

Основною відмінністю ДАР від АЧР і те, що на відміну АЧР, пусковими органами ДАР є реле частоти. Вона запускається за непрямыми факторами, що характеризують виникнення місцевого дефіциту активної потужності. Відключення генераторів, ліній живлення, силових трансформаторів і т.д. з контролем напруги та величини перетоків активної потужності в попередньому режимі.

Обсяг ДАР вибирається таким чином, щоб дефіцит, що залишився, міг бути ліквідований АЧР у штатному порядку. При цьому допускається підключення ДАР та АЧР до одних енергоприймальних установок, але при цьому внаслідок дії АЧР та ДАР має забезпечуватись збереження частоти вище 49,0 Гц.

Частотна ділильна автоматика (ЧДА). У ряді випадків дія АЧР може

виявитися неефективною через недостатню швидкодію пристроїв розвантаження або їх можливої відмови при глибокому зниженні напруги, як правило, що має місце одночасно з глибоким зниженням частоти.

За такої роботи відбувається зниження продуктивності потреб електростанцій, відключення блоків технологічними захистами (обмеження мінімальної швидкості обертання турбіни). Ці явища можуть призвести до зниження частоти - тобто. лавини частоти.

ЧДА застосовується як останній засіб, щоб не допустити повної зупинки електростанцій за рахунок збереження в роботі потреб електростанцій, а також для живлення тих споживачів, які не допускають перерви в харчуванні.

Збереження у роботі частини генераторів дозволяє прискорити відновлення системи. Виділяють три можливі схеми роботи ЧДА:

виділення генератора на власні потреби

виділення генеруючого обладнання на власні потреби кількох генераторів / всієї електростанції

виділення генеруючого обладнання на ізолюваний енергорайон.

В програмній реалізації передбачено окремий блок моделювання автоматики, який складається з інтерфейсу завдання умов спрацьовування та дії пристроїв ПА, програми кодування заданих впливів та програми, яка забезпечує їх врахування при розрахунку перехідного режиму ЕЕС. Для врахування АЧР планується зробити окремий програмний блок зі своїм інтерфейсом.

Зниження генерації при постійному навантаженні веде до зниження частоти в енергосистемі, перехідний процес якої описується рівнянням:

$$T_j p^2 \delta + D p \delta = P_m - P_n ,$$

де  $T_j$  – еквівалентна постійна часу енергосистеми;  $\delta$  – кут відхилення вектора е.р.с. еквівалентного генератора від первісного значення;  $D$  – коефіцієнт демпфування, що враховує регулюючий ефект навантаження та зміна

потужності турбіни у функції частоти;  $P_t$  – потужність турбіни, обумовлена відкриттям регулюючого органу;  $P_n$  – потужність навантаження без урахування регулюючого ефекту;  $p$  – знак диференціювання.

Коефіцієнт демпфування дорівнює:

$$D = \frac{dP_n}{df} - \frac{dP_m}{df},$$

де  $dP_n / df = k_n$  – регулюючий ефект навантаження;

$dP_m / df$  – коефіцієнт, що визначає зміну потужності турбіни в залежності від зміни частоти при постійному відкритті регулюючого органу.

З урахуванням  $p\delta = \Delta f$ :

$$T_j p \Delta f + \frac{dP_n}{df} \Delta f - \frac{dP_m}{df} \Delta f = P_m - P_n = \Delta P.$$

де  $\Delta f$  і  $\Delta P$  виражені в в.о.

Зазвичай

$$\frac{dP_m}{df} < \frac{dP_n}{df}, \text{ тому } D \cong \frac{dP_n}{df} \cong \frac{\Delta P_n}{\Delta f} = k_n$$

$$T_j p \Delta f + k_n \Delta f = \Delta P,$$

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P}{k_n} \left( 1 - e^{-t/T_j} \right).$$

Структурну схему агрегату, що працює в енергосистемі, показано на рис. 2.6. Регулятор частоти обертання реагує на відхилення частоти номінальною та впливає на турбіну. Потужність турбоагрегату врівноважується навантаженням  $P_n$ .

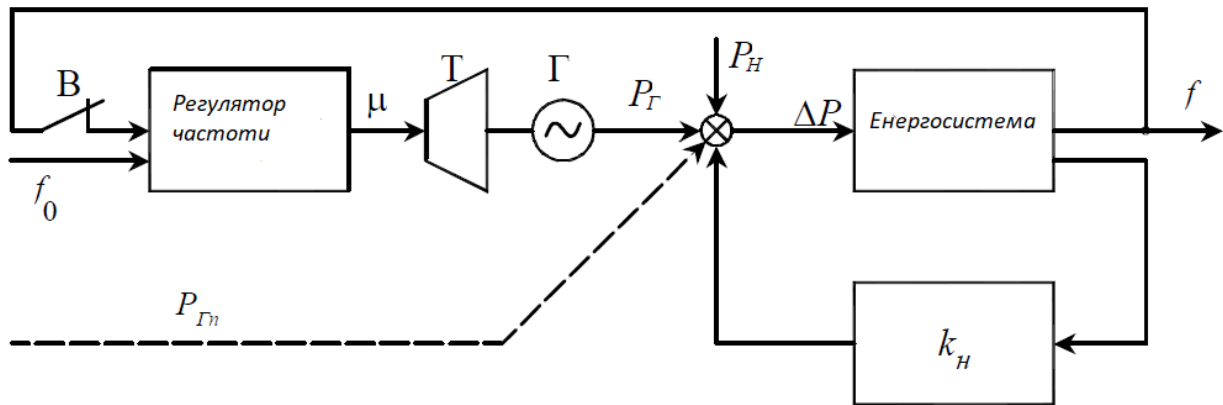


Рис. 2.7. Структурна схема агрегату при роботі на енергосистему

При ступінчастому впливі небалансу потужності  $\Delta P$  характер зміни частоти залежить від наявності резерву, що обертається. Якщо є достатній резерв потужності, то при зниженні частоти регулятор частоти обертання збільшить відкриття регулюючого органу турбіни. Потужність турбіни є функція частоти і перехідний процес в енергосистемі буде відбуватися по кривій 1 (рис. 2.7). При нестачі резерву потужності перехідний процес піде кривою 2. За відсутності резерву потужність турбіни стала  $P_T = \text{const}$ . Регулятор частоти не діє, що відповідає відключенню ключа В (рис. 2). У разі структурна схема спрощується (рис. 2.8). При дії небалансу потужності  $\Delta P$  зміна частоти у часі визначається виразом

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{k_H} (1 - e^{-t/T_J'}) .$$

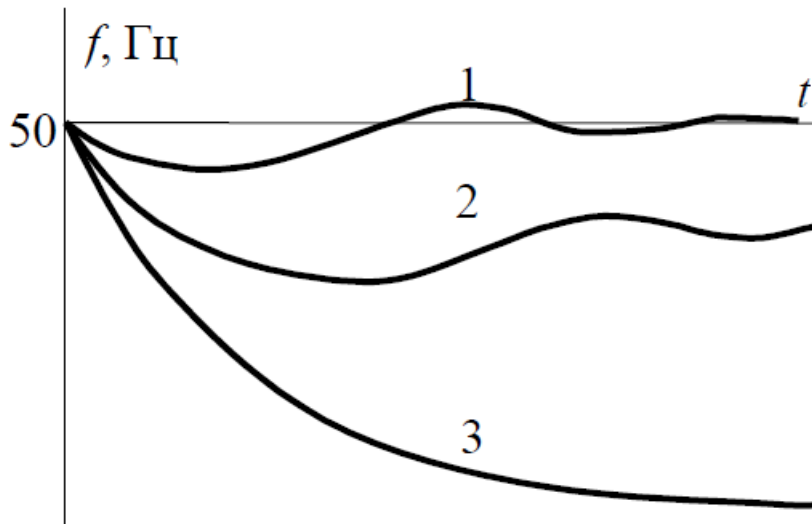


Рис. 2.8. Графіки перехідних процесів у енергосистемі

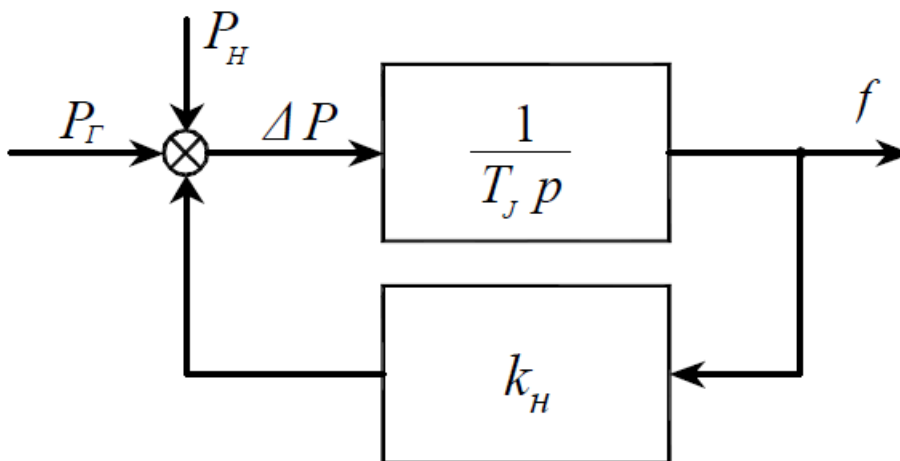


Рис.2.9. Структурна схема агрегата при  $P_m = \text{const}$

Якщо небаланс потужності  $\Delta P < 0$ , то частота знижується за експоненційним законом на величину  $\Delta f_{уст} = \Delta P / k_H$  и в установившемся режимі буде рівна  $f_{уст} = 50 - \Delta f_{уст}$ . Процес зниження частоти показан в виді кривою 3 (рис. 2).

На сьогодні надійна експлуатація об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України неможлива без використання сучасних засобів регулювання частоти та активної потужності.

Таке регулювання може здійснюватися як за рахунок керування генерацією за допомогою системами автоматичного регулювання частоти та

активної потужності, яка працює в нормальному та післяаварійному режимах, так і за рахунок керування обсягами споживання автоматикою частотного розвантаження (АЧР), яка працює лише в аварійних ситуаціях. Однією з основних проблем експлуатації енергосистем є забезпечення її надійної та стійкої роботи в аварійних режимах. Відповідно до проведеного аналізу світового досвіду[1], виникнення найважчих аварій зазвичай пов'язане з втратою значних обсягів генерувальних потужностей або втратою зв'язків району зі значним обсягом навантаження, що зараз має місце в ОЕС України. Для запобігання розвитку аварій, пов'язаних із дефіцитом активної потужності та зниженням частоти, використовують пристрої АЧР. Зважаючи на надзвичайну важливість роботи АЧР під час ліквідації аварійних режимів, що супроводжуються зниженням частоти, моделювання АЧР набуває особливої актуальності.

#### Динаміка зниження частоти під час дії АЧР

Якщо припустити, що обертовий резерв в енергосистемі відсутній. У такому разі, при виникненні дефіциту генерації  $\Delta P$ , частота в системі знижуватиметься за експоненціальним законом

$$\Delta f_{*,0} = \frac{\Delta P^*}{k_H} (1 - e^{-t/T_J}),$$

де  $\Delta P^*$  и  $\Delta f_{*,0}$  виражені у в.о. При частоті  $f - f_1$  спрацює перша черга розвантаження та відключить споживачів на потужність  $\Delta P_1$ . За рахунок регулюючого ефекту навантаження споживання знизиться на величину  $k_H \Delta f^* = -2k_H(50 - f_1)$ . Таким чином, подальше зниження частоти визначиться виразом

$$\Delta f_{*,1} = \frac{-\Delta P + \Delta P_1 + 2k_H(50 - f_1)}{k_H} \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_J}} \right).$$

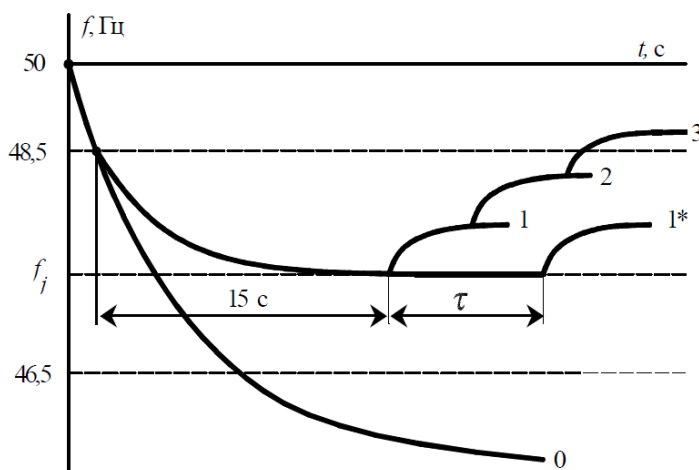
Після  $i$ -го ступеня розвантаження зниження частоти буде

$$\Delta f_{*,i} = \frac{-\Delta P + \sum \Delta P_i + 2k_n(50 - f_i)}{k_n} \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_J}} \right).$$

За деякої частоти  $f_j$  настане баланс потужностей, тобто. первісний дефіцит генерації буде компенсований рахунок зниження споживання, внаслідок регулюючого ефекту навантаження і з допомогою відключення споживачів, тобто

$$-\Delta P + \sum \Delta P_j + 2k_n(50 - f_j) = 0.$$

В такому випадку  $\Delta f_j = 0$  та подальше зниження частоти припиниться. У цьому дію АЧР-1 закінчується, а частота  $f_j$  перебуватиме в межах  $48,5 > f_j > 46,5$  Гц. Дія АЧР-2 починається після того, як завершиться робота черг АЧР-1, тобто. при частоті  $f_j$  і через 10-15 с після запуску АЧР. Перша черга АЧР-2 відключить навантаження  $P_{n1}$ , внаслідок чого частота почне підніматися. Потім. спрацює друга черга АЧР-2. Частота підніметься ще вищою. У прикладі після третьої черги частота перевищить значення 48,5 Гц, після чого дія АЧР-2 припиниться. Таким чином, АЧР-2 «витягне» частоту лише трохи вище 48,5 Гц (рис. 2.9).



**Рис. 2.10. Графік роботи АЧР-1 і АЧР-2**

Існує лінеаризована модель АЧР-1. Для спрощення теоретичних досліджень процесу зниження частоти при дії АЧР1 пропонується збільшити

число черг до нескінченності  $n \rightarrow \infty$  [3, 8]. У такому разі при нескінченно малому відхиленні частоти проводиться нескінченно мале відключення споживачів, а ступінчаста характеристика частотного розвантаження АЧР-1 (рис. 4) вироджується в пряму лінію. Лінеаризація моделі розвантаження значно полегшує аналіз динаміки зниження частоти при дії АЛР. Що ж до практичної реалізації частотної розвантаження, вона повинна здійснюватися кінцевим числом ступенів. Якщо ввести поняття густини розвантаження

$$k_p = \frac{dP_p}{df}$$

Якщо прийняти розвантаження рівномірної у всьому діапазоні дії АЧР, то

$$\frac{dP_p}{df} \cong \frac{\Delta P_p}{\Delta f} = k_p = const$$

Тому, починаючи з частоти  $f_1$ , дія розвантаження в рівнянні енергосистеми:

$$T_J p \Delta f + k_n \Delta f + k_p \Delta f = -\Delta P + 2k_n (50 - f_1) = \Delta P^*,$$

а передатна функція енергосистеми з урахуванням дії АЧР

$$W(p) = \frac{\Delta f}{\Delta P^*} = \frac{1}{T_J p + k_n + k_p}.$$

буде

Приймаючи  $k = k_n + k_p$ , отримаємо

$$W(p) = \frac{\Delta f}{\Delta P^*} = \frac{1}{k_\Sigma (T_J p + 1)},$$

де

$$T_J'' = \frac{T_J}{k_\Sigma}.$$

Зниження частоти в часі відбуватиметься таким чином: до початку дії АЧР по експоненті з постійної часу  $T_J'$ , а з моменту спрацювання першої черги АЧР згідно з виразом

$$\Delta f = \frac{-\Delta P + 2k_n(50 - f_1)}{k_\Sigma} (1 - e^{-t/T_J''}).$$

Значення відхилення частоти, що встановилося, за рахунок дії АЧР

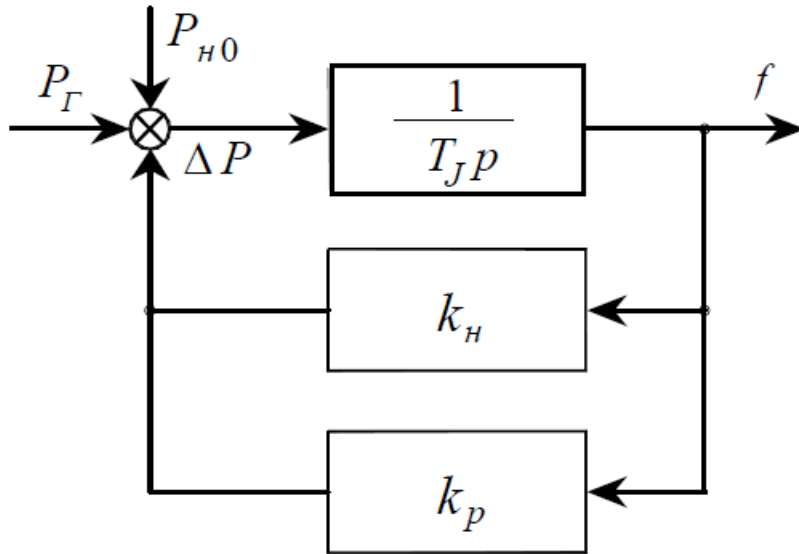
$$\Delta f_{уст} = \frac{-\Delta P + 2k_n(50 - f_1)}{k_\Sigma},$$

буде

а частота встановиться за значення

$$f_{уст} = 50 - f_1 - \Delta f_{уст}.$$

На рис. 2.9 де показана структурна схема моделі енергосистеми з каналом частотного розвантаження.



**Рис.2.10.** Структурна схема моделі енергосистеми з каналом частотного розвантаження

## 2.6. Алгоритми протиаварійного керування

У літературі можна знайти багато різних алгоритмів протиаварійного керування, кожен із яких спрямований на забезпечення безпеки, стабільності та надійності електроенергетичних систем. Один із таких алгоритмів - "Автоматичне відновлення після аварії" (Automatic Restoration after Blackout). Його основна мета полягає в швидкому відновленні роботи системи після перебоїв, а також в автоматичному включенні необхідних компонентів, що були вимкнені під час аварії. Цей алгоритм забезпечує оперативне відновлення електропостачання та уникнення подальших збоїв в системі [ ].

Інший підхід - "Алгоритм оптимізації потужності генераторів з урахуванням обмежень щодо стабільності системи". Цей алгоритм спрямований на здійснення оптимального розподілу потужності між генераторами з метою забезпечення стабільної роботи системи навіть у складних умовах навантаження та обмежень. Використання цього алгоритму дозволяє уникнути перевантажень

генераторів та підтримувати стійкість електроенергетичної системи [ ].

### Методи оптимізації та побудови моделей

Під час розвитку алгоритмів автоматики протиаварійного керування є критично важливим вибір оптимальних методів оптимізації та побудови математичних моделей систем. В літературі зустрічаються різноманітні підходи до оптимізації, такі як генетичні алгоритми, алгоритми імітації відпалу, еволюційні алгоритми та метаевристичні методи, що дозволяють знаходити найкращі рішення для конкретних завдань у складних умовах роботи систем [ ]. Вибір конкретного методу оптимізації залежить від характеристик системи, природи завдання та обмежень, що необхідно враховувати. Побудова математичних моделей систем також є складним процесом, оскільки електроенергетичні системи можуть бути дуже складними та динамічними. Використання різних підходів до моделювання, таких як статистичні методи, теорія систем та теорія контролю, може допомогти створити точні та адекватні моделі системи. Застосування сучасних програмних інструментів та комп'ютерних технологій дозволяє ефективно побудовувати та аналізувати математичні моделі електроенергетичних систем [ ].

### Моделювання та імітація аварій

Проведення експериментів на реальних електроенергетичних системах може бути дорогим та небезпечним завданням. Тому, моделювання та імітація аварій на комп'ютерних системах стає все більш популярним засобом для вивчення та тестування алгоритмів протиаварійного керування [6]. Сучасні програмні комплекси дозволяють створювати досить точні моделі електроенергетичних систем та проводити експерименти з різними сценаріями аварійних ситуацій. Моделювання аварій допомагає оцінити ефективність розроблених алгоритмів, визначити їхні переваги та недоліки, а також забезпечує можливість проводити повторні експерименти з різними параметрами для вдосконалення алгоритмів протиаварійного керування. Такий

підхід дозволяє знизити ризик виникнення аварій та розробити більш ефективні та надійні системи протиаварійного керування.

#### Алгоритм автоматичного відновлення після аварії

Алгоритм автоматичного відновлення після аварії є одним із основних підходів до забезпечення стабільності та надійності роботи електроенергетичних систем після виникнення аварій. У літературі описано кілька підходів до реалізації цього алгоритму, таких як основані на методі корекції відхилень, методі відновлення критичних вузлів та інші [2]. Для розвитку таких алгоритмів важливо враховувати різні варіанти режимів роботи системи та можливі типи аварій, що можуть виникати. Дослідники активно працюють над удосконаленням цих алгоритмів з метою забезпечення більшої надійності та ефективності їх роботи. Один із прикладів дослідження алгоритму автоматичного відновлення після аварії було представлено в роботі "Self-Healing Control Scheme for Power System Restoration after Blackout" [6]. В даній роботі автори розробили алгоритм, який дозволяє автоматично відновлювати роботу електроенергетичної системи після аварійних ситуацій шляхом швидкого переключення та підключення вимкнених компонентів, що дозволяє зменшити час відновлення системи. Дослідження показало ефективність цього алгоритму у забезпеченні стабільності системи після виникнення аварій.

#### Аналіз алгоритмів оптимізації потужності генераторів

Алгоритми оптимізації потужності генераторів є іншим ефективним підходом до протиаварійного керування. Вони дозволяють здійснювати розподіл потужності між генераторами таким чином, щоб забезпечити максимальну стабільність системи та запобігти перевантаженням []. Застосування алгоритмів оптимізації потужності генераторів дозволяє підтримувати баланс між виробництвом та споживанням електроенергії, зменшуючи можливість виникнення перевантажень та аварій. Один зі способів

оптимізації потужності генераторів можна знайти в роботі "Evolutionary Algorithms for Power System Optimization: A Review" [1]. У цій статті автори представляють огляд різних еволюційних алгоритмів, які використовуються для розв'язання задач оптимізації в електроенергетичних системах, включаючи розподіл потужності між генераторами з урахуванням обмежень. Дослідження показало, що застосування еволюційних алгоритмів дозволяє досягати оптимальних рішень щодо розподілу потужності та забезпечувати стабільність роботи системи.

#### Використання програмних комплексів для моделювання аварій

У сучасній епохі інформаційних технологій використання програмних комплексів для моделювання аварій є поширеним підходом [2]. Такі програмні засоби дозволяють створювати складні моделі електроенергетичних систем та проводити експерименти з різними сценаріями аварій. Вони дозволяють досліджувати вплив різних факторів на роботу системи, включаючи реакцію на аварійні ситуації. Один із таких програмних комплексів - "Power System Simulation for Operator Training: Methods and Implementation" [3], дозволяє створювати віртуальні моделі електроенергетичних систем та проводити симуляції з різними варіантами роботи системи та сценаріями аварій. Це допомагає перевірити ефективність розроблених алгоритмів протиаварійного керування та визначити їхню поведінку в умовах реальних електроенергетичних систем.

#### Віртуальні тести аварійних ситуацій

Створення віртуальних тестів аварійних ситуацій є важливим етапом в розробці та валідації алгоритмів протиаварійного керування [4]. Це дозволяє перевірити ефективність алгоритмів у різних умовах та реальних сценаріях аварій. Віртуальні тести дозволяють імітувати різні ситуації, що можуть виникати у реальних електроенергетичних системах та перевірити реакцію алгоритмів на такі ситуації. Для проведення віртуальних тестів аварійних

ситуацій, дослідники можуть використовувати програмні комплекси, що надають інструменти для створення сценаріїв аварій, а також аналізу та валідації результатів. Використання віртуальних тестів є ефективним і безпечним способом перевірити роботу алгоритмів у різних ситуаціях, без впливу на реальні електроенергетичні системи.

#### Впровадження розроблених алгоритмів у реальних умовах

Одним із ключових етапів в розвитку алгоритмів протиаварійного керування є їх імплементація у реальних умовах електроенергетичних систем [ ]. Це може включати випробування алгоритмів на реальних системах з використанням контрольних сигналів. Імплементація розроблених алгоритмів у реальних системах дозволяє перевірити їхню працездатність та ефективність у реальних умовах експлуатації. Для імплементації алгоритмів протиаварійного керування можуть використовуватися спеціальні пристрої та обладнання для автоматичного керування електроенергетичними системами. Також важливо враховувати особливості конкретних систем та їхніх параметрів для успішної імплементації алгоритмів.

#### Експерименти та порівняння результатів

Для оцінки ефективності розроблених алгоритмів важливо провести експерименти та порівняти результати їх роботи з іншими підходами [ ]. Це допомагає виявити переваги та недоліки кожного з методів і визначити, який з алгоритмів є найбільш ефективним для конкретних умов. Для експериментів можуть використовуватися різні дані, включаючи реальні дані з електроенергетичних систем та віртуальні тести аварійних ситуацій. Результати експериментів допоможуть підтвердити ефективність розроблених алгоритмів та забезпечити їх подальше вдосконалення для забезпечення стабільності та безпеки роботи електроенергетичних систем.

Функції управління режимом та диспетчеризації в ОЕС здійснюють автоматизовані системи диспетчерського управління (АСДУ). До завдань,

розв'язуваних АСДУ як реального часу, належить протиаварійне автоматичне управління (ПАУ), реалізоване з допомогою системи протиаварійної автоматики.

За кордоном досліджуються алгоритми роботи систем узгодженого керування пристроями релейного захисту SIPS (System Integrity Protection Schemes), що вирішують завдання ПАУ в режимі реального часу. Першочерговим завданням ПАУ є забезпечення стійкості паралельної роботи районів управління, пов'язаних між собою контрольованими перетинами.

При вирішенні цього завдання необхідно максимально точно розрахувати обсяг керуючих впливів для забезпечення стійкості ОЕС в аварійних ситуаціях. Завдяки впровадженню системи моніторингу перехідних режимів (СМІР) для визначення запасів стійкості ОЕС та підвищення точності розрахунку обсягів можуть бути використані синхронізовані векторні вимірювання, у тому числі вимірювання кутів при напругах та струмах.

В Інституті електродинаміки проводились дослідження щодо моделювання регулювання частоти та потужності ОЕС України з врахуванням режимів роботи магістральних мереж та міждержавних перетинів ОЕС України за умов ізольованої, а також синхронної роботи ОЕС України з енергооб'єднаннями ОЕС/ЄЕС та ENTSO-E.

Огляд масштабних системних аварій, що мали місце у великих енергосистемах світу, показав, що основною причиною погашення районів, що відокремилися, є втрата генеруючих потужностей через каскадний розвиток аварій усередині даних енергорайонів [ ].

Найбільш характерний сценарій розвитку системної аварії із виділенням енергорайонів наступний. Втрата однієї з ліній зв'язку енергорайону в результаті стійкого пошкодження призводить до накидання потужності лінії зв'язку, що залишилися в роботі. В результаті цього на цих лініях виникає термічна навантаження або асинхронний режим, що ліквідуються автоматикою

обмеження перевантаження обладнання або автоматикою ліквідації асинхронного режиму (АЛАР), після чого відбувається виділення району на ізольовану роботу (з дефіцитом або надлишком потужності) [ ]. Виділення енергорайону з незбалансованим навантаженням та генерацією теплових електростанцій призводить до каскадного розвитку аварії та повного знеструмлення району із втратою власних потреб електростанції. Ефективним заходом збереження працездатності власних потреб електростанції при системних аваріях, пов'язаних зі зниженням частоти при виділенні великих енергорайонів або загальносистемному зниженні частоти, є частотна ділильна автоматика (ЧДА), призначена для відділення електростанції або її частини на збалансоване навантаження. Застосування цієї автоматики має на меті запобігання повному погашенню району та прискорення ліквідації аварії.

Системи протиаварійної автоматики зі значною часткою відновлювальної генерації В останні роки станції на основі відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), насамперед сонячні (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС), знаходять все більш широкого поширення як всвітових енергосистемах, так і в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України. Поряд з позитивними аспектами розвитку ВДЕ, такими, як зниження екологічного впливу на навколишнє середовище та збереження паливних ресурсів, збільшення частки відновлюваної генерації в структурі генеруючих потужностей також призводить до появи низки проблем, які пов'язані з ускладненням керування енергосистемами в нормальному та особливо аварійних режимах її роботи. Зокрема, це викликано появою певних обмежень щодо зміни параметрів режимів енергосистем, насамперед в частині забезпечення стійкості за напругою в аварійних режимах [ ]. Внаслідок відмінності технологій генерації ВДЕ порівняно з тими, що використовуються на «традиційних» електростанціях, це обумовлює необхідність удосконалення протиаварійного керування енергосистем в частині створення адаптивних систем протиаварійної автоматики, які враховували б особливості роботи

відновлюваної генерації. Так, навіть незначне зниження напруги, виникнення якого є найбільш ймовірним в аварійних режимах, може призвести до спрацювання захистів інверторів станцій з подальшим відключенням останніх від електричної мережі, наслідком чого є збільшення перетоку активної потужності в дефіцитні енергорайони та подальше небезпечне зниження напруги в мережі. Таким чином, як випливає з наведеного, забезпечення надійного протиаварійного керування енергосистем з ВДЕ, що направлене на попередження їх відключення від мережі в умовах зниженої напруги, набуває особливої актуальності. Вирішення вищезазначеної проблеми потребує удосконалення протиаварійного керування енергосистем з ВДЕ шляхом розробки структури комплексу адаптивної системи протиаварійної автоматики (ПА) та розв'язання низки науково-технічних і практичних задач, спрямованих як на розвиток існуючих, так і на побудову нових методів протиаварійного керування в електроенергетиці.

По-перше, це потребує розробки відповідних методів адаптивного керування, що дозволить попередити зменшення напруги в мережі нижче критичного значення за умови попередження відключення інверторів СЕС від мережі.

По-друге, ймовірнісний характер зміни потужності ВДЕ протягом доби (особливо СЕС) спонукає до зміни напрямків перетоків активної потужності, що потребує забезпечення адаптивного керування уставками в системах протиаварійного керування. По-третє, з урахуванням локального характеру зміни напруги на окремих підстанціях виникає задача зі створення централізованої системи моніторингу та керування навантаженням регіону з метою координації роботи протиаварійних систем на системному та об'єктних рівнях керування []. В Інституті електродинаміки було створено адаптивну систему протиаварійної автоматики енергосистеми зі значною часткою відновлюваної генерації, що дозволило визначити налаштування протиаварійної

автоматики з урахуванням особливостей відновлюваної генерації, а також розробити структуру цієї системи, яка впроваджується в мережах Одеської області..

В деяких електроенергетичних системах, проектних інститутах України для розв'язування більшості практичних та повсякденних задач, пов'язаних з аналізом усталених нормальних, ремонтних та післяаварійних режимів, дослідженням стійкості (статичної, динамічної та результируючої) режимів роботи ЕЕС використовують програмний комплекс ДАКАР. ДАКАР забезпечує розрахунок електромеханічних перехідних процесів з можливістю моделювання синхронних, асинхронізованих машин, статичних та динамічних характеристик навантаження (асинхронних двигунів), дій будь-яких пристроїв автоматики (ПА), налагодження засобів ПА на базі виконання серії циклічних розрахунків усталених режимів та перехідних процесів. Моделювання ПА виконано двома способами: перший – шляхом створення логічних послідовностей умов будь-якої складності з великої кількості простих умов спрацювання; другий – програмна реалізація дій окремих спеціальних типів автоматик: АЧР, АЛАР та автоматики взаємного управління турбінами. В комплексі ДАКАР було розроблено універсальну модель автоматики, яка дозволяє відтворювати дію будь-якого пристрою протиаварійної автоматики. Дію пристрою автоматики за цією методикою моделюють набором процедур, або програмними блоками автоматики (ПБА). Кожен ПБА – це набір факторів контролю попереднього режиму (КПР), блокування (БЛО), запуску (ФЗ) та дій ( $D_1, D_2, \dots, D_n$ ). Спрацювання факторів КПР, БЛО та ФЗ визначаються заданими умовами з логічними зв'язками між собою.

В комплексі ДАКАР на сьогоднішній час реалізовано більше 60-ти умов запуску, що дозволяє реалізувати алгоритми функціонування практично всіх відомих пристроїв ПА, в тому числі і частотну автоматику (АЧРІ, АЧРІІ, ЧАПВ, ЧДА), та досліджувати нові алгоритми роботи. Однак, як показав досвід

експлуатації програмного комплексу ДАКАР, універсальна модель протиаварійної автоматики стосовно пристроїв частотної автоматики (АЧР, ЧАПВ) виявилася досить громіздкою та малонаглядною. Тому існує необхідність розроблення спеціалізованих програмних модулів для моделювання пристроїв системної автоматики, таких як АЧР, ЧАПВ, що полегшить користувачам формувати базу автоматики та проводити дослідження складних аварійних процесів в енергосистемах.

Інтелектуалізація є однією з основних тенденцій в управлінні енергосистемами в даний час. Енергосистеми здатні адаптувати параметри автоматики та обладнання до поточної схемно-режимної ситуації є інтелектуальними. Ситуація може змінюватися плавно в ході нормальної експлуатації або внаслідок аварійного обурення. Чим адекватніша система управління реагуватиме на обурення, тим вищою буде економічність і надійність енергосистеми в цілому.

#### Використання штучних нейронних мереж

Штучні нейронні мережі - це комп'ютерні системи, які моделюють роботу людського мозку та можуть використовуватись для розв'язання різноманітних задач. Останнім часом збільшилось застосування штучних нейронних мереж у задачах протиаварійного керування електроенергетичними системами. Штучні нейронні мережі вже успішно застосовуються в багатьох галузях, і їхні можливості також виявились вкрай перспективними для вдосконалення систем протиаварійного керування. Завдяки здатності до самонавчання, штучні нейронні мережі можуть аналізувати величезні обсяги даних, враховувати складні зв'язки між параметрами та робити прогнози. Вони можуть бути використані для виявлення аварійних ситуацій, відновлення системи після виникнення аварій та підтримки стійкості роботи електроенергетичних систем. Штучні нейронні мережі виявились особливо ефективними в розв'язанні проблем з прогнозуванням та аналізом даних, що знайшло застосування в

електроенергетичних системах. Вони можуть бути використані для прогнозування споживання електроенергії, оцінки стану електричних мереж та виявлення аномалій, що може сприяти уникненню аварійних ситуацій. Також штучні нейронні мережі можуть бути використані для оптимізації роботи електрогенеруючих систем з метою зниження витрат палива та покращення ефективності. У багатьох дослідженнях показано, що використання штучних нейронних мереж у протиаварійному керуванні може сприяти покращенню надійності та ефективності електроенергетичних систем, зменшенню впливу людського фактору та збільшенню загальної безпеки електроенергетичної інфраструктури .

Таким чином загальний аналіз літератури над протиаварійним керуванням електроенергетичними системами підкреслює його критичне значення для забезпечення стійкості, надійності та безпеки енергетичних систем. Існує широкий спектр підходів і алгоритмів для розв'язання цієї складної задачі, а серед них особливої уваги заслуговують методи, засновані на штучному інтелекті, зокрема, використання штучних нейронних мереж. Проте, несвідоме або недостатнє врахування різноманітних варіантів режимів роботи системи та різних типів аварій може призвести до недостатньої ефективності запропонованих алгоритмів. Тому досягнення найвищої надійності та ефективності протиаварійного керування потребує удосконалення і розробки нових алгоритмів протиаварійного керування. Основна мета полягає в підвищенні надійності та ефективності електроенергетичних систем, зниженні можливих ризиків аварій та мінімізації впливу аварійних ситуацій на функціонування електроенергетичних мереж. Загальний обсяг робіт, пов'язаних з протиаварійним керуванням, є значним, і ця тема є однією з найбільш актуальних у галузі енергетики, особливо в екстремальних умовах бойових дій в Україні. Постійний розвиток технологій та дослідницьких підходів буде сприяти вирішенню проблем безпеки та стійкості електроенергетичних систем у

майбутньому для відновлення і подальшого розвитку ОЕС України. При цьому врахування впливу різноманітних чинників та адаптація алгоритмів до змінних умов є невід'ємною частиною досліджень у цій сфері. Здобутки у протиаварійному керуванні стануть важливим внеском у розвиток сучасних електроенергетичних систем, які мають задовольняти вимогам стійкості, надійності та ефективності в енергетиці.

Таким чином:

1. досліджені особливості регулювання частоти в енергосистемі, впливу частоти на роботу споживачів та специфіка організації процесу регулювання частоти, що застосовується в більшості енергосистем світу;
2. розглянуті основні характеристики досліджуваних енергосистем України та Європи як об'єктів керування, враховуючі їх склад, структуру споживання та генерації енергії, а також організації процесів регулювання режимів роботи;
3. виконано аналіз сучасних вимог до регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України та європейській енергосистемі;
4. в середовищі MatLab Simulink виконано моделювання ОЕС України та енергосистеми Європи для дослідження процесів регулювання частоти;
5. з використанням побудованої моделі виконано дослідження перехідних процесів для режимів автономної та об'єднаної роботи ОЕС України та енергосистеми Європи в разі виникнення різних за величиною збурень;
6. зроблено аналіз забезпечення вимог щодо регулювання частоти в ОЕС України та енергосистемі Європи при їх автономній та об'єднаній роботі.

### **РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ ДЛЯ ТЕСТОВИХ РЕЖИМІВ ОЕС УКРАЇНИ З ВРАХУВАННЯМ ДІЇ ПА І АЧР В РАЗІ ВИНИКНЕННЯ РІЗНИХ ЗА ВЕЛИЧИНОЮ ЗБУРЕНЬ**

У нормальному режимі роботи ЕЕС баланс активної потужності за номінальної частоти підтримується пристроями автоматичного регулювання частоти обертання турбіни. Після аварійного вимкнення потужних джерел електричної енергії, внаслідок поділу ЕЕС на окремі частини, після вимкнення завантажених ЛЕП та в інших аварійних ситуаціях баланс порушується, виникає дефіцит активної потужності, який призводить до зниження частоти. Це негативно впливає на роботу споживачів електричної енергії та на обладнання електричних станцій [1]. Щоб ліквідувати дефіцит активної потужності, зупинити процес зниження частоти і не допустити порушення технологічного процесу на електростанціях, реалізують такі заходи:

- 1) уводять обертовий (гарячий) резерв ТЕС;
- 2) якщо гідрогенератори працюють в режимі синхронного компенсатора, їх переводять у генераторний режим;
- 3) автоматично запускають гідрогенератори;
- 4) автоматично вимикають частину менш відповідального навантаження.

1. Оскільки потужність гарячого резерву, звичайно, мала, а час вводу в роботу гідрогенераторів великий, то ефективно вплинути на процес зниження частоти можна тільки одним способом – вимкнути частину споживачів. Ці функції виконують пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР). Хоча дія АЧР пов'язана з певними збитками, проте вони значно менші від збитків, які слід очікувати в енергосистемі без АЧР, де значне зниження частоти призвело б до повного розвалу системи.

#### **Автоматика частотного розвантаження (АЧР)**

1. Відомості про систему АЧР-ЧАПВ

Експлуатація системи АЧР-ЧАПВ в ОЕС України регламентується наступними керівними та нормативними документами:

- ГКД 24.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила;
- ГНД 34.20.567-2003 Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження частоти в енергосистемах. Інструкція.
- ГКД 34.353108-2004 Керівні вказівки з протиаварійної автоматики енергосистем. Інструкція.

Відповідно до пунктів 13.1.2, 13.1.5, 13.2.3, 13.2.13-13.2.18 ГКД 24.20.507-2003. «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» в ОЕС України діє загальносистемне АЧР і частотне автоматичне повторне включення (ЧАПВ).

АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти при виникненні дефіциту активної потужності, загрозливого розвитку аварії внаслідок порушення нормального режиму роботи механізмів власних потреб електростанцій або порушення статичної стійкості енергосистем.

АЧР має децентралізовану структуру і виконується у вигляді сукупності окремих пристроїв, що діють на відключення приєднань на електростанціях, а також на підстанціях електроенергетичних систем, електропередавальних організацій і споживачів.

Пристрої АЧР, як правило, знаходяться на об'єктах електроенергетичних систем або електропередавальних організацій.

Встановлюються наступні три основні категорії АЧР:

- **АЧР-I** - швидкодіюча (з витримкою часу, що не перевищує 0,5 с), яка має різні уставки по частоті (діапазон уставок 49,2 – 47,2 Гц з інтервалом 0,1 Гц) і призначена для припинення зниження частоти, у тому числі:

- **спеціальна черга АЧР** (уставка по частоті 49,2 Гц) – для запобігання зниженню частоти в ОЕС до значення верхніх уставок АЧР-2 у випадках, коли не вдається реалізувати оперативні обмеження і відключення споживачів;
- захисна черга АЧР (уставка по частоті 49,1 Гц) – для запобігання спрацьовуванню аварійних захистів блоків АЕС при зниженні частоти.

– АЧР-2Н (несуміщена) – повільно діюча, що має високу уставку по частоті ( $F=49.1$  Гц) і декілька уставок за часом із значеннями, що перевищують уставки за часом АЧР-І ( $t=5-20$  с, інтервал 3 с) і призначена для підвищення частоти після дії АЧР-І у разі зависання її на неприпустимо низькому рівні;

– АЧР-2С (суміщена) – повільно діюча, яка доповнює пристрої АЧР-І другим пуском і має чотири високих уставки по частоті ( $F=49.0, 48.9, 48.8, 48.7$  Гц) і уставки за часом із значеннями, вище уставок за часом АЧР-2Н ( $t=21-90$  сек і інтервал 3 сек). Призначена для припинення зниження частоти при порівняно повільному збільшенні дефіциту активної потужності, а також для підвищення частоти при недостатності або неефективності дії АЧР-2Н.

Після спрацьовування черг пристроїв АЧР-1 і АЧР-2 відбувається відновлення частоти до значення уставок за частотою пристроїв АЧР-2 і вище. В цих умовах з'являється можливість здійснити повторне включення електроустановок споживачів, відключених пристроями АЧР. Ці функції виконують пристрої ЧАПВ.

## 2. Завдання АЧР в Програмному комплексі.

Автоматика частотного розвантаження (АЧР) задається за допомогою таблиці жорсткої, фіксованої структури:

$N, f_1, t_1, f_2, t_2, f_3, t_3, P_n, Q_n,$

де  $N$  - номер вузла;

$f_1, f_2, f_3$  - уставка АЧР1, АЧР2 и ЧАПВ відповідно;

$t_1, t_2, t_3$  – витримка часу АЧР1, АЧР2 и ЧАПВ;

$R_n, Q_n$  – величина навантаження, яке відключається.

Передбачено дію на відключення лінії, яке задається замість  $R_n, Q_n$  у вигляді пари  $N_1-N_3, N_{пв}$ .

Інформація повинна готуватися в файлі з розширенням "ach". Принцип кодування АЧР:

- номер вузла, де контролюється частота;
- уставка і витримка часу першої черги АЧР;
- уставка і витримка часу другої черги АЧР;
- уставка і витримка часу ЧАПВ;
- величина активного навантаження, яке відключається;
- величина реактивного навантаження, яке відключається.

Для відключення гілок на місці навантаження, що відключається, вказуємо номер початку гілки зі знаком мінус, номер кінця гілки і номер паралельності.

Приклад підготовки інформації з автоматики частотного розвантаження у файлі з розширенням "ach" під час роботи із зовнішнім редактором: Для відключення гілок на місці навантаження, яке відключається, вказуємо номер початку гілки зі знаком мінус, номер кінця гілки і номер паралельності.

Приклад підготовки інформації для частотного розвантаження в файлі з розширенням "ach" при роботі з зовнішнім редактором (рис. 3.1-3.3):

АЧР	n	f1	t1	f2	t2	f3	t3	p	q
8022	49.7	0.3	48.8	35	49.9	0.3	5	3	
926	49.7	0.3	48.6	70	49.9	0.3	11	6	
21	49.7	0.3	48.6	70	49.9	0.3	6	2	
41	49.7	0.3	0.0	0.0	49.9	0.3	7	3	
41	49.7	0.3	48.6	65.0	49.9	0.3	3	1	
41	0.0	0.0	48.8	10.0	49.9	0.3	4	2	
42	48.5	0.3	0.0	0.0	49.9	0.3	3	1	
42	48.2	0.3	0.0	0.0	49.9	0.3	8	4	
42	48.1	0.3	0.0	0.0	49.9	0.3	12	5	
42	0.0	0.0	48.8	1.0	49.9	70	20	8	
42	0.0	0.0	48.8	10	49.9	70	-42	41	
500	49.7	0.1	48.8	10	49.9	0.3	10	10	
521	49.7	0.2	48.8	10	49.9	0.3	20	10	
521	49.7	0.2	48.8	10	49.9	0.3	-521	522	
522	49.7	0.2	48.8	10	49.9	0.3	10	10	

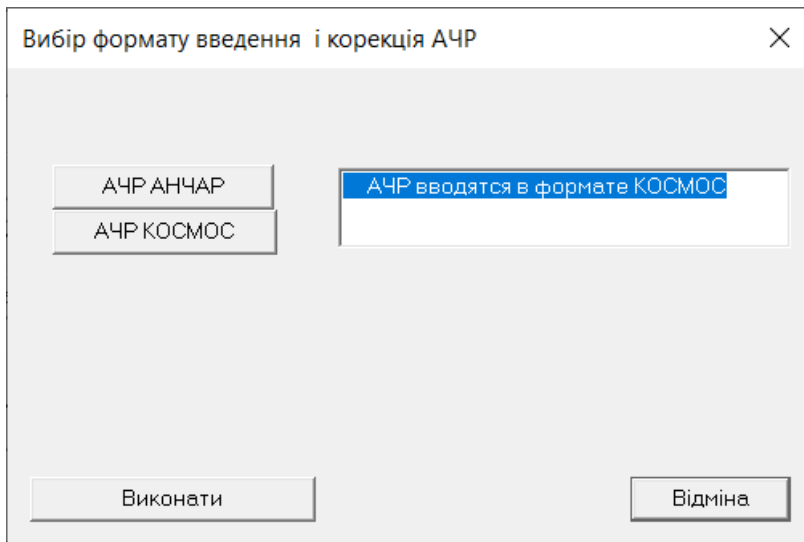


Рис. 3.1. Вікно вибору вхідного формату для завдання АЧР.

Південна ЕС		Вузли розрахункової схеми			Час...	Дата ...								
Вузол	Назва	АЧР-1			АЧР-2сум			АЧР-2несум			ЧАПВ			
		Гц	с	МВт	Гц	с	МВт	Гц	с	МВт	Гц	с	МВт	
503	Трихати	49.2	0.5	6.4										
		49.1	0.5	19.8								49.9	65	9.0
												49.7	50	8.0
												49.9	40	2.8
		48.7	0.3	6.4	49.2	4.0	6.4							
		48.5	0.3	20.0	49.0	0.3	20.0					49.8	35	6.5
		48.4	0.3	26.6	48.9	33	26.6							
		47.9	0.3	21.0	48.8	48	21.0					49.7	20	21.0
		47.7	0.3	24.9	48.8	54	24.9					49.7	70	24.9
		47.4	0.3	6.6	48.7	63.0	6.6							
		47.2	0.3	6.9	48.7	69.0	6.9							

Рис. 3.2. Приклад файлу в форматі АНЧАР

Корекція АЧР

Уставки АЧР

Прим	№	f1	t1	f2	t2	f3	t3	P
	507	48.799...	0.3000...	49.000...	21.000...	0.0000...	0.0000...	17.000...
	507	48.799...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.7999...
	510	49.200...	0.5000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	21.900...
	510	49.099...	0.2000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	10.000...
	510	48.200...	0.2000...	48.900...	39.000...	0.0000...	0.0000...	27.000...
	510	48.200...	0.2000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.2999...
	510	48.099...	0.2000...	48.900...	42.000...	0.0000...	0.0000...	5.0000...
	510	48.099...	0.2000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.6000...
	510	48.000...	0.3000...	48.799...	45.000...	0.0000...	0.0000...	8.0000...
	510	47.799...	0.2000...	48.799...	51.000...	0.0000...	0.0000...	34.000...
	510	47.799...	0.2000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.4000...
	510	47.299...	0.3000...	48.700...	66.000...	0.0000...	0.0000...	17.000...
	510	47.299...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.6000...
	511	49.099...	0.5000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	7.2000...
	511	48.799...	0.3000...	49.000...	21.000...	0.0000...	0.0000...	3.0000...
	511	48.799...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.6000...

Прим. № f1 t1 f2 t2 f3 t3 P

0 0 0 0 0 0 0 0

Виконати корекцію

Запис в б\_ку Читання з б\_ки В розрахунок Відміна

Рис.3.3. Редактор завдання АЧР

Вхідні данні для апробації дії АЧР

Для тестування роботи АЧР в Програмному комплексі запропановано вхідний режим зимового мінімуму 2004 року (794 вузла, 1292 гілки, 68 генераторів). Для цього режиму мали в наявності файл АЧР, який був отриман від НЕК «Укренерго».

Результати розрахунку усталеного режиму:

- к-ть ітерацій	110
- частота (Гц)	49.95
- к-ть вузлів с небалансом більше заданого	0
- вузел с максимальним небалансом	8921
- максимальний небаланс (%)	0.27377
- задана точність (%)	0.5
- вузел с мінімальною напругою	380
- мінімальна напруга (в.о.)	0.9243
- сумарна потужність генерації	63136
- сумарна потужність навантаження	59561

В якості збурення задано для можливості спрацьовування АЧР наступні дії (рис. 3.4)

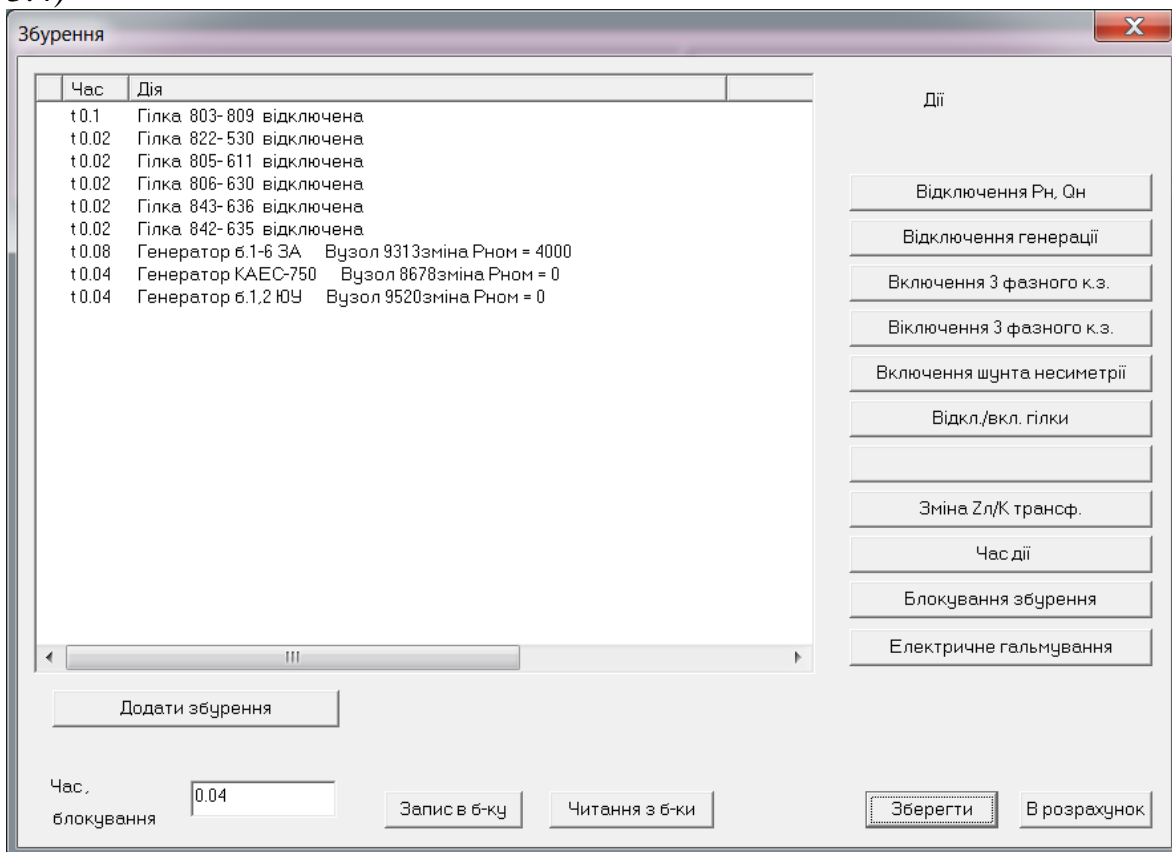


Рис.3.4. Вікно завдання збурення

Файл АЧР (KodAchr.txt наведено в Додатку 1)

### 3. Результати розрахунку перехідного процесу тривалістю 30 с з кроком інтегрування 0.02 с з врахуванням АЧР

Розрахунок виконано для моделі генераторів  $E=const$  (рис.3.5-3.13)

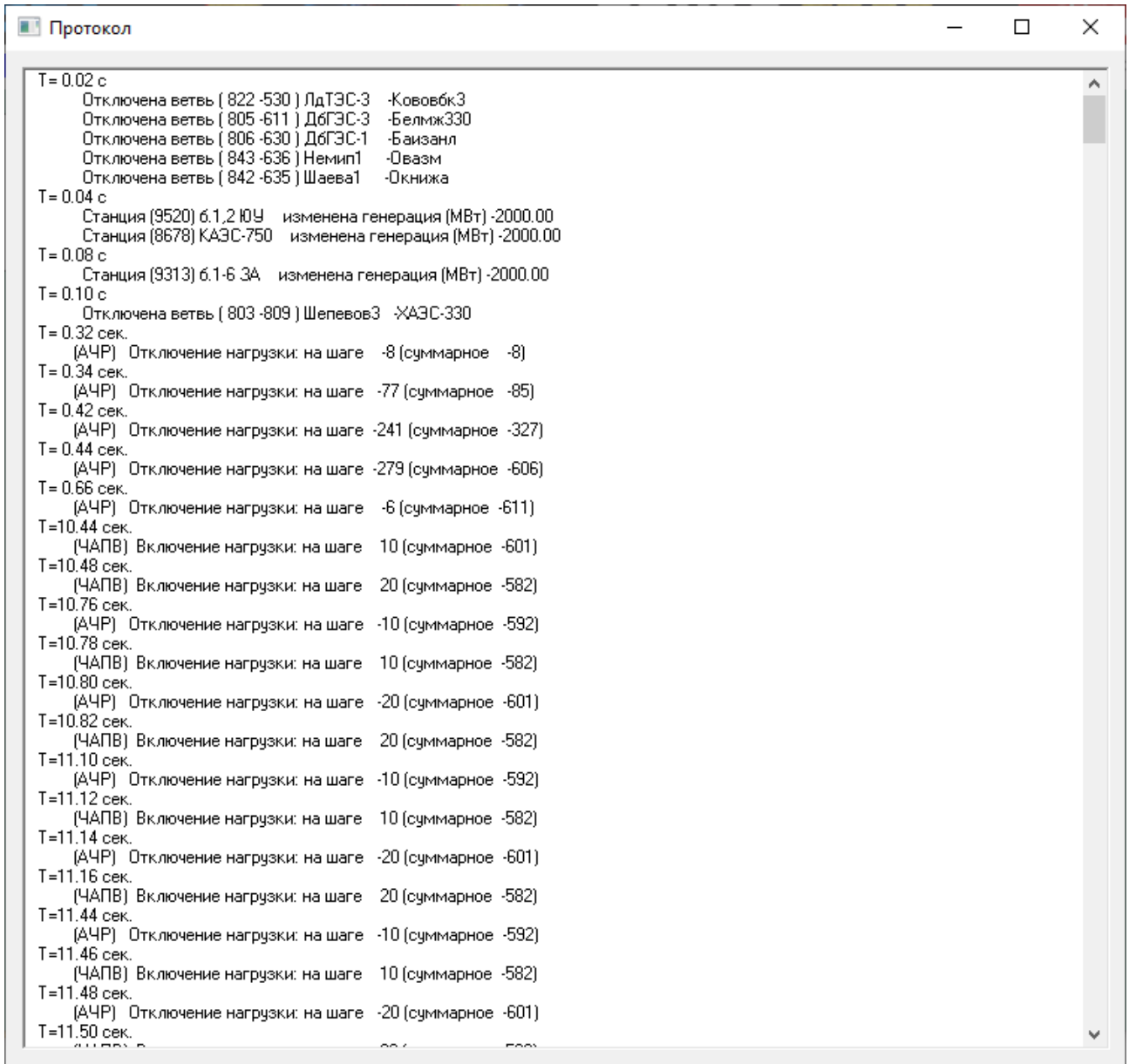


Рис.3.5. Протокол розрахунку з дією автоматики

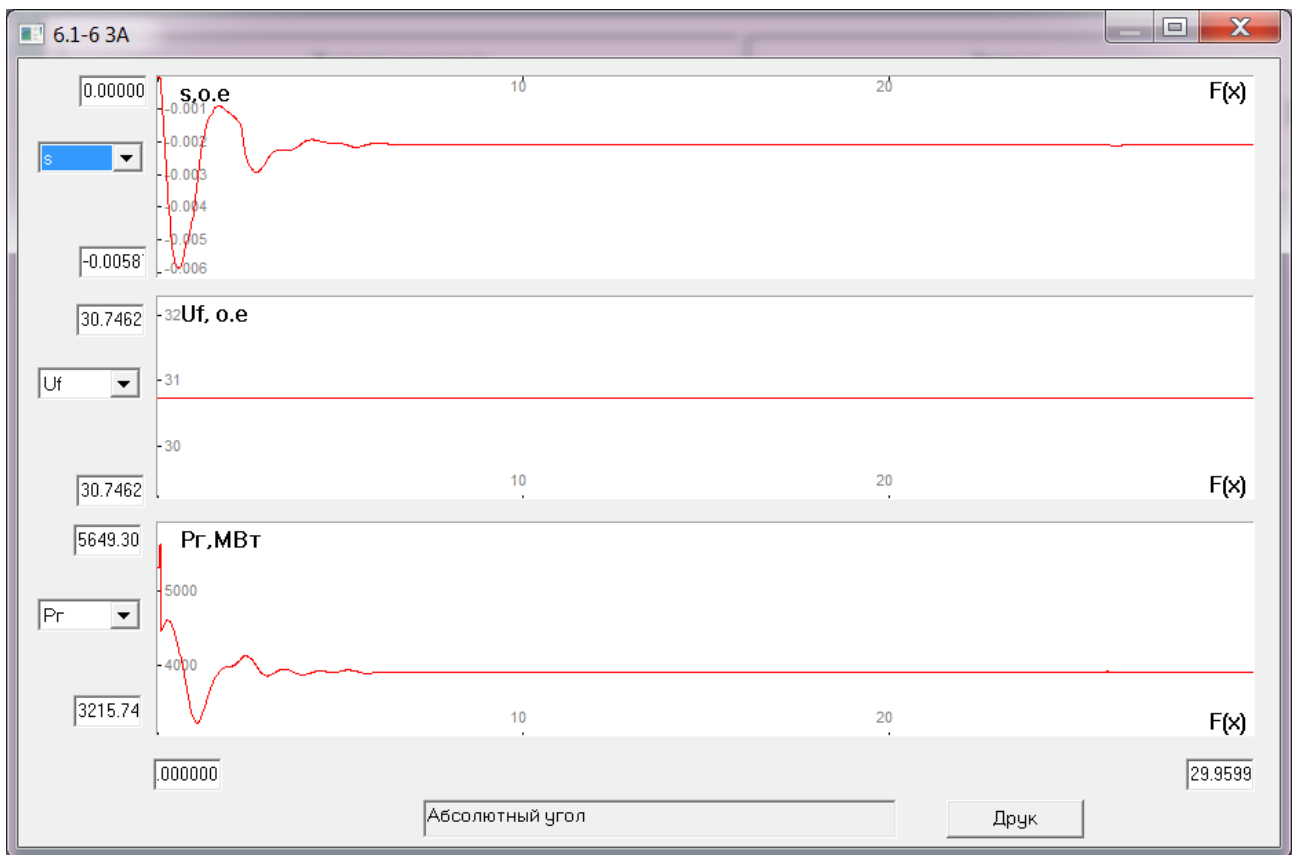


Рис.3.6. Графіки перехідного режиму для генераторного вузла 9313 ЗАЕС з вимиканням блоків

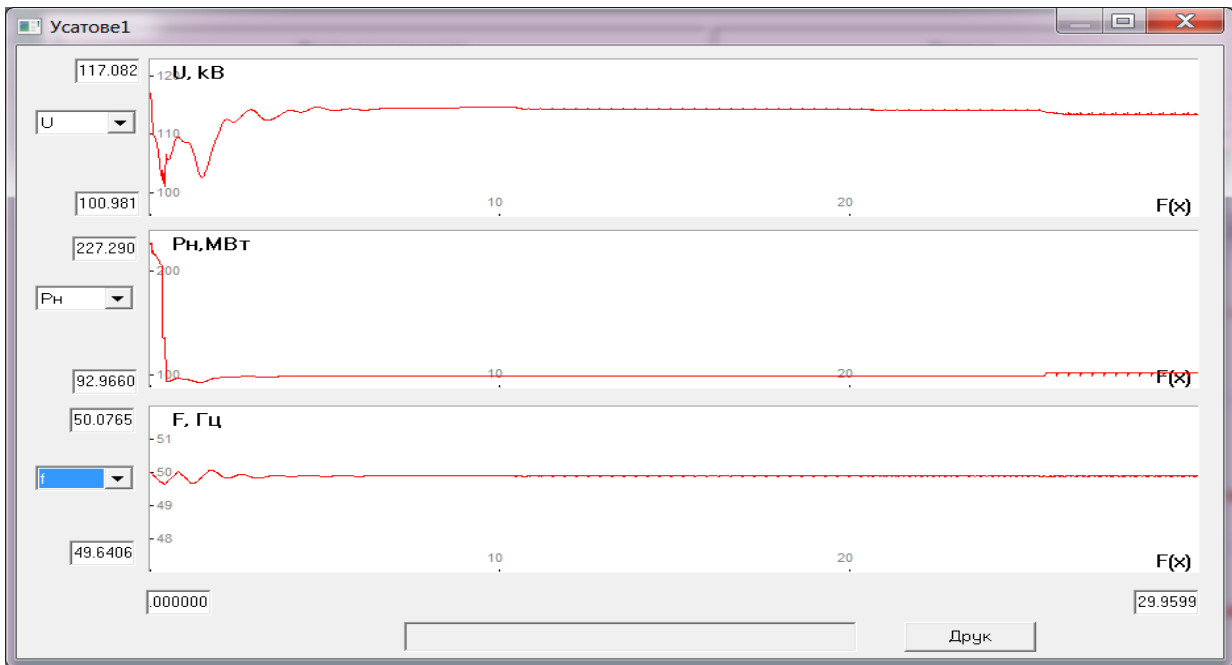


Рис. 3.7. Графіки перехідного режиму для вузла 510 з АЧР

Задана АЧР у вузлі 510 (ПС Усатово 110 кВ)

```

510 49.9 0.3 0 0 50 50 9.1 0
510 49.9 0.3 0 0 49.8 25 3.2 0
510 49.9 0.3 0 0 50 65 9.6 0
510 49.9 0.2 0 0 49.9 35 3.9 0
510 49.9 0.2 0 0 49.7 45 4.5 0
510 49.9 0.2 0 0 0 0 1.6 0
510 49.9 0.2 48.9 39 0 0 27.3 0
510 49.9 0.2 48.9 42 0 0 5.6 0
510 49.9 0.3 48.8 45 0 0 8 0
510 49.9 0.2 48.8 51 0 0 34.4 0
510 49.9 0.3 48.7 66 0 0 17.6 0
510 0 0 49.1 14 49.9 40 10.4 0
510 0 0 49.1 17 50 45 14.3 0
510 0 0 49.1 17 50 40 6.5 0
510 0 0 49.1 20 49.7 65 20.8 0

```

Приклад (вибрано для пояснення довільно, під час розрахунку, як видно з протоколу отпрацьовують всі АЧР за списком). При частоті 49.9 працює 1 черга АЧР, вимикаючи з затримкою часу 0.3с  $P_H=9.1$  МВт (ЧАПВ  $P_H=9.6$  МВт буде здійснено, якщо частота буде 50 Гц з затримкою часу 50с). При частоті 49.9 працює АЧР 1 з затримкою часу 0.2 с, при частоті 48.9 Гц працює АЧР 2 совм з затримкою часу 39 с. При частоті 49.1 з затримкою 17 с працює АЧР 2, вимикаючи  $P_H=6.5$  МВт (ЧАПВ  $P_H=6.5$  МВт буде здійснено, якщо частота буде 50 Гц з затримкою часу 40с).

Корекція АЧР

Уставки АЧР

Прим	№	f1	t1	f2	t2	f3	t3	P
507		48.799...	0.3000...	49.000...	21.000...	0.0000...	0.0000...	17.000...
507		48.799...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.7999...
510		49.200...	0.5000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	21.900...
510		49.099...	0.2000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	10.000...
510		48.200...	0.2000...	48.900...	39.000...	0.0000...	0.0000...	27.000...
510		48.200...	0.2000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.2999...
510		48.099...	0.2000...	48.900...	42.000...	0.0000...	0.0000...	5.0000...
510		48.099...	0.2000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.6000...
510		48.000...	0.3000...	48.799...	45.000...	0.0000...	0.0000...	8.0000...
510		47.799...	0.2000...	48.799...	51.000...	0.0000...	0.0000...	34.000...
510		47.799...	0.2000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.4000...
510		47.299...	0.3000...	48.700...	66.000...	0.0000...	0.0000...	17.000...
510		47.299...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.6000...
511		49.099...	0.5000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	7.2000...
511		48.799...	0.3000...	49.000...	21.000...	0.0000...	0.0000...	3.0000...
511		48.799...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.6000...

Прим. № f1 t1 f2 t2 f3 t3 P

Виконати корекцію

Запис в б\_ку Читання з б-ки В розрахунок Відміна

Рис. 3.8. Параметри АЧР для корекції (вузол 510)

Усатове1

Виберіть необхідні параметри

U  
Pg  
Qg  
Pn  
Qn  
f  
Ug\_U  
Sad

Вибрати

Список виведених параметрів

Pn  
f

Видалити

Таблиця

Вре...	Pn	f
0.000	226.584...	50.0000...
0.020	226.082...	50.0006...
0.040	227.290...	49.9806...
0.060	217.585...	49.9606...
0.080	219.448...	49.9406...
0.100	216.028...	49.9206...
0.120	216.063...	49.9006...
0.140	215.874...	49.8806...
0.160	215.368...	49.8606...
0.180	214.703...	49.8406...
0.200	213.891...	49.8206...
0.220	212.927...	49.8006...
0.240	211.828...	49.7806...
0.260	210.620...	49.7606...
0.280	209.339...	49.7406...
0.300	208.002...	49.7206...
0.320	206.624...	49.7006...
0.340	205.178...	49.6806...
0.360	136.818...	49.7006...
0.380	135.606...	49.6806...
0.400	134.783...	49.6606...
0.420	134.034...	49.6406...
0.440	136.364...	49.6606...
0.460	94.5282...	49.6806...

Відміна

OK

Рис.3.9. Результати розрахунку режиму ПС 110 кВ Усатово (вузол 510)

Вре...	Pн	f
0.420	134.034...	49.6406...
0.440	136.364...	49.6606...
0.460	94.5282...	49.6806...
0.480	93.8910...	49.7006...
0.500	93.8055...	49.7206...
0.520	93.8313...	49.7406...
0.540	93.9404...	49.7606...
0.560	94.1192...	49.7806...
0.580	94.3563...	49.8006...
0.600	94.6353...	49.8206...
0.620	94.9430...	49.8406...
0.640	95.2700...	49.8606...
0.660	95.5977...	49.8806...
0.680	95.9216...	49.9006...
0.700	96.2134...	49.9206...
0.720	96.4747...	49.9406...
0.740	96.6924...	49.9606...
0.760	96.8655...	49.9806...
0.780	96.9963...	50.0006...
0.800	97.0890...	50.0206...
0.820	97.1489...	50.0226...
0.840	97.1086...	50.0090...
0.860	96.9862...	49.9927...
0.880	96.8425...	49.9744...

**Рис.3.10. Результати розрахунку режиму ПС 110 кВ Усатово (вузол 510) у табличному вигляді (продовження)**

Результати розрахунку для вузла 517 ПС 110 кВ КахГПП

Корекція АЧР

Уставки АЧР

Прим	№	f1	t1	f2	t2	f3	t3	P
	516	47.200...	0.3000...	48.700...	69.000...	0.0000...	0.0000...	16.000...
	516	47.200...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.7000...
	517	49.200...	0.5000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	4.8000...
	517	49.099...	0.5000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	22.500...
	517	48.700...	0.3000...	49.000...	24.000...	0.0000...	0.0000...	7.0000...
	517	48.700...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.6000...
	517	48.500...	0.3000...	49.000...	30.000...	0.0000...	0.0000...	6.0000...
	517	48.500...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.9000...
	517	48.099...	0.3000...	48.900...	42.000...	0.0000...	0.0000...	14.000...
	517	48.000...	0.3000...	48.799...	45.000...	0.0000...	0.0000...	13.000...
	517	48.000...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.7000...
	517	47.799...	0.3000...	48.799...	51.000...	0.0000...	0.0000...	12.000...
	517	47.799...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.7000...
	517	47.700...	0.3000...	48.799...	54.000...	0.0000...	0.0000...	11.000...
	517	47.700...	0.3000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.0000...	0.8000...
	517	47.500...	0.3000...	48.700...	60.000...	0.0000...	0.0000...	13.000...

Прим. № f1 t1 f2 t2 f3 t3 P

Виконати корекцію

Запис в б\_ку Читання з б\_ки В розрахунок Відміна

Рис. 3.11. Параметри АЧР для корекції (вузол 517)

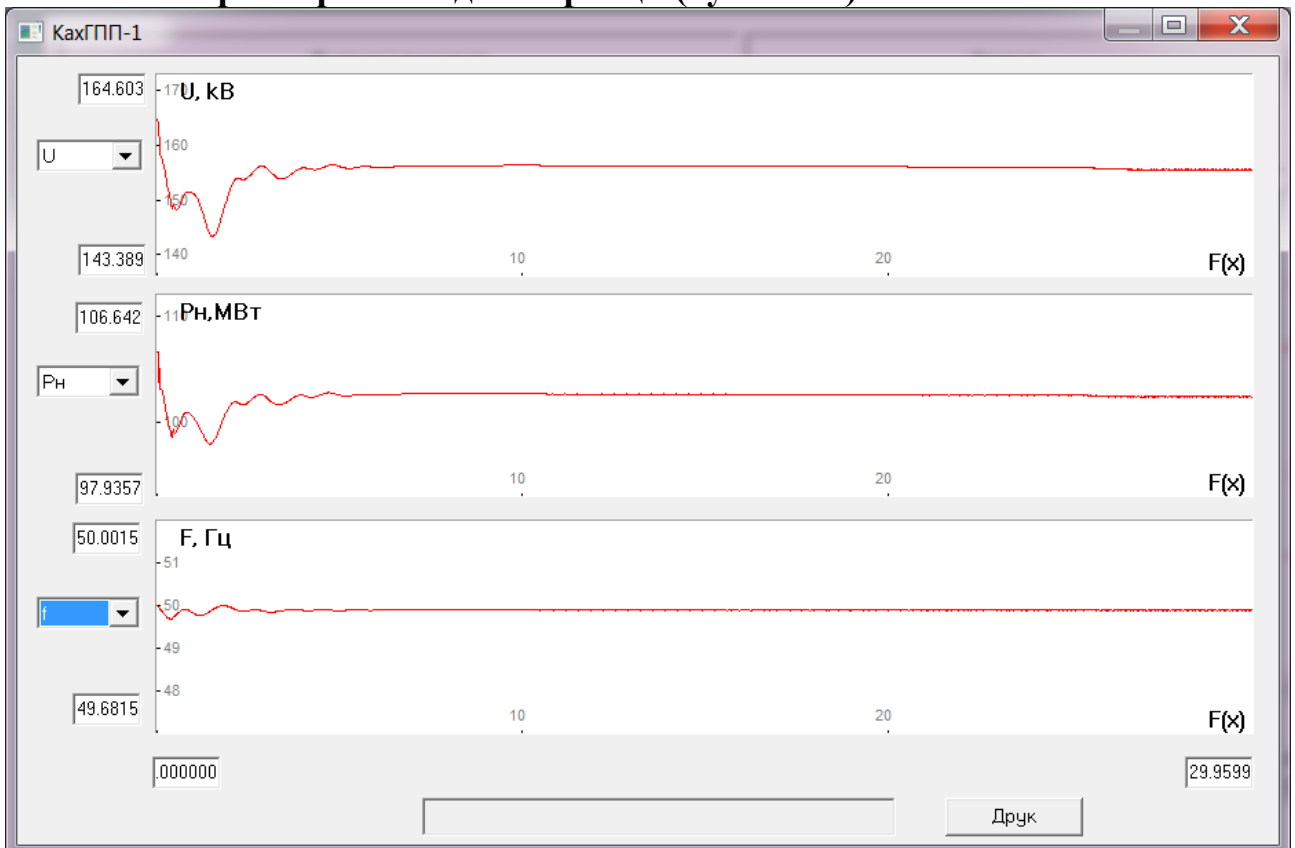


Рис. 3.12. Графіки перехідного режиму ПС 110 кВ КажГПП (вузол 517) з АЧР КажГПП

КажГПП-1

Виберіть необхідні параметри

U  
Pg  
Qg  
Pн  
Qн  
f  
Uг\_U  
Sad

Вибрати

Список виведених параметрів

Pн  
f

Видалити

Таблиця

Вре...	Pн	f
0.000	106.642...	50.0000...
0.020	106.563...	50.0015...
0.040	106.610...	49.9815...
0.060	103.726...	49.9615...
0.080	105.017...	49.9415...
0.100	103.082...	49.9215...
0.120	103.132...	49.9015...
0.140	103.150...	49.8815...
0.160	102.922...	49.8615...
0.180	102.643...	49.8415...
0.200	102.328...	49.8215...
0.220	101.976...	49.8015...
0.240	101.592...	49.7815...
0.260	101.187...	49.7615...
0.280	100.770...	49.7415...
0.300	100.344...	49.7215...
0.320	99.9136...	49.7015...
0.340	99.4932...	49.6815...
0.360	99.4369...	49.6988...
0.380	99.1230...	49.6859...
0.400	98.7764...	49.6894...
0.420	98.5241...	49.6938...
0.440	98.8673...	49.7138...
0.460	99.2864...	49.7338...

Відміна

OK

**Рис.3.13. Результати розрахунку режиму ПС 110 кВ КажГПП (вузол 517) у табличному вигляді)**

## 2. Опис вхідного режиму

В якості експериментального режиму для дослідження дії адаптивної автоматики було обрано тестову схему на базі режиму мінімального навантаження 2015р : 714 вузлів, 1138 гілок, 71 генератор. У генераторах ЗаТЕС, ЗАЕС, ХАЕС та ЮУАЕС задані характеристики АРШ 11 типу, а на РАЕС – 985 типу (рис.3.14). Регулятори безперервної дії 1 типу задані у генераторах ЗаТЕС, ЗАЕС, ЮУАЕС, 20 типу – ХАЕС, 21 – РАЕС ( рис.3.15).

ПТ1

Прим.	NAPC	ST	TS	Зона...	MM...	MMIN
11	0.05...	0.50...	0.0200...	1.10...	0.00...	
985	0.20...	12.0...	0.0000...	1.05...	0.90...	

Прим.    NAPC    ST    TS    Зона НЧ    MMAX    MMIN

Рис.3.14 – Характеристики АРШ

РНД

NPB	TB	UFM...	UFM...	IFM...	CB	TR	UR...	UR...	NRF	B	B1	KF	KF1	KIF1	KIF	KI
1	0.16...	2.00...	-2.00...	1.20...	0	0.15...	2.00...	-2.00...	0	-10.0...	-1.00...	2.00...	1.00...	-1.25...	0.00...	0.00...
20	0.16...	1.20...	0.50...	9.00...	0	0.15...	2.00...	0.00...	0	-7.50...	-0.80...	1.50...	0.60...	-1.25...	0.00...	0.00...
21	0.16...	1.50...	0.50...	9.00...	0	0.15...	2.00...	0.00...	0	-7.50...	-0.80...	0.00...	0.00...	0.00...	0.00...	0.00...

NPB    TB    UFMAX    UFMIN    IFMAX    CB    TR    URMAX    URMIN    NRF    B    B1    KF    KF1    KIF1    KIF    KI

Рис.3.15 – Характеристики РБД

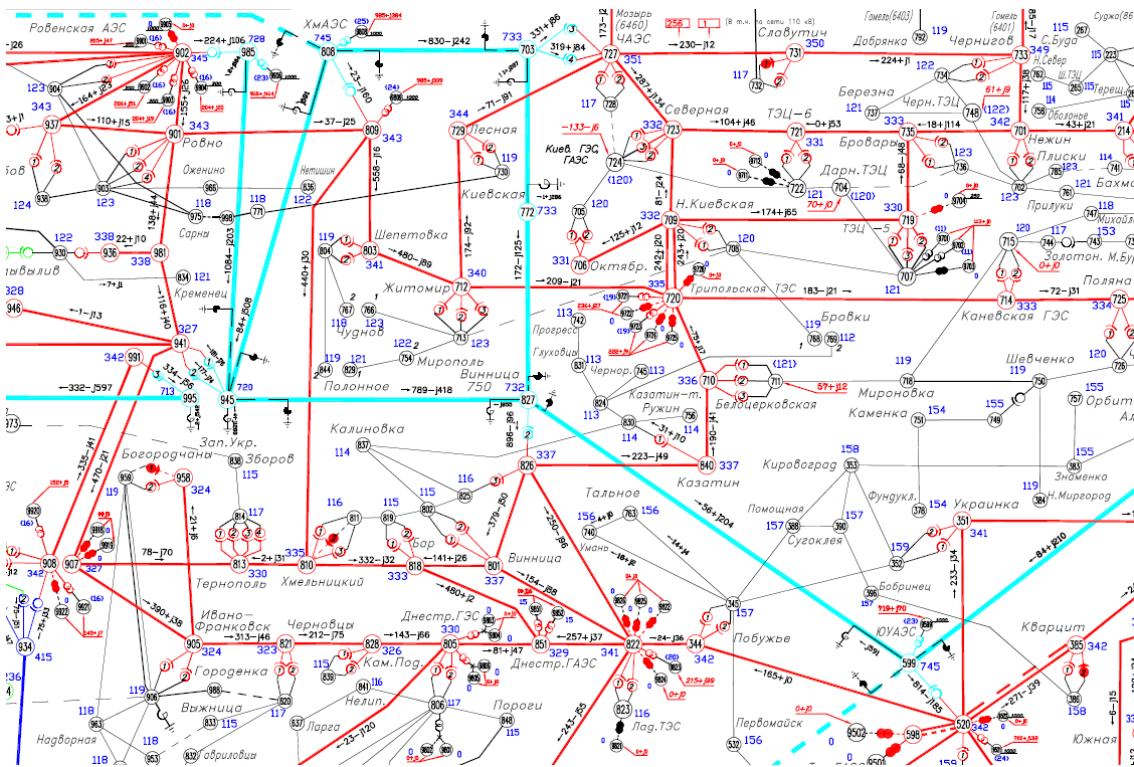
Назва перетину	Елементи перетину	Потік P	Потік Q	Втрати...	Струм...
	808-703 ХАЗС... -ЧАЭС750.	-708.4	248.9	4.524414	622.4
	945-827 ЗУ 750 -ВН750.	-232.0	451.3	0.814407	409.8
	810-818 ХМЕЛЬНИЦ -БАР...	-51.5	33.8	0.118874	87.3
	905-821 ИВ.ФРАНК -ЧЕРНОВЦЫ	-220.4	21.3	2.580200	388.2
Зап_Вин.	803-712 ШЕПЕТОВ. -ЖИТОМИР.	-1212.3	755.3	8.037895	
		-432.2	41.9	9.817871	732.4

6 кВ 10 кВ 35 кВ 110 кВ 150 кВ 220 кВ 330 кВ 400 кВ 500 кВ 750 кВ Трансформари Реактори

Назва перетину Сальдо перетину Потік з іншого боку елемента перетину OK

**Рис.3.16 Вхідне сальдо перетинів**

Запропоновано для демонстрації штучний аварійний режим з виникненням ЕЦК на лініях 330кВ (БуТЕС – Вінниця) внаслідок аварійних або ремонтних вимикання ЛЕП-750кВ головного перетину Захід-Вінниця (рис.4).



**Рис. 3.17 – Фрагмент мережі Південно-Західної ЕС**

Результати розрахунку доаварійного режиму

# Результати расчета для подсистемы номер :

- итераций ..... 100
- частота (Гц) ..... 50.00
- максимальный небаланс (%) ..... 0.0037486
- заданная точность (%) ..... 1
- узел с минимальным напряжением ..... 8663
- минимальное напряжение (о.е.) ..... 0.9195
- суммарная мощность генерации ..... 27198
- суммарная мощность нагрузки ..... 24219

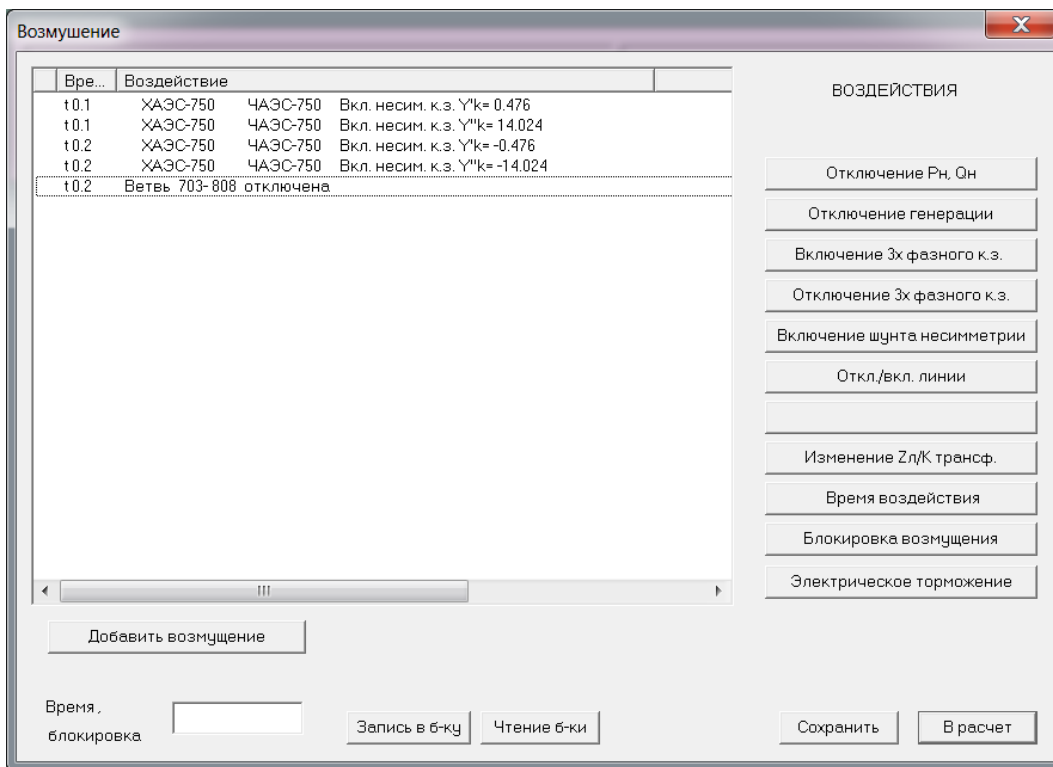
**3. Реалізація аварійних збурень**

Передбачено ремонт ПЛ-330кВ Жит-Шеп. і авар. вимкнення ПЛ-750кВ ЗУ750-ВН750 (рис.5).

Назва...	Елементи перетину	Потік P	Потік Q	Втрати...	Струм...
809-703 ХАЭС...	ЧАЭС750.	-1166.4	163.7	12.6473.	959.8
945-827 ЗУ 750	-ВН750.	-0.0	-0.0	0.000000	0.0
810-818 ХМЕЛЬНИЦЬ	-БАР....	-202.7	55.4	1.823074	346.5
905-821 ИВ.ФРАНК	-ЧЕРНОВЦЫ	-294.7	44.2	4.811768	527.1
Зап_Вин.	803-712 ШЕПЕТОВ.	-1663.8	263.3	19.2821..	
	-ЖИТОМИР.	-0.0	-0.0	0.000000	0.0

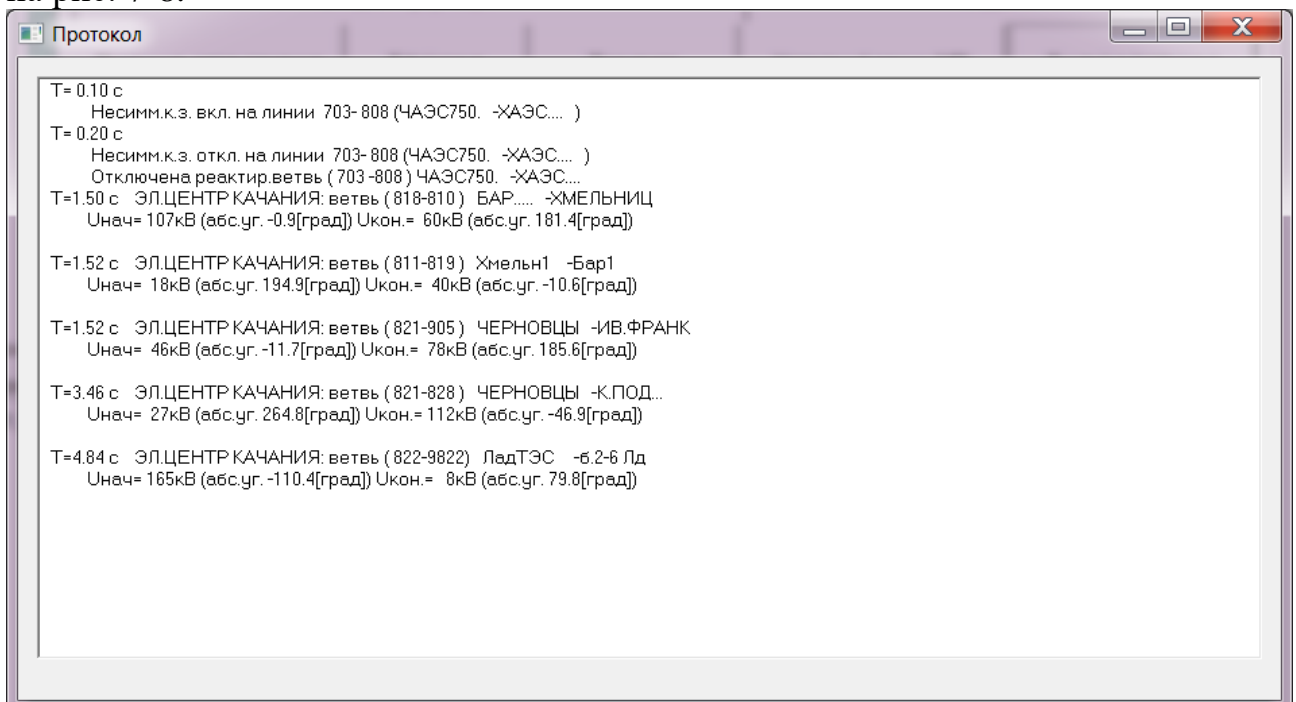
**Рис. 3.18 – Сальдо перетину Захід- Вінниця**

Для розрахунку перехідного аварійного режиму задаємо наступне збурення – неповнофазне к.з. ПЛ-750кВ ЧА-ХА тривалістю 0.1с з неуспішним АПВ. (рис.6)

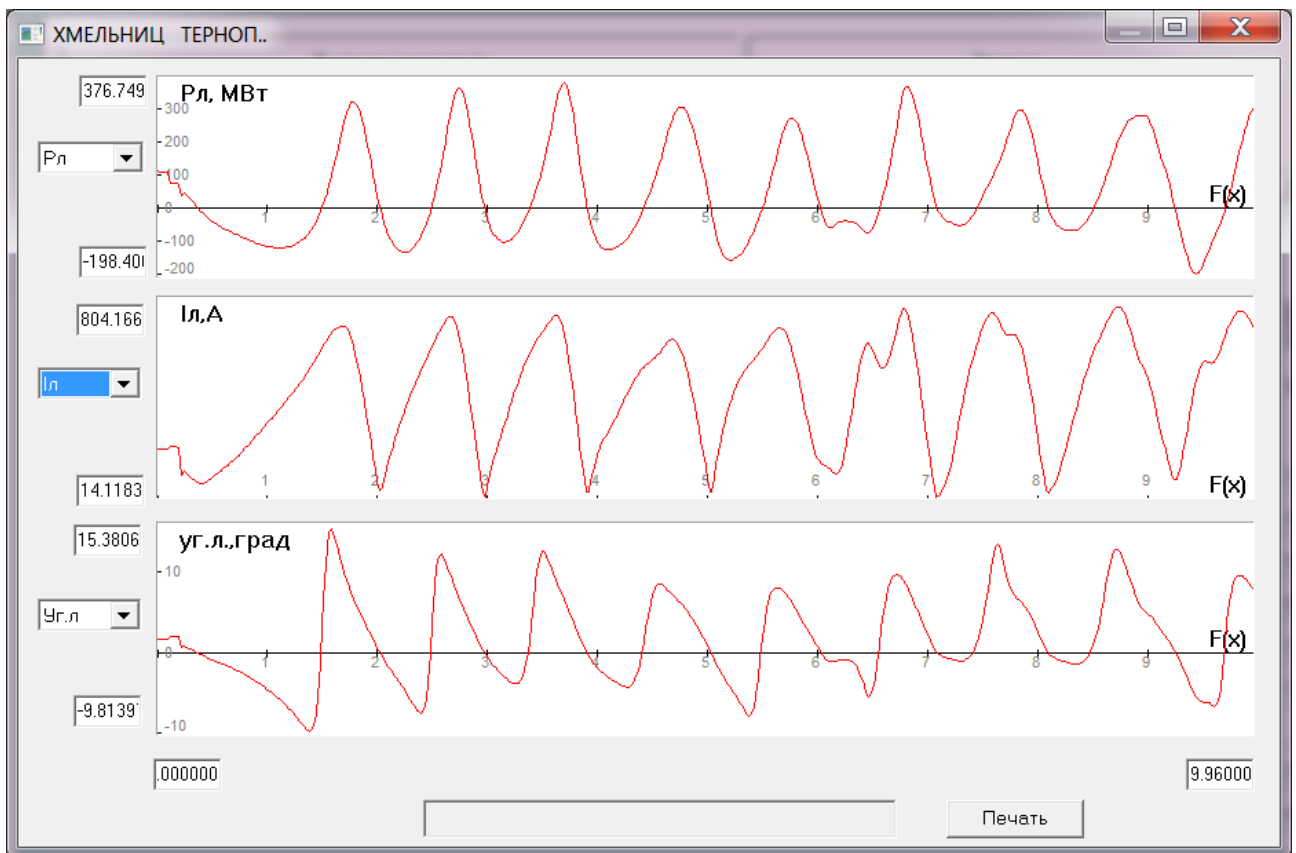


**Рис. 3.19 – Контрольне збурення**

Результати розрахунку перехідного процесу без дії автоматики наведено на рис. 7-8.



**Рис.3.20 – Протокол розрахунку режиму**



**Рис.3.21 – Результати розрахунку для ПЛ-330кВ Хмельницький – Тернопіль. Виникнення ЕЦК.**

Для уникнення ЕЦК були розглянуті різні варіанти моделювання дії автоматики.

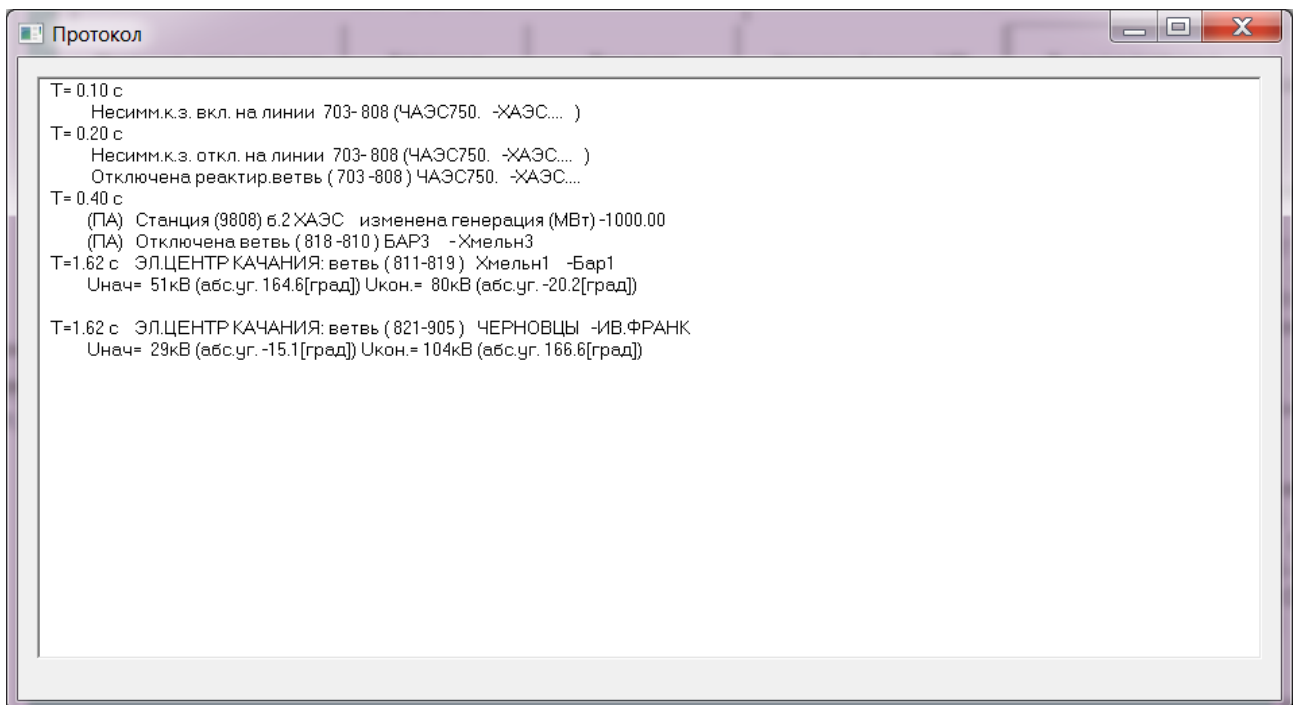
#### **Перший варіант**

Задана наступна автоматика:

&d3 9808 pga -1000 810-818 ol

808 fmax 50.2 tz 0.2 &d3

При перевищенні частоти (50.2Гц) на шинах 750кВ ХАЕС (вузол 808) з затримкою часу 0.2с (808 fmax 50.2 tz 0.2) виконується об'єднана дія (&d3): відключення блоку ХАЕС (вузол 9808 pga -1000) та ПЛ-330кВ Хмельницький – Бар (810-818 ol). Результати розрахунку з контрольним збуренням (рис.6) та даною автоматикою наведено на рис.9.



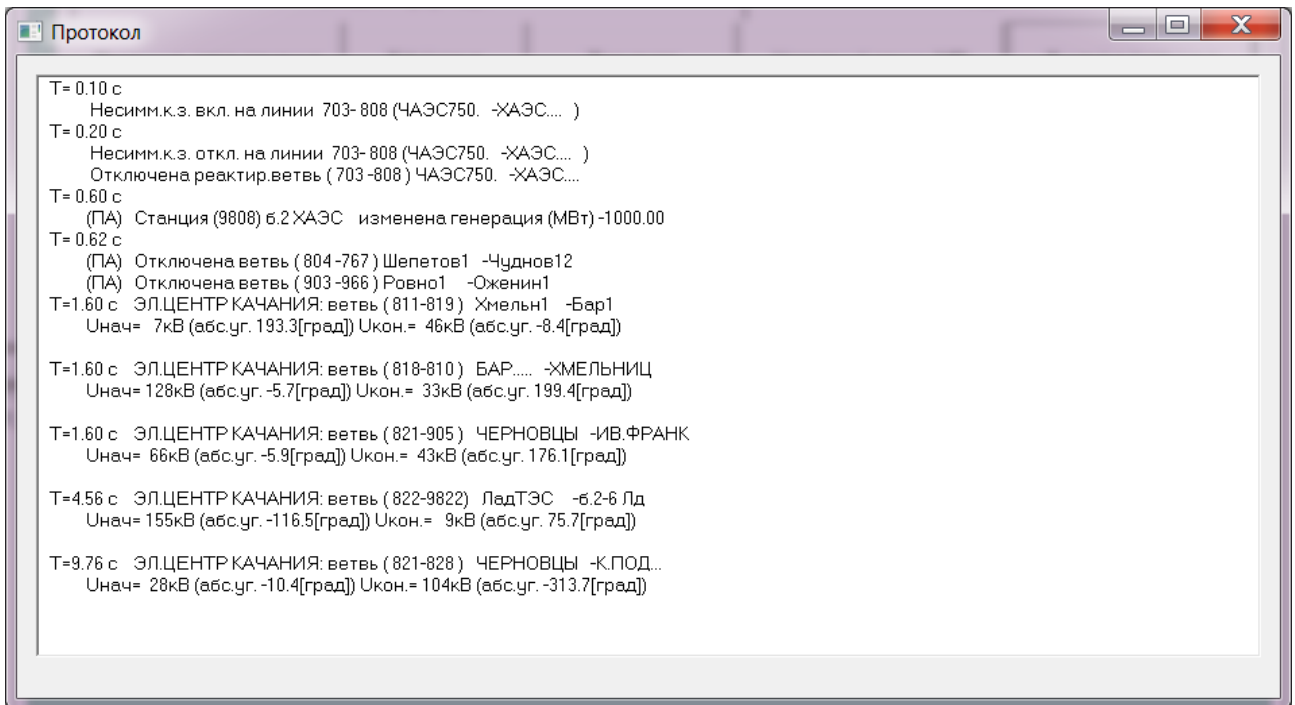
**Рис. 3.21 – Результати розрахунку перехідного режиму для першого варіанту автоматики**

### Другий варіант

Задана наступна автоматика:

```
&d1 804-767 ol 903-966 ol
808 fmax 50.2 tz 0.2 9808 pga -1000
804 Umin 100.0 tz 0.1 &d1
```

При перевищенні частоти (50.2Гц) на шинах 750кВ ХАЕС (вузол 808) з затримкою часу 0.2с (808 fmax 50.2 tz 0.2) виконується відключення блоку ХАЕС (вузол 9808 pga -1000). При зниженні напруги (100кВ) на шинах 110кВ ПС Шепетівка (вузол 804) з затримкою часу 0.1с об'єднана дія (&d1): відключення двох ПЛ-110кВ Шепетівка- Чуднів (804-767 ol ) та Рівне- Ожинін (903-966 ol). Результати розрахунку з контрольним збуренням (рис.6) та даною автоматикою наведено на рис.10.

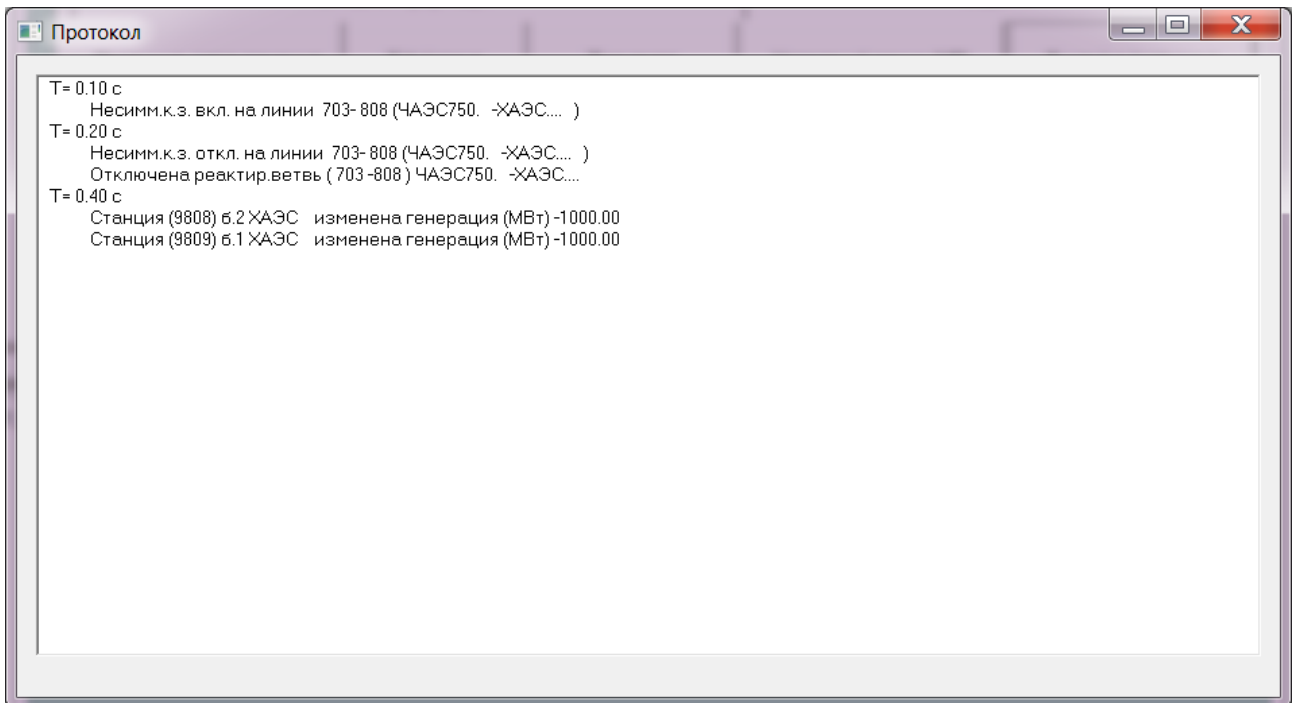


**Рис. 3.22 - Результати розрахунку перехідного режиму для другого варіанту автоматики**

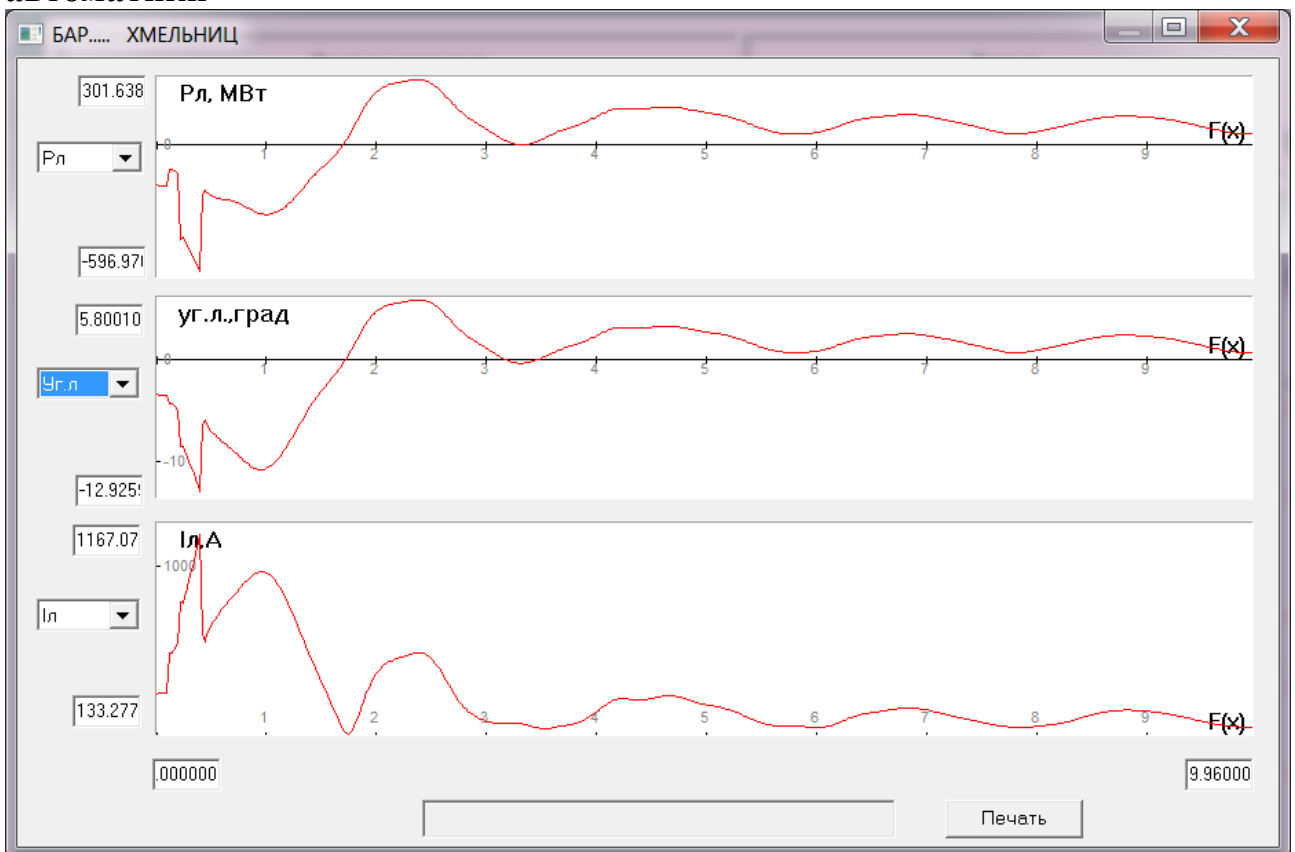
### Третій варіант

&d66 9808 pga -1000 9809 pga -1000  
808 fmax 50.2 tz 0.2 9808 &d66

При перевищенні частоти (50.2Гц) на шинах 750кВ ХАЕС (вузол 808) з затримкою часу 0.2с (808 fmax 50.2 tz 0.2) виконується об'єднана дія (&d66) відключення блоків ХАЕС (9808 pga -1000 9809 pga -1000). Результати розрахунку з контрольним збуренням (рис.6) та даною автоматикою наведено на рис.11-12.



**Рис 3.23 - Результаты розрахунку перехідного режиму для третього варіанту автоматики**



**Рис. 3.24 - Результаты розрахунку перехідного режиму для третього варіанту автоматики ПЛ-330кв Бар-Хмельницький**

### Четвертий варіант

Приклад виконання двох об'єднаних дій автоматики

&d2 804 pn -40 qn -16 903 pn -57 qn -12

&d1 804-767 ol 903-966 ol

&d66 9808 pga -1000 9809 pga -1000

808 fmax 50.2 &d66

804 Umin 100.0 tz 0.1 &d1 &d2

При перевищенні частоти (50.2Гц) на шинах 750кВ ХАЕС (вузол 808) без затримки часу (808 fmax 50.2 ) виконується об'єднана дія (&d66) відключення блоків ХАЕС (9808 pga -1000 9809 pga -1000). При зниженні напруги (100кВ) на шинах 110кВ ПС Шепетівка (вузол 804) з затримкою часу 0.1с виконуються об'єднані дії (&d1 &d2): відключення двох ПЛ-110кВ Шепетівка- Чуднів (804-767 ol ) та Рівне- Ожинін (903-966 ol) та зниження потужності навантаження у вузлах 110кВ ПС Шепетівка (вузол 804) і Рівне (вузол 903): (&d2 804 pn -40 qn -16 903 pn -57 qn -12). Результати розрахунку з контрольним збуренням (рис.6) та даною автоматикою наведено на рис.13.

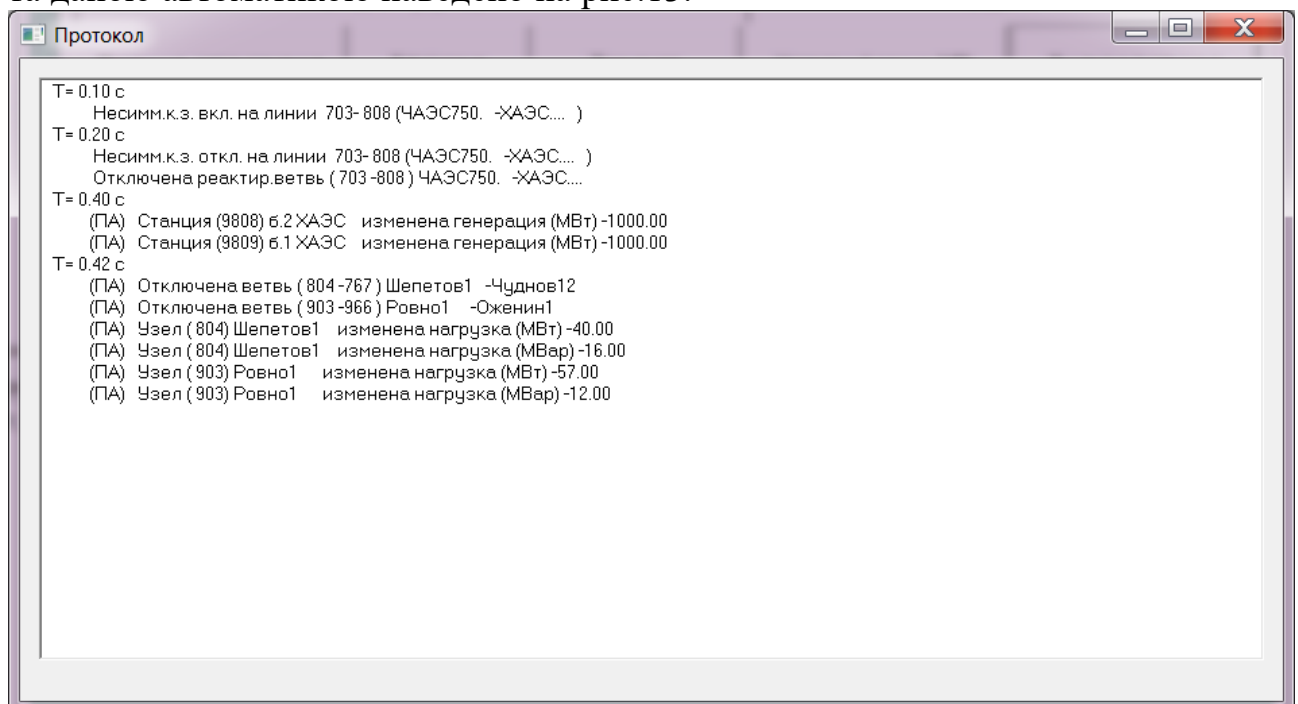


Рис. 3.25 - - Результати розрахунку перехідного режиму для четвертого варіанту автоматики

### П'ятий варіант

&d2 804 pn -40 qn -16 903 pn -57 qn -12

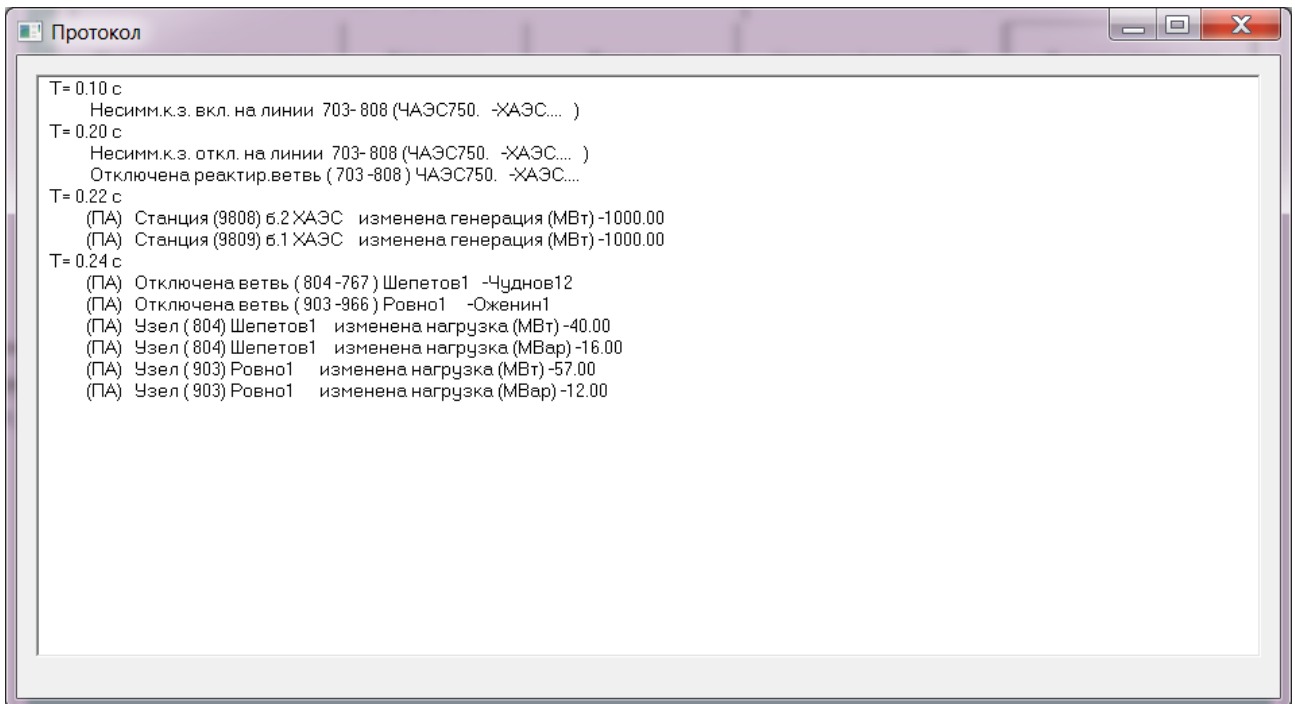
&d1 804-767 ol 903-966 ol

&d66 9808 pga -1000 9809 pga -1000

821-905 plmin -419 &d66

804 Umin 100.0 tz 0.1 &d1 &d2

**При перевищенні перетоку потужності ( $p_{\min} -419$ )** на ПЛ 330кВ Чернівці – Ів.Франківськ (821-905) без затримки часу виконується об'єднана дія (&d66) відключення блоків ХАЕС (9808 pga -1000 9809 pga -1000). При зниженні напруги (100кВ) на шинах 110кВ ПС Шепетівка (вузол 804) з затримкою часу 0.1с виконуються об'єднані дії (&d1 &d2): відключення двох ПЛ-110кВ Шепетівка- Чуднів (804-767 ol ) та Рівне- Ожинін (903-966 ol) та зниження потужності навантаження у вузлах 110кВ ПС Шепетівка (вузол 804) і Рівне (вузол 903): (&d2 804 pn -40 qn -16 903 pn -57 qn -12). Результати розрахунку з контрольним збуренням (рис.6) та даною автоматикою наведено на рис.14.



**Рис. 3.26 - - Результати розрахунку перехідного режиму для п'ятого варіанту автоматики**

### **Шостий варіант**

&d2 804 pn -40 qn -16 903 pn -57 qn -12

&d1 804-767 ol 903-966 ol

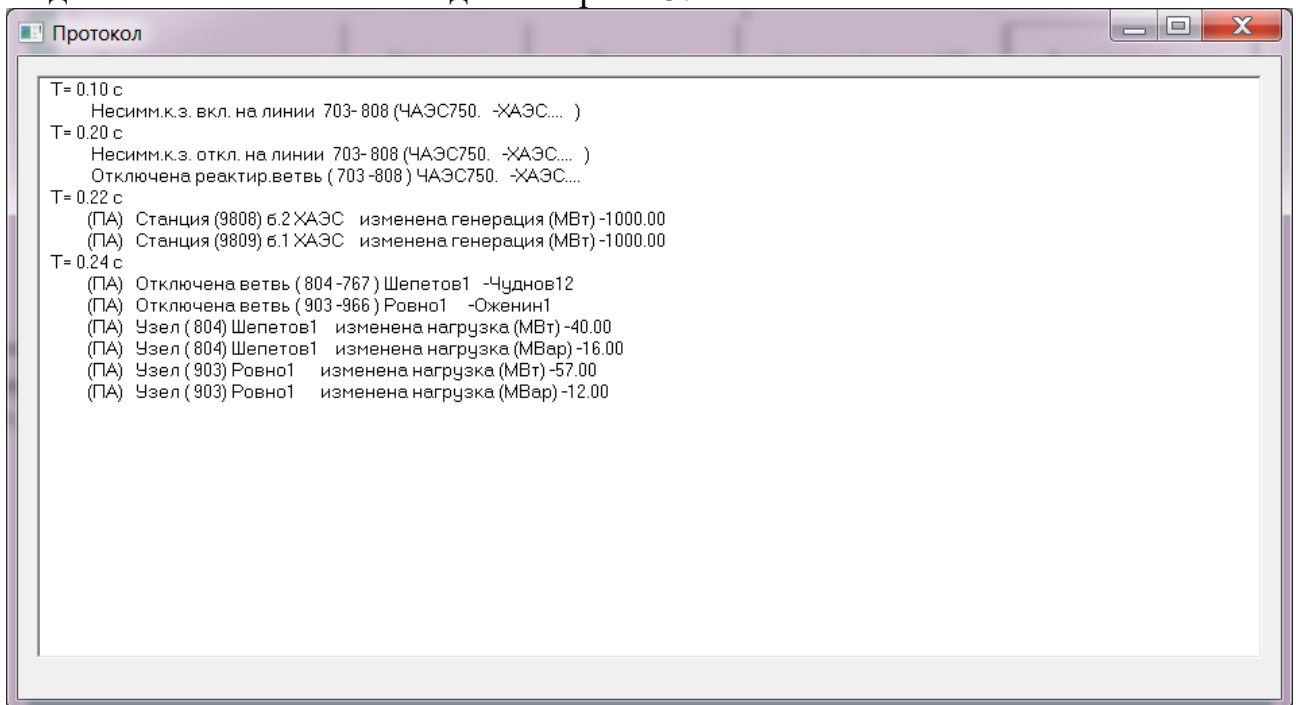
&d66 9808 pga -1000 9809 pga -1000

821-905 ilmax 750 &d66

804 Umin 100.0 tz 0.1 &d1 &d2

**При перевищенні струму ( $i_{\max} 750$ )** на ПЛ 330кВ Чернівці – Ів.Франківськ (821-905) без затримки часу виконується об'єднана дія (&d66) відключення блоків ХАЕС (9808 pga -1000 9809 pga -1000). При зниженні напруги (100кВ) на шинах 110кВ ПС Шепетівка (вузол 804) з затримкою часу 0.1с виконуються об'єднані дії (&d1 &d2): відключення двох ПЛ-110кВ Шепетівка- Чуднів (804-767 ol ) та Рівне- Ожинін (903-966 ol) та зниження потужності навантаження у

вузлах 110кВ ПС Шепетівка (вузол 804) і Рівне (вузол 903): (&d2 804 рп -40 қп -16 903 рп -57 қп -12). Результати розрахунку з контрольним збуренням (рис.6) та даною автоматикою наведено на рис.15.



**Рис. 3.27 - - Результати розрахунку перехідного режиму для шостого варіанту автоматики**

### **Сьомий варіант**

&d1 804-767 ol 903-966 ol  
 &d66 9808 pga -1000 9809 pga -1000  
 #kc44 821-905 0 + 818-810 0  
 945-827 fol splmax #kc44 550 tz 0.02 &d66  
 804 Umin 100.0 tz 0.1 &d1

*При перевищенні сумарного перетоку потужності (splmax #kc44 550) в перетині з двох ПЛ-330кВ (#kc44 821-905 0 + 818-810 0) Чернівці – Ів.Франківськ (821-905) та Бар-Хмельницький (818-810) з затримкою часу 0.02с (tz 0.02) та контролю вимкнення ПЛ-750кВ ЗУ-Вінниця виконується об'єднана дія (&d66) відключення блоків ХАЕС (9808 pga -1000 9809 pga -1000). При зниженні напруги (100кВ) на шинах 110кВ ПС Шепетівка (вузол 804) з затримкою часу 0.1с виконуються об'єднана дія (&dq): відключення двох ПЛ-110кВ Шепетівка- Чуднів (804-767 ol ) та Рівне- Ожинін (903-966 ol). Результати розрахунку з контрольним збуренням (рис.6) та даною автоматикою наведено на рис.16-18.*

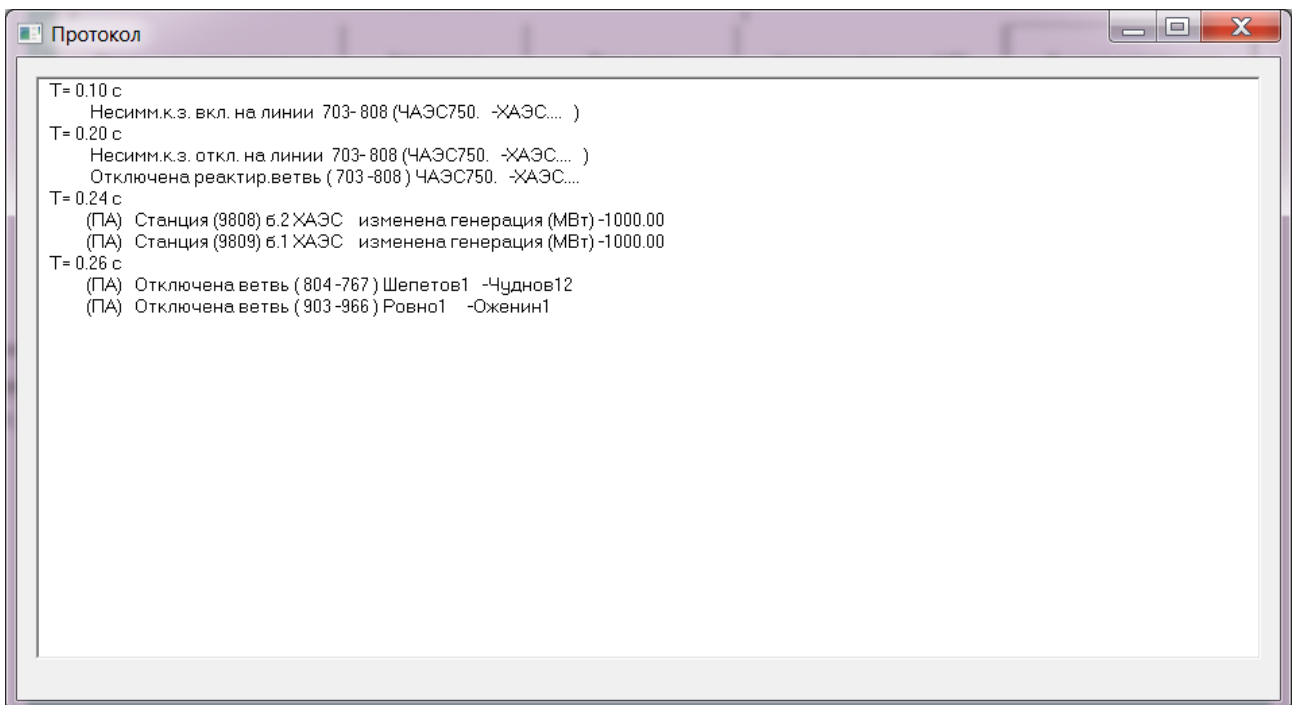


Рис. 3.28 - Результати розрахунку перехідного режиму для сьомого варіанту автоматики

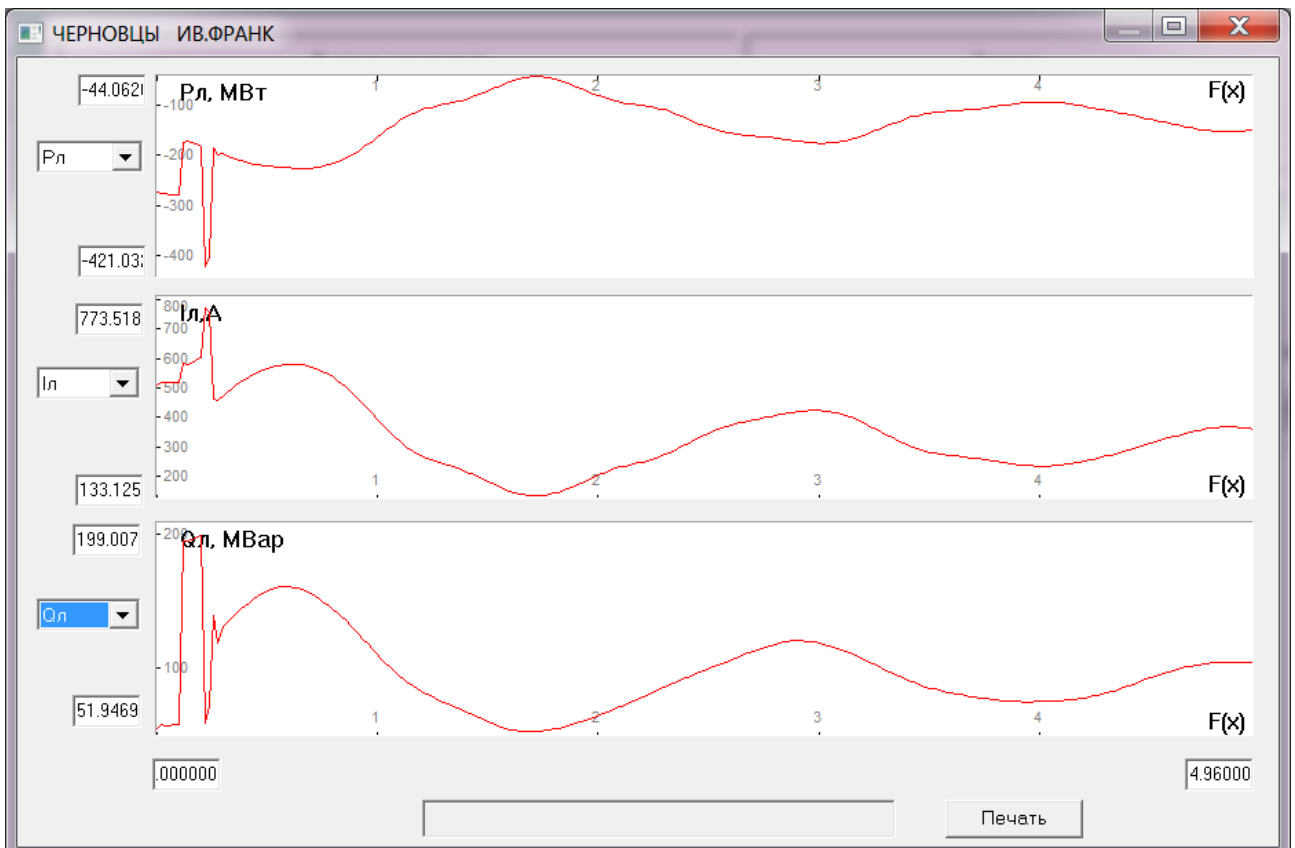


Рис. 3.29 - Результати розрахунку перехідного режиму для третього варіанту автоматики ПЛ-330кв Чернівці-Ів.Франківськ

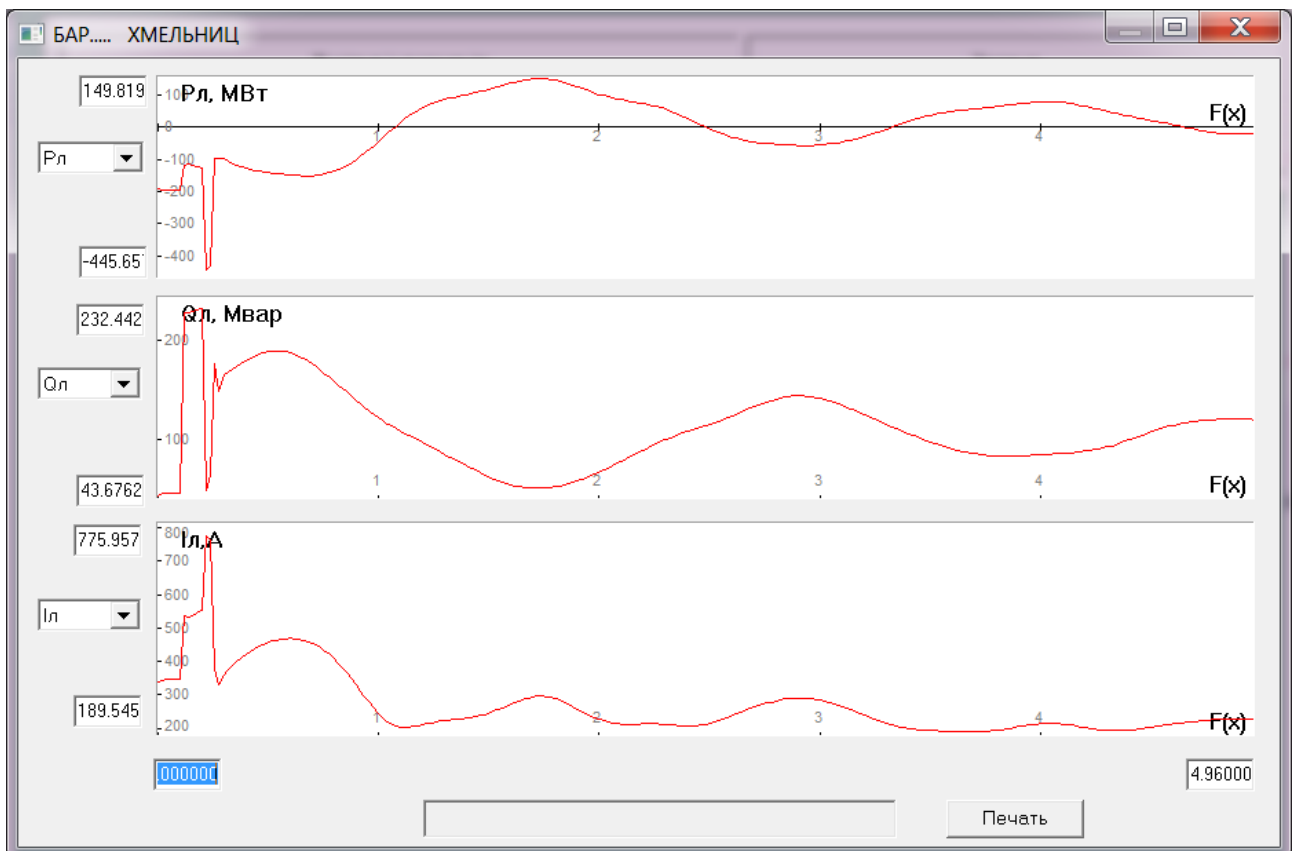


Рис. 3.30 - Результати розрахунку перехідного режиму для третього варіанту автоматики ПЛ-330кв Бар-Хмельницький

## ВИСНОВКИ

Представлена загальна структура протиаварійної автоматики (ПА). Зазначено, що умови війни в яких опинилася ОЕС України, значно ускладнили її експлуатацію. У цих умовах виконання заданих нормативів статичної та динамічної стійкості висувають підвищені вимоги як до принципів та точності управління нормальними, аварійними та післяаварійними режимами енергосистем, так і до апаратної реалізації пристроїв протиаварійної автоматики, а також їх експлуатації у діючих енергосистемах. Системи ПА повинні надавати дозовані впливи на ЕЕС, щоб забезпечувати локалізацію та ліквідацію аварійних режимів, а також мінімізувати збитки від аварій.

1. Досліджені особливості регулювання частоти в енергосистемі, вплив частоти на роботу споживачів та специфіка організації процесу регулювання частоти, що застосовується в більшості енергосистем світу; розглянуті основні характеристики досліджуваних енергосистем України та Європи як об'єктів керування, враховуючи їх склад, структуру споживання та генерацію енергії, а також організації процесів регулювання режимів роботи; виконано аналіз сучасних вимог до регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України та європейській енергосистемі; наведено алгоритм врахування дії АЧР для дослідження процесів регулювання частоти.

2. З використанням побудованої моделі виконано дослідження перехідних процесів для режимів ОЕС України в разі виникнення різних за величиною збурень. Показано, що за допомогою оптимального використання автоматизованих систем регулювання здійснюється підвищення надійності та ефективності електроенергетичних систем. Об'єднання ОЕС України з енергосистемою ENTSO-E сприятиме підвищенню стійкості ОЕС України до великих збурень. Для виконання умов щодо об'єднання енергосистем виникає необхідність вирішення низки питань стосовно забезпечення пропускну

здатності ЛЕП, забезпечення статичної стійкості окремих частин енергосистеми та показників якості електричної енергії, що потребує проведення додаткових досліджень.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>
2. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України / О.В. Кириленко, І.В. Блінов, Є.В. Парус // Технічна електродинаміка. - 2013. - № 5. - С. 55-60.
3. Yandulskyi O.S., Hulyi V.S. Peculiarities of tps units participation in the secondary frequency control in the itegrated energy system of Ukraine / O.S. Yandulskyi, V.S. Hulyi // Scientific Works of VNTU. - 2017. - № 4. - С. 1-4.
4. Павловський В.В., Стелюк А.О. Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків атомних електростанцій на живучість та стійкість ОЕС України за частотою / В.В. Павловський, А.О. Стелюк // Технічна електродинаміка. - 2015. - № 6. - С. 53-57.
5. Abbaspourtorbati F., Scherer M., Ulbig A., Andersson G. Towards an Optimal Activation Pattern of Tertiary Control Reserves in the Power System of Switzerland / F. Abbaspourtorbati, M. Scherer, A. Ulbig, G. Andersson // American Control Conference (ACC). - 2012. - P. 3629 - 3636.
6. Rodr'iguez M. de la Torre, Scherer M., Whitley D., Reyer F. Frequency Containment Reserves Dimensioning and Target Performance in the European Power System / M. de la Torre Rodr'iguez, M. Scherer, D. Whitley, and F. Reyer // 2014 IEEE PES General Meeting. - 2014. - Conference Exposition. - P. 1-5.
7. Яндульский А.С., Стелюк А.О., Лукаш Н.П. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергосистемах. - К.: НТУУ «КПІ», 2010. - 88 с.
8. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Універсальна модель регулювання частоти

і потужності в об'єднаних енергосистемах / М.М. Кулик, І.В. Дрьомін // Проблеми загальної енергетики. - 2013. - Вип. 4 (35). - С. 5-15.

9. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Узагальнена математична модель та характеристики адаптивних систем автоматичного регулювання частоти і потужності / М.М. Кулик, І.В. Дрьомін // Проблеми загальної енергетики. - 2015. - Вип. 4 (43). - С. 14-23.

10. Кириленко О.В., Павловський В.В., Стелюк А.О. Моделювання роботи системи автоматичного регулювання частоти та потужності з урахуванням динаміки групових регуляторів станцій / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, А.О. Стелюк // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2016. - №3 (146). - С. 19-25.

11. Дрёмин И.В. Моделирование межсистемных перетоков мощности при автоматическом регулировании частоты / И.В. Дрёмин // Проблеми загальної енергетики. - 2012. - Вип. 4 (31). - С. 5-11.

12. Яндульский А.С. Моделирование системы автоматического регулирования частоты и активной мощности в динамических режимах / А.С. Яндульский, А.О. Стелюк, Н.П. Лукаш // Энергетика и электрификация. - 2012. - № 7. - С. 42-48.

13. Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы. - М.: Атомэнергоиздат. - 1983. - 384 с.

14. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. [Чинний від 01.01.2000]. - К.: Изд-во стандартов, 1999. - 31 с.

15. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT): ДСТУ EN 50160:2014. [Чинний від 01.10.2014]. - К.: Мінекономрозвитку України 2014. - 27 с.

16. Вимоги до регулювання частоти і потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕЯЕК 04.156:2009. Чинний від 2009-05-23. - Київ: Мінпаливенерго, 2009. – 54 с.

17. Load-Frequency Control and Performance [E]. A1 - Appendix1. [Чинний від 2004-03- 01]. - UCTE OpНВ. - Режим доступу: [http://www.pseoperator.pl/uploads/kontener/UCTE Operation Handbook Appendix1.pdf](http://www.pseoperator.pl/uploads/kontener/UCTE_Operation_Handbook_Appendix1.pdf).
18. План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки. - Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/03/ПРОЕКТ-Planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2019-2028-roky.pdf>
19. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. 2018 р. - Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/11/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej.pdf>
20. Національна енергетична компанія «Укренерго». Офіційний веб-сайт. - Режим доступу: <https://ua.energy/>
21. Управление режимами энергосистем и вопросы автоматизации: учеб. пособ. / А.А. Минченко, В.Н. Яровой. - Харьков: НТУ «ХПИ», 2009. - 189 с.
22. ENTSO-E. Офіційний веб-сайт. - Режим доступу: [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)
23. Power facts Europe 2019. - Режим доступу: <https://www.entsoe.eu/news/2019/01/22/entso-e-releases-new-data-driven-report-powerfacts-europe-2019/>
24. UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency control. Final version. - Approved by SC on 19 March 2009. - 33 p.
25. UCTE Operation Handbook - Introduction. Final version. - Approved by SCon 24 June 2004. - 18 p.
26. UCTE Operation Handbook – Glossary. Final version. - Approved by SCon 24 June 2004. - 17 p.
27. Nordic Grid Code 2007 – Nordic collection of rules. - Approved by Nordel 15 January 2007. - 190 p.
28. Balancing code №.3. Frequency control process. Issue 5 Revision 0. -

Approved by National Grid Electricity Transmission 17 August 2012. - 8 p.

29. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Настанова. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

30. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ГЕС. Настанова. СОУ-Н ЕЕ04.158:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

31. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Настанова. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

32. Методики і рекомендації щодо перевірки готовності ТЕС, ГЕС і АЕС доучасті у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

33. Load-Frequency Control and Performance [E]. P1 – Policy 1., 19. 03. 2009. - Режим доступу: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf)

34. Лазарєв Ю. Ф. MATLAB і моделювання динамічних систем. Навчальний посібник. Глава 4. Засоби взаємодії Matlab з Simulink. - Київ: НТУУ «КПІ», 2009. - 63 с.

35. Load Frequency Control (Single Area Case). IEEEGUIDE. - Режим доступу: <http://www.eeeguide.com/load-frequency-control/>

36. Thesis-1: Automatic Generation Control (AGC). - Part\_3. Only

engineering, 29. 06. 2012. - Режим доступа: <https://onlyengineering.wordpress.com/2012/06/29/thesis-1-automatic-generation-control-agc-part-3/#comments>

37. Turbine Governing System, Inside Power Station, 08. 09. 2009. - Режим доступа: <http://idpowerstation.blogspot.com/2009/09/turbine-governing-system.html>

## Додаток 1. Файл АЧР для розрахунку перехідного режиму (Південна ЕЕС)

503 49.2 0.5 0 0 0 0 6.4 0
503 49.1 0.5 0 0 49.9 65 9 0
503 49.1 0.5 0 0 49.7 50 8 0
503 49.1 0.5 0 0 49.9 40 2.8 0
503 48.7 0.3 49 24 0 0 6.4 0
503 48.5 0.3 49 30 49.8 35 6.5 0
503 48.5 0.3 49 30 0 0 13.5 0
503 48.4 0.3 48.9 33 0 0 26.6 0
503 47.9 0.3 48.8 48 49.7 20 21 0
503 47.7 0.3 48.8 54 49.7 70 24.9 0
503 47.4 0.3 48.7 63 0 0 6.6 0
503 47.2 0.3 48.7 69 0 0 6.9 0
507 48.8 0.3 49 21 0 0 17.8 0
510 49.9 0.3 0 0 50 50 9.1 0
510 49.9 0.3 0 0 49.8 25 3.2 0
510 49.9 0.3 0 0 50 65 9.6 0
510 49.9 0.2 0 0 49.9 35 3.9 0
510 49.9 0.2 0 0 49.7 45 4.5 0
510 49.9 0.2 0 0 0 0 1.6 0
510 49.9 0.2 48.9 39 0 0 27.3 0
510 49.9 0.2 48.9 42 0 0 5.6 0
510 49.9 0.3 48.8 45 0 0 8 0
510 49.9 0.2 48.8 51 0 0 34.4 0
510 49.9 0.3 48.7 66 0 0 17.6 0
510 0 0 49.1 14 49.9 40 10.4 0
510 0 0 49.1 17 50 45 14.3 0
510 0 0 49.1 17 50 40 6.5 0
510 0 0 49.1 20 49.7 65 20.8 0
511 49.9 0.3 0 0 0 0 7.2 0
511 49.9 0.3 49 21 49.9 40 3.6 0
511 49.9 0.3 48.8 45 49.7 30 2.2 0
513 49.9 0.3 0 0 49.7 35 1.3 0
513 49.9 0.3 0 0 49.8 25 7.3 0
513 49.9 0.3 0 0 49.7 25 11.4 0
513 49.9 0.3 0 0 49.7 45 5.1 0

513 49.9 0.3 49 24 49.6 35 3.4 0
513 49.9 0.3 49 27 49.9 25 10.2 0
513 49.9 0.3 49 27 0 0 21.5 0
513 49.9 0.3 49 30 0 0 31.8 0
513 49.9 0.3 48.9 33 49.7 70 14 0
513 49.9 0.3 48.9 33 49.8 35 19.1 0
513 49.9 0.3 48.9 42 49.8 75 22.9 0
513 49.9 0.3 48.8 45 0 0 1.8 0
513 49.9 0.3 48.8 48 49.7 10 19.6 0
513 49.9 0.3 48.8 54 0 0 23.5 0
513 49.9 0.3 48.8 57 49.6 35 0.5 0
513 49.9 0.3 48.8 57 0 0 20.8 0
513 49.9 0.3 48.7 66 49.6 25 9.6 0
513 0 0 49.1 5 49.9 30 13.4 0
513 0 0 49.1 5 49.9 30 4.2 0
513 0 0 0 0 0 0 10.9 0
513 0 0 49.1 17 50 60 3.4 0
513 0 0 49.1 17 50 30 1.4 0
513 0 0 49.1 20 50 35 12.9 0
514 49.9 0.3 0 0 49.7 30 4 0
514 49.9 0.3 0 0 49.8 45 2.8 0
514 49.9 0.3 0 0 0 0 12 0
514 49.9 0.3 48.8 45 0 0 6.3 0
514 49.9 0.3 48.7 69 0 0 9.5 0
514 0 0 49.1 5 49.9 35 1.1 0
514 0 0 49.1 5 0 0 7.3 0
515 49.9 0.3 0 0 49.8 55 2.7 0
515 49.9 0.3 0 0 0 0 7 0
515 49.9 0.3 0 0 49.7 20 3.1 0
515 49.9 0.2 49 21 49.9 65 8.1 0
515 49.9 0.3 49 24 0 0 11.6 0
515 49.9 0.3 48.9 36 49.7 45 5 0
515 49.9 0.3 48.8 45 0 0 2.9 0
515 49.9 0.3 48.8 51 49.7 40 3.1 0
515 49.9 0.3 48.8 54 49.6 15 0.7 0
515 49.9 0.3 48.8 54 0 0 6.6 0

515 49.9 0.3 48.7 69 0 0 9 0
515 0 0 49.1 14 49.7 75 14.6 0
516 49.2 0.5 0 0 49.7 60 1.1 0
516 49.2 0.5 0 0 0 0 7.9 0
516 49.1 0.5 0 0 49.8 10 1.9 0
516 48.8 0.3 49 21 0 0 10.5 0
516 48.6 0.3 49 27 49.9 80 13.6 0
516 48.5 0.3 49 30 0 0 6.7 0
516 48.4 0.3 48.9 33 49.8 25 13.9 0
516 48.2 0.3 48.9 39 49.8 45 5.9 0
516 48.2 0.3 48.9 39 0 0 6 0
516 47.9 0.3 48.8 48 0 0 13.6 0
516 47.6 0.3 48.8 57 49.5 10 1.8 0
516 47.3 0.3 48.7 66 0 0 19.6 0
516 47.2 0.3 48.7 69 49.4 10 6.9 0
516 47.2 0.3 48.7 69 0 0 9.8 0
516 0 0 49.1 11 50 50 8.8 0
516 0 0 49.1 11 0 0 1.2 0
517 49.2 0.5 0 0 49.9 60 4.8 0
517 49.1 0.5 0 0 49.7 35 5.4 0
517 49.1 0.5 0 0 0 0 17.1 0
517 48.7 0.3 49 24 0 0 7.6 0
517 48.5 0.3 49 30 49.8 40 2.7 0
517 48.5 0.3 49 30 49.8 30 4.2 0
517 48.1 0.3 48.9 42 49.7 15 6.1 0
517 48.1 0.3 48.9 42 49.7 10 0.8 0
517 48.1 0.3 0 0 0 0 7.1 0
517 48 0.3 48.8 45 0 0 13.7 0
517 47.8 0.3 48.8 51 49.7 20 0.5 0
517 47.8 0.3 48.8 51 0 0 12.2 0
517 47.7 0.3 48.8 54 49.6 10 11.3 0
517 47.7 0.3 48.8 54 0 0 0.5 0
517 47.5 0.3 48.7 60 0 0 13.5 0
517 47.4 0.3 48.7 63 0 0 13.6 0
517 0 0 49.1 11 50 30 1.6 0
517 0 0 49.1 11 50 10 13 0

519 48.2 0.3 48.9 39 0 0 2.7 0
519 48.1 0.3 48.9 42 49.7 45 1.6 0
519 48.1 0.3 48.9 42 49.6 35 6.4 0
519 47.6 0.3 48.8 57 0 0 16.8 0
519 0 0 49.1 5 50 65 15.9 0
521 49.2 0.5 0 0 49.8 65 1.2 0
521 49.1 0.5 0 0 49.7 60 5 0
521 48.2 0.3 48.9 39 49.8 50 1 0
521 48.2 0.3 48.9 39 49.8 40 12 0
521 48 0.3 48.8 45 49.7 35 4.5 0
521 48 0.3 48.8 45 49.7 25 7 0
521 0 0 49.1 11 50 35 10 0
524 49.2 0.5 0 0 49.8 15 1.4 0
524 49.2 0.5 0 0 0 0 1.6 0
524 49.1 0.5 0 0 0 0 1.9 0
524 48.3 0.3 48.9 36 0 0 26.2 0
524 48.2 0.3 48.9 39 0 0 7 0
524 47.8 0.3 48.8 51 0 0 19.6 0
524 47.4 0.3 48.7 63 0 0 0.6 0
524 47.3 0.3 48.7 66 0 0 21.7 0
524 47.2 0.3 48.7 69 0 0 6 0
524 0 0 49.1 11 49.9 70 10.5 0
529 49.9 0.3 0 0 49.8 55 0.9 0
529 49.9 0.3 0 0 49.8 55 1.6 0
529 49.9 0.3 0 0 0 0 4.3 0
529 49.9 0.3 0 0 49.9 45 2.2 0
529 49.9 0.3 0 0 49.8 70 2.6 0
529 49.9 0.3 0 0 0 0 2.2 0
529 49.9 0.3 49 24 0 0 1.8 0
529 49.9 0.3 48.9 39 49.8 60 4.2 0
529 49.9 0.3 48.8 45 49.7 60 1.7 0
529 49.9 0.3 48.8 45 0 0 4.3 0
529 49.9 0.3 48.8 48 49.7 35 4.3 0
529 49.9 0.3 48.8 54 0 0 1.6 0
529 49.9 0.3 48.7 63 0 0 10.3 0
529 0 0 49.1 14 50 30 10.1 0

532 49.2 0.5 0 0 49.7 55 7 0
532 49.2 0.5 0 0 0 0 8.1 0
532 49.1 0.5 0 0 49.7 15 4.5 0
532 48.8 0.5 49 21 49.9 15 16.6 0
532 48.1 0.3 48.9 42 49.7 45 2.2 0
532 47.4 0.3 48.7 63 49.6 40 1.5 0
532 47.4 0.3 48.7 63 0 0 2.5 0
533 49.2 0.5 0 0 49.9 55 3.2 0
533 49.2 0.5 0 0 0 0 7.4 0
533 49.1 0.5 0 0 49.7 25 6.3 0
533 47.6 0.3 48.8 57 0 0 11.7 0
534 48.7 0.3 49 24 49.9 75 6 0
534 0 0 49.1 11 49.9 65 10.8 0
538 0 0 49.1 11 49.7 40 9.7 0
541 49.9 0.3 48.8 57 0 0 6.1 0
542 49.9 0.3 0 0 49.7 35 2.8 0
542 49.9 0.3 0 0 49.7 45 5.8 0
542 49.9 0.3 0 0 49.8 55 0.7 0
542 49.9 0.3 49 24 0 0 9.7 0
542 49.9 0.3 49 30 49.8 25 1.2 0
542 49.9 0.3 48.8 45 49.7 50 5 0
542 49.9 0.3 48.8 54 49.6 10 4 0
542 49.9 0.3 48.8 57 0 0 6 0
542 49.9 0.3 48.7 60 0 0 26 0
542 0 0 49.1 5 0 0 3.2 0
542 0 0 49.1 14 50 30 2 0
543 49.9 0.3 0 0 49.8 55 1 0
543 48.9 0.3 48.9 33 0 0 4.7 0
543 47.9 0.3 48.7 69 49.6 15 2.1 0
544 49.1 0.5 0 0 49.7 20 7.8 0
544 48.7 0.3 49 24 0 0 3.6 0
544 48.3 0.3 48.9 36 49.8 20 18.3 0
544 0 0 49.1 14 0 0 6.4 0
546 49.9 0.3 0 0 0 0 1.1 0
549 49.9 0.3 48.7 66 49.6 10 6 0
565 49.9 0.3 0 0 49.7 55 13.3 0

565 49.9 0.3 48.7 69 49.6 30 11.1 0
566 49.9 0.5 0 0 49.8 15 5.7 0
566 49.9 0.3 48.9 36 49.8 20 7.7 0