

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

**Інститут (факультет) ННІТІ ім.акад.І.С.Гулого
Кафедра Електропостачання і електроменеджменту**

«До захисту в ЕК»
Директор інституту(декан
факультету)

(підпис) С. Блаженко
(прізвище та ініціали)

«__» _____ 2022р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

(підпис) С. Балюта
(прізвище та ініціали)

«__» _____ 2022р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехніка та електротехнології»
на тему: «Модель регулювання частоти і потужності в
електроенергетичних системах»

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗЕЛ 5-5ск

Розсохач Сергій Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник Юнеєва Наталія Тахірджанівна

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Консультанти _____

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

(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 - 2022р

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь бакалавр

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

Освітньо-професійна програма «Електротехніка та електротехнології»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

“ _____ ”

_____ 2022 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Розсохача Сергія Сергійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Модель регулювання частоти і потужності в електроенергетичних системах»

керівник работ Юнеєва Наталія Тахірджанівна, к.т.н.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від

2. Строк подання здобувачем роботи 25.01.2022р.

3. Вихідні дані до роботи Склад та структура системи регулювання частоти і потужності в ОЕС України. Модель динаміки ОЕС України. Схема та параметри тестової мережі для дослідження роботи регуляторів віртуальної інерції (IEEE 14-bus)

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Системи автоматичного регулювання частоти електроенергетичної системи. Математична модель процесів регулювання частоти в енергосистемі з відновлюваними джерелами енергії. Моделювання віртуальної інерції вітрових електростанцій Система керування режимами електроенергетичної системи

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація з 13 слайдів

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломну роботу	12.11.2021р	
2	Вступ	13.11.2021р	
3	Керування в Об'єднаній електроенергетичній системі України	20.11.2021р	
4	Структура системи моніторингу перехідних режимів	24.11.2021р	
5	Вплив відновлюваних джерел енергії в ОЕС України на параметри режиму електроенергетичної системи	28.11.2021р	
6	Математична модель електроенергетичної системи	05.12.2021р	
7	Модель системи автоматичного регулювання частоти	11.12.2021р	
8	Модель динаміки ОЕС України	17.12.2021р	
9	Математична модель мережі	21.12.2021р	
10	Моделювання віртуальної інерції вітрових електростанцій	27.12.2021р	
11	Дослідження віртуальної інерції сонячних фотоелектростанцій	03.01.2022р	
12	Методи обмеження генерування ВДЕ для забезпечення резервів потужності для регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах	06.01.2022р	
15	Оформлення пояснювальної записки	22.01.2022	
16	Підготовка презентації	23.01.2022р	
17	Здача дипломного проекту на перевірку	25.01.2022р	

Здобувач

_____ (підпис)

Розсохач С.С.

Керівник роботи

_____ (підпис)

Юнесва Н.Т.

АНОТАЦІЯ

Проведено аналіз сучасних підходів до вирішення задачі регулювання частоти та потужності в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії. Дослідження структури та планів розвитку ОЕС України виявило тенденцію до збільшення частки ВДЕ в енергобалансі при цьому спостерігається: незбалансованість структури генеруючих потужностей, нестача ресурсів для виконання задач автоматичного регулювання частоти та потужності; недостатня пропускна спроможність системоутворюючих ЛЕП; недостатній рівень оснащення засобами телемеханіки, автоматики та моніторингу. Інтеграція ВДЕ в ЕЕС супроводжується проблемами пов'язаними з непередбачуваністю та змінністю генерування електричної потужності. Це призводить до порушення балансу потужності в ЕЕС, тобто умов надійного та якісного електропостачання. Результати аналізу вітропарку встановленою потужністю 202МВт, показали, що агрегування ВЕС дає значну економію оперативних резервів. Так відокремленому вітропарку потужністю 202 МВт необхідно додатково 18.2 МВт резервів для компенсації мінливості, в той самий час вітропарку потужністю 202 МВт у складі агрегованої, територіально розосередженої системи необхідно 9,4 МВт, тобто економія складає 48%. Таким чином об'єднання ВДЕ в агреговані, територіально розосередженої системи зменшує непередбачуваність та мінливість генерування ВДЕ. Проведено аналіз математичних моделей елементів ЕЕС, що мають найбільший вплив на динаміку зміни частоти системи під час електромеханічних перехідних процесів. Порівняння результатів моделювання аварійного відключення блоку 1ГВт на ЗАЕС 20 грудня 2012 з відповідними даними реєстраторів СМІР, підтвердило коректність відображення електромеханічних ПП у розробленій моделі

Ключові слова. Протиаварійне керування, протиаварійна автоматика, графіки електричних навантажень, споживачі, регулятори, потужність генерації, вирівнювання споживання.

ABSTRACT

An analysis of modern approaches to solving the problem of frequency and power control in power systems with renewable energy sources. The study of the structure and development plans of the UES of Ukraine revealed a tendency to increase the share of RES in the energy balance, with the following: insufficient capacity of power transmission systems; insufficient level of telemechanics, automation and monitoring equipment. The integration of RES into the UES is accompanied by problems related to the unpredictability and variability of electric power generation. This leads to a violation of the power balance in the power system, ie the conditions of reliable and high-quality power supply. The results of the analysis of the wind farm with an installed capacity of 202 MW showed that the aggregation of wind farms gives significant savings in operational reserves. Thus, a separate 202 MW wind farm needs an additional 18.2 MW of reserves to compensate for variability, while a 202 MW wind farm needs 9.4 MW as part of an aggregate, geographically dispersed system, saving 48%. Thus, combining RES into an aggregated, geographically dispersed system reduces the unpredictability and variability of RES generation. The analysis of mathematical models of EES elements, which have the greatest influence on the dynamics of system frequency change during electromechanical transients, is made. Comparison of the results of modeling of emergency shutdown of the 1GW unit at ZNPP on December 20, 2012 with the corresponding data of the SMPR registrars, confirmed the correctness of the display of electromechanical software in the developed model.

Keywords. Emergency control, emergency automation, graphs of electrical loads, consumers, regulators, power generation, consumption equalization.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ.....	11
1.1. Керування в Об'єднаній електроенергетичній системі України.....	11
1.2. Особливості керування з Smart Grid.....	13
1.3. Структура системи моніторингу перехідних режимів.....	13
1.4. Система керування режимами електроенергетичної системи.....	15
1.5. Вплив відновлюваних джерел енергії в ОЕС України на параметри режиму електроенергетичної системи.....	17
РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.....	37
2.1. Математична модель електроенергетичної системи.....	37
2.2. Модель системи автоматичного регулювання частоти.....	43
2.3. Математична модель мережі.....	46
2.4. Модель динаміки ОЕС України.....	48
РОЗДІЛ 3. Дослідження математичної моделі процесу регулювання частоти та потужності у енергетичній системі з ВДЕ.....	72
3.1. Моделювання віртуальної інерції вітрових електростанцій.....	74
3.2. Дослідження віртуальної інерції сонячних фотоелектростанцій.....	83
3.3. Методи обмеження генерування ВДЕ для забезпечення резервів потужності для регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах.....	86
ВИСНОВКИ.....	91
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	92

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС	–	атомна електростанція
АРЗ	–	автоматичний регулятор збудження
АРШ	–	автоматичний регулятор швидкості
обертанняБД	–	база даних
БЕС	–	електростанція на біопаливі
ВДЕ	–	відновлювані джерела енергії
ВЕС	–	вітрова електростанція
ВІ	–	віртуальна інерція
ВОЛЗ	–	волоконно-оптичні лінії зв'язку
ВР	–	вторинне регулювання
ВрЕС	–	віртуальна електростанція
ГАЕС	–	гідроакумуюча електростанція
ГЕС	–	гідроелектростанція
ГРАП	–	груповий регулятор активної потужності
станціїЕЕС	–	електроенергетична система
ЕМ	–	електрична мережа
ЄЕС	–	Єдині енергетичні системи
ОЕС	–	об'єднана електроенергетична система
ПА	–	протиаварійна автоматика
САРЧП	–	система автоматичного регулювання частоти та перетоків потужності
СГ	–	синхронний генератор
СЕС	–	сонячна електростанція
ТЕС	–	теплова електростанція
ТЕЦ	–	теплоелектроцентраль
ЦР	–	центральний регулятор
ENTSO-E	–	(англ. European Network of Transmission System Operators for Electricity) європейська мережа системних операторів

ВСТУП

Відповідно до закону України «Про альтернативні джерела енергії» основними засадами державної політики у сфері альтернативних джерел енергії є нарощування обсягів виробництва та споживання енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), з метою економного використання традиційних паливно-енергетичних ресурсів. Наразі найбільш активно розвиваються такі види ВДЕ, як вітрові і сонячні електростанції.

Розвиток вітрової та сонячної енергетики в Україні сприяє вирішенню низки енергетичних, екологічних, соціальних та економічних проблем, що мають важливе значення для країни.

Разом з тим, в умовах збільшення частки ВДЕ в енергобалансі ОЕС України, набуває особливої актуальності задача регулювання частоти ЕЕС з залученням ВДЕ до керування поточним режимом електроенергетичної системи.

Розвиток електроенергетичних систем (ЕЕС), підвищення вимог до надійності та якості електропостачання разом зі збільшенням частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в загальному енергобалансі ЕЕС визначають необхідність подальшого удосконалення методів та засобів керування режимами ЕЕС.

Характер протікання електромеханічного перехідного процесу в багатомашинній ЕЕС пов'язаний з характеристиками різних елементів електроенергетичної системи. Основний вплив на протікання перехідних процесів зміни частоти системи мають структура електричних зв'язків ЕЕС, характеристики агрегатів та навантажень приєднаних до мережі. Використання ВДЕ як альтернативного синхронним генераторам засобу генерування не повинно призводити до погіршення умов функціонування існуючих систем регулювання частоти. Тому актуальними задачами є дослідження та розробка нових методів регулювання частоти ЕЕС з ВДЕ в перехідних режимах.

Значний вклад в розвиток теорії, методів та засобів керування режимами ЕЕС, автоматичного регулювання частоти ОЕС України,

моніторингу ЕЕС в перехідних режимах внесли колективи Інституту електродинаміки та Загальної енергетики НАН України, Вінницького та Донецького Національних технічних університетів, Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», Національного університету «Львівська політехніка», Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут», Державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» та колективи закордонних фірм та дослідних установ Канади, США, країн Європейського союзу, серед яких EPRI, Hydro- Quebec, ERCOT, ENTSO-E. Аналіз нових підходів та методів моніторингу та керування перехідними режимами ЕЕС, в тому числі на основі використання синхронізованих даних системи моніторингу перехідних режимів (СМПР) показав, що розвиток даного напрямку досліджень є актуальним науково-технічним завданням.

На основі впроваджених в ОЕС України комплексів «Регіна-Ч» розпочато створення сучасної технологічної СМПР та системи керування перехідними режимами ЕЕС в режимі реального часу (СКПР). Завдяки СМПР з'являється можливість визначення з високою точністю значення частоти та швидкості її зміни в різних точках ОЕС України, що дозволяє підвищити ефективність існуючих систем регулювання частоти на основі використання уточнених динамічних моделей як окремих елементів, так і ЕЕС в цілому. При цьому задачі та умови функціонування СКПР спрямовані на унеможливлення розвитку системних аварій.

Актуальність роботи. Одним з основних параметрів ЕЕС, який впливає на характер перехідних процесів ЕЕС, є постійна інерція системи. Зменшення постійної інерції ЕЕС при інтеграції ВДЕ з інверторним приєднанням до мережі обумовлено використанням швидкодіючої схеми синхронізації на основі фазового автопідстроювання частоти. Відсутність інерційного відгуку основних типів ВДЕ призводить до збільшення величини електричних моментів синхронних генераторів (СГ) при виникненні аварійних небалансів потужності, що призводить до збільшення динамічного відхилення частоти та зменшення декременту затухання низькочастотних коливань режимних параметрів під час перехідних режимів. Вирішення даної

проблеми вбачається у розвитку концепції віртуальної інерції (ВІ) відновлюваних джерел енергії, що передбачає створення на основі ВДЕ засобів керування потужністю, які здатні швидко, на інтервалах біля 0.5с, змінювати вихідну потужність в широких діапазонах, що дозволяє залучити ВДЕ з ВІ до регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах.

Збільшення частки генерування ВДЕ в енергобалансі ОЕС України призводить до погіршення умов функціонування системи автоматичного регулювання частоти ЕЕС. Тому стає актуальною задача розробки нових методів налаштування регуляторів ВІ з урахуванням динамічних характеристик ЕЕС, що потребує дослідження методів ідентифікації моделей ЕЕС на основі даних СМІР та розробки нових підходів до регулювання частоти ЕЕС під час перехідних режимів.

Метою роботи є дослідження моделі регулювання частоти і потужності в електроенергетичних системах.

Завдання, які розв'язані в роботі:

- наведено особливості структури і керування частотою і активною потужністю в ОЕС України;
- досліджено вплив відновлюваних джерел енергії в ОЕС України на параметри режиму електроенергетичної системи
- наведено математичну модель електроенергетичної системи та модель системи автоматичного регулювання частоти та потужності;
- досліджено математичну модель процесу регулювання частоти та потужності у енергетичній системі з ВДЕ

Об'єктом дослідження є Об'єднана електроенергетична система України, система автоматичного керування частотою і потужністю.

РОЗДІЛ 1. СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

1.1. Керування в Об'єднаній електроенергетичній системі України

Підвищення ефективності роботи систем керування режимами ЕЕС, їх аналіз та автоматизація є одними з найважливіших завдань сучасних досліджень в електроенергетиці. Важливим напрямком досліджень є створення методів і схемо-структурних рішень в побудові систем регулювання для попередження та ліквідації аварій до їх виникнення та визначенні способів виявлення реакції системи на реалізацію керівних впливів. Важливим фактором регулювання є узгоджений вплив по різних каналах управління, адаптація налаштувань захистів, регуляторів та протиаварійної автоматики.

Для формування зручних і надійних критеріїв, що характеризують аварійні та післяаварійні процеси і такі, що виявляють їх тяжкість для системи, необхідно розробити динамічні моделі ЕЕС. Якість процесів ЕЕС при автоматичному регулюванні повинна визначатися специфічними критеріями оптимізації як нормальних, так і перехідних режимів. Такі критерії – інтегральні, які залежать не від виду окремого процесу, а від сумарного впливу на живучість системи, якість і надійність електропостачання споживачів.

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України – це складний, технічно розвинутий енергетичний комплекс, який забезпечує надійне, безперебійне постачання, виробництво, розподіл і споживання електроенергії. ОЕС України об'єднує в паралельну роботу теплові (ТЕС, ТЕЦ), атомні (АЕС), гідравлічні (ГЕС, ГАЕС), вітрові (ВЕС) та сонячні (СЕС) електростанції сумарною встановленою потужністю, станом на 31.12.2015 року, 55 468 МВт (без енергогенеруючих об'єктів ВЕС «Крим»).

Таблиця 1.1.

Генеруючі потужності ОЕС України за типами електростанцій

Тип електростанції	Потужність генеруючого обладнання, МВт		
	2015	2020	2025
ТЕС	27723	28015	27466
ТЕЦ	6541	7573	7940
ГЕС	4692	4915	5487
ГАЕС	1510	2614	4410
АЕС	13835	13835	15835
ВЕС, СЕС, БЕС	868	3795	4060

На наступні 10 років планується значне збільшення потужності електростанцій, які працюють на відновлюваних джерелах енергії.

Відповідно до «Плану розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БЕС) по регіонах України на період до 2025 року» розвиток відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії передбачається в наступному обсязі: в 2016 році – збільшення на 1081 МВт, в 2020 році – збільшення на 1848 МВт, в 2025 році – збільшення на 265 МВт. Одночасно з цим, відповідно до плану розвитку Об'єднаної енергетичної системи України та генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії, щодо яких видані технічні умови на приєднання на наступні десять років [1] та Національного плану дій з відновлюваної енергетики в межах 10-ти років очікується ріст частки генерування ВДЕ, щонайменше до 4-5 ГВт, що при встановленій потужності ОЕС України (~50 ГВт) складе 8-10%. При цьому у балансі потужності енергосистеми України основні резерви потужності - на ГЕС, не перевищують 9,1%, проти 15% мінімально необхідних [2], що створює дефіцит як маневрових, так і регулюючих потужностей.

У процесі створення сприятливих умов для стійкої і надійної паралельної роботи ОЕС України з системою ENTSO-E, першочерговою проблемою є забезпечення регулювання частоти і потужності в ОЕС України, відповідно до вимог ENTSO-E, вирішення якої залежить від поточного переоснащення та модернізації генеруючих потужностей ТЕС, АЕС і ГЕС ОЕС України.

1.2. Особливості керування з Smart Grid.....

Інтелектуальні енергосистеми є однією з найбільш багатообіцяючих і актуальних енергозберігаючих технологій [3], що визначає наступні принципи: активне використання джерел розподіленого генерування, особливо ВДЕ і пристроїв накопичення енергії; використання цифрових пристроїв для: тарифікації з урахуванням рівня споживання; обліку споживання в масштабі реального часу; моніторингу стану мережевого обладнання та своєчасного виявлення пошкоджень; впровадження інформаційних засобів керування генеруванням, передачею, розподілом і обліком споживання електроенергії; використання технології керованих гнучких електропередач змінного струму – FACTS.

Інтелектуальні мережі передбачають використання великої кількості інформаційного, електронного устаткування й обчислювальних потужностей для підтримки своєї цілісності й злагодженості роботи окремих елементів [4].

Технології інтелектуальних енергосистем дозволять з високою ефективністю використовувати енергомережі в умовах розподіленої енергетики (в тому числі і відновлюваної). Технології Smart Grid забезпечують адаптацію енергомереж до впровадження некерованих та умовно-керованих [5] джерел енергії, об'єднання ВДЕ у віртуальні електростанції (VpES).

Враховуючи складності узгодження процесів генерування, накопичення й споживання електричної енергії, функції VpES повинні забезпечувати можливості оптимального використання ресурсів ВДЕ, забезпечуючи резерви потужності для регулювання частоти при виникненні аварійних небалансів потужності.

1.3. Структура системи моніторингу перехідних режимів

Одним з пріоритетів технологічного розвитку ЕЕС є створення та впровадження систем моніторингу перехідних режимів. Ці системи використовуються для підвищення рівня інформаційного забезпечення та якості управління режимами ЕЕС і енергооб'єднань. Особливістю СМПП, на відміну від існуючих систем телеметрії, є часова синхронізація вимірюваних

параметрів режимів шляхом використання переданих з супутників сигналів точного часу і висока дискретність реєстрації параметрів, що і визначає широкий спектр їх застосування.

Реєстратори перехідних режимів (РПР) – джерела інформації СМПР, які підтримують синхронізацію через системи GPS і проводять вимірювання наступних параметрів: δ (фазовий кут), U (напруга), I (струм), P (активна потужність), Q (реактивна потужність), ω (частота), T (астрономічний час). Вимірювання відбуваються з періодичністю не менше, ніж 1 раз у 20 мс. Згідно, загальноприйнятого у СМПР, протоколу обміну інформацією – IEEE C37.118, вимірювальна система повинна забезпечувати можливість передачі даних зі швидкістю не менше 128 Кб/с. СМПР успішно розвиваються у всіх великих енергооб'єднаннях світу і найбільший ефект дають при аналізі причин і наслідків технологічних порушень і системних аварій, при верифікації динамічних моделей ЕС, при оцінюванні станів ЕС, візуалізації поточного стану режиму та вирішенні задач інформаційного забезпечення оперативно-диспетчерського керування. Практичне використання систем моніторингу перехідних режимів вбачається у наступних областях:

1. Верифікація цифрових моделей ОЕС та їх окремих елементів: моделей пристроїв автоматичного регулювання; моделей навантаження для уточнення їх статичних та динамічних характеристик; цифрової моделі ОЕС у цілому.

2. Аналіз аварій, що вже відбулися: розробка методологічного аналізу системних аварій та аварій регіонального рівня; розробка стандартних процедур аналізу аварій.

3. Отримання якісного наближення для розрахунку режиму в реальному часі: використання векторів напруг (модуль та кут) у вузлах мережі, в яких встановлені реєстратори СМПР, дозволяє суттєво зменшити час розрахунку режиму.

4. Моніторинг фазових кутів напруг у вузлах мережі: дає можливість уточнення межі пропускної потужності по окремим лініям та перетину шляхом порівняння розрахункових та вимірених у режимі on-line вузлів напруг.

5. Виявлення та аналіз низькочастотних коливань (НЧК): аналіз амплітуд коливань та характеру їх розповсюдження дозволяє визначити джерело коливань та рекомендувати міри по їх усуненню.

6. Використання даних СМІР для ідентифікації моделі ЕЕС та моніторингу режимних параметрів в режимі реального часу.

7. Формування інформаційної бази централізованої системи автоматичного управління [6].

1.4. Структура системи керування режимами електроенергетичної системи

Основні напрями вдосконалення технологічного та організаційно-економічного управління енергосистемою – це розвиток автоматизованих систем управління технологічними процесами об'єктів ЕЕС та автоматизованих систем диспетчерського управління, широке використання обчислювальної техніки, створення систем мережевого обміну інформацією, створення ієрархічних систем автоматичного управління нормальними і аварійними режимами [7].

Актуальним є впровадження систем автоматизованого збору, обробки та узагальнення даних про параметри режиму. Основними показниками вважаються середні, середньоквадратичні й середньозважені значення режимних параметрів, відхилення параметрів від заданих значень, положення регуляторів трансформаторних і автотрансформаторних зв'язків для аналізу ефективності засобів регулювання напруги в системі, тощо.

Для вирішення задачі управління з метою надійного збереження стійкості післяаварійних режимів розглядається комплекс питань, що включає в себе: забезпечення необхідних запасів стійкості до аварійних режимів, моделювання аварійних збурень, моделювання перехідних процесів, вибір ефективного критерію для аналізу статичної стійкості, розробку критеріїв і методів управління післяаварійними режимами [7].

Для обґрунтованого вибору керуючих впливів, що забезпечують живучість енергосистеми, необхідний аналіз динамічних характеристик системи з урахуванням динаміки зміни частоти.

Традиційно, на першому етапі провадження автоматичних систем керування складними об'єктами найбільшого поширення отримують системи децентралізованого керування (рис.1.1).

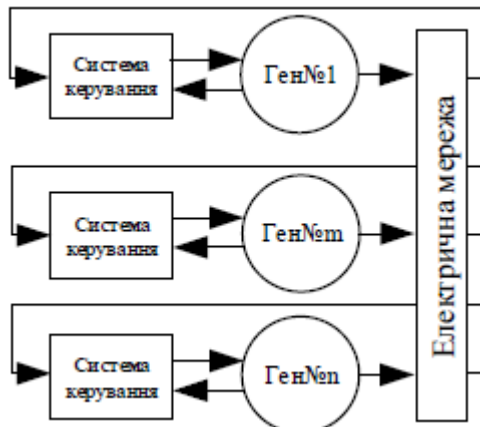


Рис.1.1. Децентралізована структура системи керування

Структура системи керування, яка дозволяє найбільш повно та точно сформувати керуючі впливи для досягнення цілей регулювання природно є централізованою.

На рис.1.2 зображена централізована система керування, ЦР якої отримує інформацію про стан об'єкта керування (ЕЕС) за допомогою реєстраторів перехідних режимів. Після обробки отриманої інформації, ЦК передає інформацію про необхідні керуючі впливи безпосередньо до засобів керування.

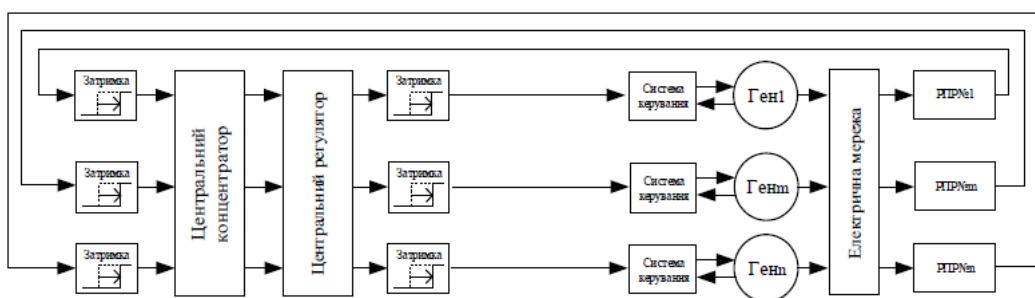


Рис.1.2. Централізована структура системи керування

Основним недоліком централізованої системи керування є менша надійність, порівняно з децентралізованою системою керування та більші експлуатаційні витрати, пов'язані з передачею інформації відвимірювальних органів до ЦР та від центрального регулятора до засобів керування.

1.5. Вплив відновлюваних джерел енергії в ОЕС України на параметри режиму електроенергетичної системи

ВДЕ належать до класу розподіленого генерування (РГ). Розподілене генерування це принципово нове явище в енергетиці, для якого поки ще відсутнє однозначне загальноприйняте визначення. Так, Інститут інженерів з електротехніки та електроніки (IEEE) визначає РГ як генерування електричної енергії за допомогою агрегатів, значно менших за потужністю, ніж централізовані електричні станції, що дозволяє реалізувати підключення даних енергоустановок практично у будь-якій точці енергосистеми. У свою чергу, міжнародна рада по великим енергетичним системам (CIGRE) визначає РГ як будь-яке генерування з максимальною встановленою потужністю від 50 до 100 МВт, яка підключається до розподільних електричних мереж (РЕМ) і наразі не підлягає централізованому плануванню та диспетчеризації.

В [9] дають визначення пристроям РГ з точки зору місць приєднання РГ до мережі і розташування, а не з позиції кількісної оцінки встановленої потужності. Автори визначають РГ як генеруючі установки, підключені до РЕМ або встановлені з споживчого боку відносно межі балансової належності. Останнє визначення є найбільш загальним, оскільки воно не накладає обмежень на технології і встановлену потужність потенційно використовуваних установок РГ.

Тенденція до використання РГ ґрунтується на необхідності підвищення надійності і якості енергопостачання при зменшенні витрат на вироблення, передачу й розподіл електроенергії. В останнє десятиліття досягнення в області технології проведення вискоєфективних електричних генераторів малої потужності, подорожчання первинних енергоносіїв і негативний вплив централізованих джерел генерування на навколишнє середовище й кліматичні умови привернули увагу на РГ як на більш дешеву й екологічну альтернативу побудові традиційних електростанцій [10-12].

Основні тенденції, що стимулюють впровадження РГ наступні: безперервне електропостачання, спільне вироблення тепла і потужності (когенерація), покриття навантаження в пікові години; екологічно чисте

виробництво електричної енергії, електропостачання за наявності жорстких вимог до надійності і якості, відстрочка модернізації транспортної та розподільної мережі, допоміжні послуги з електропостачання.

Всього по ОЕС України до 2025 року планується побудувати генеруючі потужності на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БЕС) загальним обсягом 3192 МВт, у тому числі ВЕС - 1855 МВт, СЕС – 1082,7 МВт, БЕС – 164,1 МВт.

Станом на 2013 рік альтернативні джерела виробляли 0.5% від усієї електроенергії в Україні, станом на 2015 рік цей показник збільшився до 1%, проте згідно даним НЕК «Укренерго» у прогнозі на 2025 рік виробіток ВДЕ складатиме 5.6%. Важливо відзначити, що виробіток ГЕС та ГАЕС разом, згідно прогнозів НЕК «Укренерго» складе 8,9% від загальної потужності ОЕС України. В умовах непередбачуваного та змінного генерування ВДЕ це призводить до незбалансованості структури генеруючих потужностей, нестачі ресурсів для виконання задач автоматичного регулювання частоти та потужності.

Особливості функціонування розподіленого генерування, а особливо ВДЕ в умовах збільшення частки відновлюваної енергетики в енергобалансі ОЕС України, обумовлюють актуальність дослідження усталених та перехідних режимів функціонування ОЕС України. Особливо важливо провести аналіз ефективності функціонування системи автоматичного регулювання частоти та потужності ЕЕС зі значною часткою ВДЕ в енергобалансі. Вирішення даної задачі, серед іншого, потребує створення динамічної моделі ОЕС України з ВДЕ, що дозволить провести дослідження її роботи у перехідних режимах.

Аналіз вимог до паралельної роботи відновлюваних джерел енергії з електричною мережею

В Україні вимоги до функціонування ВДЕ у складі ЕЕС описані частково в документах [13-14], згідно яким ВДЕ повинні підтримувати заданий рівень напруги в точці приєднання та приймати участь в регулюванні частоти та потужності ЕЕС при нормальних та аварійних режимах.

Вимоги до паралельної роботи ВДЕ з електричною мережею враховуються при техніко-економічному обґрунтуванні, за результатами якого зробити висновок про вплив ВДЕ на режим роботи мережі та необхідність додаткових заходів по зменшенню негативних наслідків приєднання ВДЕ.

Слід зазначити, що у разі підключення ВДЕ до мережі виникають проблеми, які пов'язані з переоснащенням електричної мережі:

- модифікацією існуючих систем релейного захисту, а також заміною деяких з них на нові;
- зміною струмів короткого замикання, заміною комутаційного обладнання;
- розробкою експлуатаційних схем та технічного забезпечення для роботи ВДЕ в режимі живлення автономних фрагментів мережі при аварії в основний ЕЕС [19].

Проведені в [16] дослідження показали, що в залежності від типу, структури та потужності ВДЕ найбільш поширені три варіанти їх підключення:

- одиночні ВДЕ потужністю до 5 кВт – підключаються до шин 0,4 кВ. При такому підключенні джерела електрична мережа 0,4 кВ забезпечує резервне живлення споживачів. При цьому ВДЕ можуть працювати як автономно, так і паралельно з електричною мережею в режимі генерування електричної енергії. Так як потужність ВДЕ незначна, таке підключення істотного впливу на режими електричної мережі не має.
- одиночні ВДЕ потужністю до 600 (1000) кВт – до шин 6..10 кВ. У такому випадку необхідно вирішувати задачу оптимізації вибору місця підключення ВДЕ, розрахунку режимів мережі, а також розробки нових підходів до вибору типів релейного захисту та автоматики;
- групи ВДЕ (віртуальні електричні станції) з сумарною потужністю 150 МВт і вище - до підстанцій 35..110 кВ. В такому випадку ВДЕ працюють паралельно з ЕЕС і мають вплив на режими електроенергетичної системи на рівні традиційних електричних станцій [16-17].

Оцінка впливу ВДЕ на частоту електроенергетичної системи

Паралельна робота ВДЕ з ЕЕС значно ускладнює розрахунок статичної та динамічної стійкості, при цьому ВДЕ можуть підвищувати межі стійкості системи, оскільки впровадження ВДЕ дозволяє знизити навантаження великих синхронних генераторів і ліній електропередач, зменшити небаланс між навантаженням і генеруванням під час порушення роботи мережі.

У той же час, існує ряд явищ пов'язаних з інтеграцією ВДЕ, що мають негативний вплив на стійкість системи. У першу чергу, це низька постійна інерції малих генераторних установок в порівнянні з потужними СГ та різкозмінна вихідна потужність деяких типів ВДЕ (ВЕС, СЕС), що утруднює їх використання при централізованому регулюванні [18].

Зважаючи на різноманітність типів та характеристик розосередженого генерування і особливо ВДЕ, характер перехідних режимів в системах з ВДЕ вивчений мало і потребує додаткових досліджень. На рівні приєднання до розподільної мережі ВДЕ перетворює її в активний елементи енергосистеми, що призводить до необхідності зміни принципів управління та експлуатації електричної мережі.

При дослідженні процесів регулювання частоти важливо визначити основні чинники, що впливають на динаміку поведінки об'єкту дослідження.

Спрощено, електромеханічні перехідні процеси зміни частоти в ЕЕС, які можуть бути описані наступною залежністю:

$$2H \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} \frac{S_{вст}}{\omega_s^2} = T_{мех} - T_{max} * \sin(\delta) - D * \left(\frac{\partial \delta}{\partial t} \right) = \Delta T \quad (1.5)$$

де ΔT – різниця між механічним та електричним моментом еквівалентного генератора [МВтс/рад]; H – постійна інерції еквівалентного генератора (2.5-3.5с для ОЕС України) [с]; $S_{вст}$ – встановлена потужність еквівалентного генератора [МВА]; $T_{мех}$ – механічний момент еквівалентного генератора [МВAc/рад]; δ – зміна кута повороту ротора еквівалентного генератора [рад]; T_{max} – максимальний електричний момент еквівалентного генератора [МВAc/рад]; D – коефіцієнт демпфування еквівалентного генератора [МВAc²/рад²].

З рівняння можна виділити основні параметри, які можуть впливати на динаміку процесу зміни частоти:

- небаланс моментів в енергосистемі ΔT ;
- постійна інерції H ;
- параметри регулятора швидкості, які впливають на механічний момент $T_{\text{мех}}$ (постійні часу наростання та спаду потужності, постійні часу електрогідравлічних сервомеханізмів і т.п.);
- T_{max} – залежить від опору еквівалентного перетину, типу і параметрів автоматичного регулятора напруги, використання пристроїв FACTS. Передача по слабкому перетину (з відносно низькою пропускною здатністю) може затримати реакцію частотних регуляторів або протиаварійної автоматики;
- коефіцієнт демпфування D ;
- регулюючий ефект навантаження має значний вплив на процес регулювання. Він визначається частотною залежністю навантаження (СЧХ – 4%/Гц для ОЕС України) і залежністю потужності навантаження від напруги – СХН.

Значення постійної інерції системи визначається кількісними та якісними характеристиками синхронних агрегатів, що в основному складаються з синхронних генераторів на атомних, теплових і гідроелектростанціях [20]. У синхронних агрегатів статор електрично приєднаний до генераторного розподільного пункту, а ротор механічно з'єднаний з турбіною. При збуренні, що призводить до зміни балансу потужностей в системі, небаланс проявляється в зміні частоти обертання синхронних машин. При порушеннях балансу потужності, реакція зміни кінетичної енергії, як правило, проявляється у протидії змінам в частоті обертання роторів синхронних генераторів електрично приєднаних до мережі.

Рівняння визначає кількість енергії, яка буде вивільнена при зміні частоти від номінального значення ω_n до ω_i у вигляді інерційного відгуку.

$$\Delta E_k = E_{k0} - E_{k1} = \frac{1}{2} J (\omega_n^2 - \omega_i^2) \quad (1.5.1)$$

де J – момент інерції еквівалентного генератора [кг м²].

Зважаючи на те, що рівень споживання та генерування постійно змінюються, системні оператори проводять оперативну або плановий перерозподіл потужності з метою підтримки рівнів генерування відповідних до рівнів навантаження, що призводить до зміни в часі значення постійної інерції системи; цей процес є природною властивістю електричної системи. Коли генеруюча станція від'єднується від мережі, її кінетична енергія стає недоступною. Дослідження роботи ЕЕС з ВДЕ в острівному режимі в умовах стохастичного генерування відновлюваних джерел енергії показали [156], що низький рівень системної інерції (дефіцит резервів кінетичної енергії синхронних обертових мас) призводить до збільшення частки навантаження синхронних генераторів при початковому розподілі небалансу (при збуреннях) (рис.1.3).

Важливо зазначити, що кінетична енергія кожного генератора не залежить від поточного генерування агрегату, а залежить тільки від фізичних характеристик машини та поточної частоти в мережі.

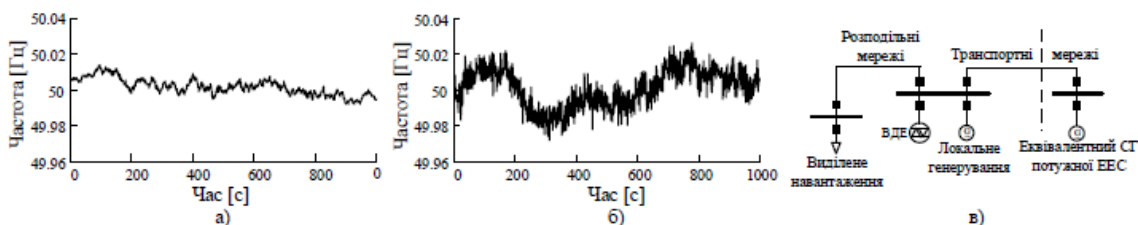


Рис.1.3. Результати розрахунку частоти системи: а) в режимі паралельної роботи з потужною ЕЕС; б) при автономній роботі

Таким чином особливо слід відзначити вплив інтеграції ВДЕ на частоту та динамічні характеристики як ЕЕС в цілому так і окремих її частин. Зменшення інерції окремих частин ЕЕС призводить до пришвидшення електромеханічних перехідних процесів зміни частоти обертання роторів СТ, що веде до необхідності підвищення вимог до швидкодії систем РЗА та ПА. Вирішення проблем зменшення запасів кінетичної енергії ЕЕС потребує розробки нових математичних моделей ЕЕС та обґрунтування розвитку систем електропостачання, аналізу їх режимів і управління ними.

Автоматичне регулювання частоти та активної потужності електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії

Баланс між генеруванням та навантаженням є однією з основних вимог експлуатації енергетичних систем. На практиці використовуються різні рівні управління для гарантування балансу, починаючи від первинного регулювання частоти на секундних інтервалах до планування режимів електростанцій на річних інтервалах.

Таблиця 1.2

Види регулювання частоти та активної потужності

Тип регулювання	Часовий інтервал	Мета регулювання
Інерційний відгук	0-5 с	Зменшення швидкості зміни частоти
Первинне регулювання частоти	4-30 с	Балансування потужності в перехідному режимі
Вторинне регулювання частоти	30с-15 хв	Балансування потужності в усталеному режимі
Диспетчеризація	5 хв	Надійна роботи системи

Активні періоди трьох рівнів управління (рис.1.4) повинні враховувати потужність системи і її динамічні характеристики. У великих енергосистемах, первинні резерви управління активуються в перші 15-30 с, тоді як в автономних мережах (островах) з ВДЕ або малих ЕЕС цей час повинен бути суттєво меншим, що пов'язано зі збільшенням частки навантаження на синхронні генератори при початковому розподілі небалансу.

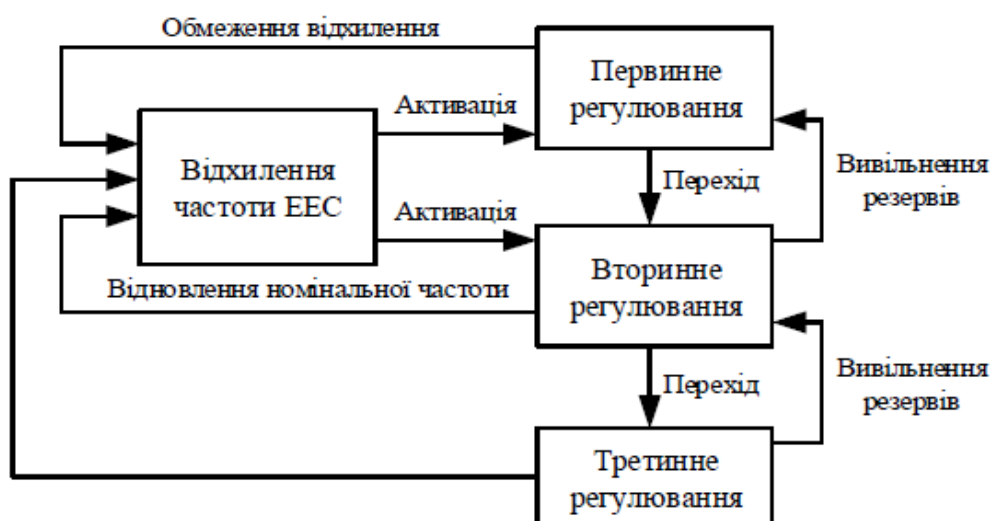


Рис.1.4. Рівні регулювання частоти в мережі

Найбільш поширеним методом управління, як для класичних систем так і для систем зі значною часткою ВДЕ, є метод оснований на статизмі, який виражається залежністю:

$$S_{уст} = \frac{\Delta f_{сист}}{\Delta P_{рег}} \quad (1.5.2)$$

Цей метод використовується при децентралізованому управлінні для розподілу часткового завантаження кожного блоку без використання високошвидкісних ліній зв'язку між центральним регулятором мікромережі та відповідними одиницями, а при централізованому управлінні для оптимального управління частотою.

Згідно вимог галузевих документів в ОЕС України первинне регулювання (ПР) активується при відхиленні частоти більше, ніж на ± 20 мГц (сума похибки ± 10 мГц та зони нечутливості регулятора ± 10 мГц). Час активації ПР складає 30 с (50% – в перші 15 с, від 50% до 100% – зростає лінійно). Після стабілізації перехідного процесу відхилення частоти не повинно перевищувати ± 180 мГц.

Відповідно до проведених досліджень [21] резерв ПР для ОЕС України повинен складати ± 185 -190 МВт. Відповідно до [23] діапазон ПР кожного блоку повинен складати 5-10% від встановленої потужності, враховуючи можливі планові і аварійні ремонти обладнання.

Враховуючи вищесказане, необхідно додатково забезпечити первинне регулювання на 33-35 блоках потужністю 200 та 300 МВт. Резерв вторинного регулювання (ВР) повинен відповідати 450-500 МВт на розвантаження і 1000 МВт на навантаження. Наразі існує дефіцит маневрених та резервних потужностей ОЕС України, дефіцити сягають 8000 МВт у період максимального зимового навантаження та біля 5000 МВт у літній період [24].

В умовах інтеграції ОЕС України в ENTSO-E, аналіз результатів випробувань показав [24], що у даний час, окрім Бурштинської ТЕС, існуючі характеристики енергоблоків ТЕС, блокових і станційних систем керування

не відповідають вимогам ENTSO-E щодо регулювання частоти і потужності.

Результати випробувань на 17-ти енергоблоках показали, що:

- зона нечутливості АРШ перевищує ± 80 мГц (ENTSO-E нормує зону нечутливості на рівні ± 10 мГц).
- чутливість системи регулювання – $50 \div 100$ мГц (згідно вимог ENTSO-E – 20 мГц).

ВР має на меті відновлення номінальної частоти і активується одночасно з ПР, проте постійна часу, що характеризує його динаміку значно вище (принаймні в десять разів). Таким чином ці два рівні регулювання розділені у часі. ВР пов'язане з пропорційно-інтегральною (ПІ) дією, яка повільно встановлює частоту на задане значення. У той час як у класичній енергосистемі, ПІ-регулятор застосовується для усунення помилки управління, яка виражає небаланс активної потужності [27], у випадку ж маломасштабних мереж легше застосувати компенсації безпосередньо на відхилення частоти. Таким чином, модель ВР може бути записана у формі:

$$\Delta P_f(t) = K_{Pf} * \Delta f + K_{If} * \int \Delta f dt , \quad (1.5.3)$$

де K_{Pf} , K_{If} – пропорційний та інтегральний коефіцієнти; ΔP_f – корекція по виходу регулятора; Δf – відхилення частоти мережі після первинного регулювання (статична помилка).

Вторинне регулювання можна застосовувати централізовано [28], або децентралізовано – до кожного блоку [29], однак перше рішення має ряд переваг. При роботі з декількома розподіленими ПІ-регуляторами, які впливають на один параметр, тобто частоту, будь-яка (навіть незначна) помилка у вимірюваннях, яке неминуче присутня, інтегрується з часом і призводить до дисбалансу активної потужності між блоками.

До автоматичного ВР в ОЕС України підключені 6 агрегатів Дніпровської ГЕС-1 загальною потужністю 432 МВт, що недостатньо для компенсації втрати енергоблоку 1000 МВт.

За відсутністю необхідного обсягу резервів автоматичного вторинного регулювання частоти і потужності в ОЕС України зміна балансу при зниженні потужності електростанцій чи при коливанні споживання в ОЕС України частково компенсується за рахунок вводу резервів потужності ГЕС, підключених під автоматичне вторинне регулювання, а також за рахунок зміни навантаження працюючих енергоблоків ТЕС і ГЕС у ручному режимі по команді диспетчера НЕК «Укренерго».

Для забезпечення резерву 500 МВт з урахуванням планових і аварійних ремонтів до системи автоматичного вторинного регулювання необхідно підключити близько 30 блоків ТЕС.

При інтеграції ВДЕ важливо враховувати, що даним джерелам притаманна низька інертність, висока маневреність, малі постійні часи. У більшості випадків ВДЕ мають при собі необхідні автоматичні регулятори збудження проте, переважно не обладнані системами керування частотою та активною потужністю. Зважаючи на те, що з часом, їх вплив на баланс потужності ставатиме все більш вираженим – необхідно розробити ефективні підходи до залучення ВДЕ до процесів керування потужністю [25-26], з метою регулювання частоти ЕЕС та перетоків потужності в аварійних, утяжнених та перехідних режимах.

Аналіз існуючих систем керування потужністю відновлюваних джерел енергії

Системи керування ВДЕ відіграють важливу роль, забезпечуючи надійність електропостачання за різних режимів роботи мережі. Кожен з підходів до керування ВДЕ або ВрЕС має переваги перед іншими в певних режимах роботи. При цьому важливу роль відіграє те, яким буде режим роботи джерела стосовно мережі.

Дослідження режимів роботи ВДЕ [30-32] показали ефективність наступних підходів: автономна робота, при цьому не виключається можливість при виході з ладу ВДЕ живлення його навантаження від електричної мережі; паралельна робота з мережею. При виникненні аварійної

ситуації ВДЕ та навантаження можуть відділитися від електричної мережі на автономну роботу.

Перший підхід до роботи найбільш простий у реалізації, тому що він не вимагає синхронізації з зовнішньою мережею, відсутні перетоки потужності в будь-якому режимі роботи. У другому – система керування ВДЕ повинна буде керувати об'ємом генерованої потужності, підтримуючи в такий спосіб постійну частоту, виробляючи необхідний обсяг активної та реактивної потужності, взаємодіючи у разі перевантаження з резервними або акумулюючими енергооб'єктами.

Якщо в мережі встановлені ВДЕ, сумарна потужність яких не покриває значної частки навантаження (до 20%), то основними технічними завданнями, розв'язуваними системою керування самостійно, без участі диспетчера, будуть підтримка заданого рівня генерованої потужності та дотримання заданої якості електроенергії. Для вирішення завдання керування ВДЕ в роботах [13, 14] запропонована структура системи автоматичного керування частотою та потужністю вітрової електростанції з турбінами зі змінною швидкістю обертання, передбачає дворівневу систему керування.

Для вирішення задачі оптимізації встановленої потужності та розташування ВЕС авторами [15] було проаналізовано масив вимірів швидкості вітру, рівнів споживання з годинним інтервалом на обмежених територіях. Аналіз мав на меті визначити вплив ВЕС на погодинні небаланси електроенергії обраного регіону. Отримані результати свідчать про необхідність застосування додаткових засобів оперативного «вирівнювання» графіку генерування регіону так само як і дослідження [16 - 17] свідчать про необхідність компенсації впливу вітрових електростанцій на коливний характер та величину міжсистемних перетоків. Автори [18] зазначають, що зважаючи на те, що величина оперативних резервів потужності, залучених до компенсації небалансів викликаних ВДЕ буде зростати, резерви необхідні для підтримки системної частоти будуть відповідно зменшуватися. Запропонована в [19] схема використання

споживачів-регуляторів дає змогу вирішити проблему скорочення резервів в регіонах зі значною часткою відновлюваного генерування. Отримані в роботах [10-11] результати досліджень по залученню сонячних фотоелектростанцій до регулювання частоти показали, що маневрені характеристики СЕС дозволяють реагувати на виникнення можливих небалансів до десяти разів швидше ($\sim 0.5\text{с}$) порівняно з традиційними тепловими блок-генераторами.

Зважаючи на умовно-непередбачуваний характер генерування, системи ВДЕ не можуть розглядатися як основний гарячий або оперативний резерв для регулювання частоти. Проте затребувані функції швидкого реагування на можливі виникнення небалансів ВДЕ можуть виконувати більш ефективно порівняно з традиційними типами генерування. Дослідження [12] показали, що швидкі зміни у потужності одиночних ВДЕ здебільшого компенсуються значними механічними та термодинамічними постійними часу та зонами нечутливості в контурах керування тепловими електростанціями. Проте у випадку значного генерування ВДЕ в регіоні, необхідно розроблювати методи планування оперативних резервів з урахуванням впливу ВДЕ на ЕЕС.

В роботі [14] розглянуто географічну розосередженість ВЕС як один з факторів зменшення непередбачуваності та мінливості генерування. Отримані результати свідчать про близьку до нуля кореляцію географічно розосереджених ВЕС, що дає змогу стверджувати про «середньостатистичну» постійність генерування. Результати аналізу вітропарку встановленою потужністю 202 МВт, показали, що агрегування ВЕС дає значну економію оперативних резервів. Так відокремленому вітропарку (202 МВт) необхідно додатково 18.2 МВт резервів для компенсації мінливості, в той самий час вітропарку (202 МВт) у складі агрегованої, територіально розосередженої системи необхідно 9,4 МВт, тобто економія складає 48%, а аналіз енергосистеми Великобританії показав [46], що на 10ГВт встановленої потужності ВЕС необхідно 126-192 МВт оперативних резервів теплових електростанцій. Дослідження проведені в

енергосистемах Німеччини та Данії [47] показали, що для підтримки частоти в заданих межах, на кожні 1000МВт встановленої потужності ВЕС маневрений резерв повинен забезпечувати додатково 6,6 МВт/хв.

Генерування при зниженні напруги. В умовах інтенсивної інтеграції ВДЕ в структуру ЕЕС системні оператори вводять додаткові вимоги по приєднанню до мережі. Однією з основних вимог мережевих кодексів стосовно приєднання потужних систем ВДЕ до ЕЕС зі значною часткою генерування вітрових, сонячних та інших нетрадиційних джерел енергії є підтримання генераторного режиму при зниженні напруги мережі (ГРЗН).

Необхідність ГРЗН обґрунтована небезпекою каскадних відключень станцій регіону (і подальшого утягнення режиму) внаслідок збурень, які часто мають місце (КЗ, підключення навантаження, тощо).

Окрім вимоги залишатися під'єднаним мережеві кодекси також регламентують підтримку напруги (шляхом керування реактивною потужністю) зі сторони ВДЕ. Зважаючи на необхідність генерування реактивної потужності в умовах заниженої напруги (активна та реактивна потужність ВДЕ знижується пропорційно квадрату напруги) в аварійних ситуаціях станція може розвантажитися по активній потужності для підтримки мережі по реактивній потужності. Це призводить до виникнення небалансу активної потужності. Тому мережеві кодекси регламентують часові інтервали відновлення генерування активної потужності в післяаварійних режимах. Так ВДЕ повинно відновити до аварійні рівні активної потужності генерування через 0.5 с після відновлення напруги до 90% до аварійної.

Виконання вимог мережевих кодексів по ГРЗН обумовлює необхідність використання швидкодіючих (в межах зміни 100% потужності за 0.05-0.5с) засобів регулювання потужності основних типів ВДЕ.

Для вітрових електричних станцій з постійною частотою обертання ротора для виконання вимог ГРЗН, системи аеродинамічного контролю повинні швидко реагувати на збурення (розвантаження) з метою обмеження швидкості обертання ротора.

Для ВЕС з подвійним живленням та інверторним приєднанням ГРЗН досягається шляхом модернізації системи керування видачі потужності. Ефективне керування ВЕС (зі змінною швидкістю обертання ротора) в перехідних режимах може бути досягнене шляхом використання кінетичної енергії обертових мас станції (ротора). Кінетична енергія ротора забезпечує «буфер» по потужності до активації систем аеродинамічного керування.

Відсутність обертових мас, для сонячних електростанцій може бути компенсована введенням обмеження по генеруванню. При цьому ГРЗН може бути забезпечене як шляхом розвантаження СЕС по активній потужності – завантаженням по реактивній, так і видачею додаткової, резервної потужності в мережу.

Вплив інерції відновлюваних джерел енергії на роботу електроенергетичної системи

Важливо відзначити, що нові методи виробництва електроенергії з використанням ВДЕ можуть привести до дефіциту необхідних рівнів системної інерції.

Деякі типи ВДЕ використовують термодинамічний цикл для виробництва електроенергії. Принцип роботи таких джерел базуються на відборі тепла при спалюванні біоматеріалу або концентрованого сонячного випромінювання для подальшого нагріву рідини, щоб обертати парову турбіну. У цих випадках генератор – синхронна машина, і інерція цієї машини буде додана в системну.

З іншого боку, джерела енергії, що використовують силові напівпровідникові перетворювачі для виробництва змінного струму не мають природнього зворотного зв'язку через електричне з'єднання між частотою системи і власною кінетичною енергією.

Силові напівпровідникові перетворювачі здатні забезпечити синхронізацію та видачу потужності в електроенергетичну мережу для вітрових турбін зі змінною частотою обертання, фотоелектростанцій та станцій на паливних елементах [8]. Переважно, потужність одиничного

інвертора складає від 1кВт до декількох МВт. Генератори (первинні джерела енергії), що приєднані через силові перетворювачі зазвичай не вважаються «надійними» джерелами енергії і тому не розглядаються як засіб диспетчерського управління. Інверторне приєднання «електрично відділяє» первинні джерела енергії від основної мережі. Система фазового автопідстроювання частоти контролюють частоту в точці приєднання та синхронізують широтно-імпульсний модулятор з частотою мережі.

Фотоелектричні системи не мають рухомих частин і, немодифіковані, не мають інерційного відгуку. Перетворювачі потужності, що використовуються в цих системах, як правило, орієнтовані виключно на оптимізацію процесу екстракції енергії і, отже, їх потужність, як правило, є тільки функцією сонячного випромінювання і не залежить від режимних параметрів. Відсутність зворотного зв'язку означає, що вихідна потужність фотоелектричної системи не буде здійснювати підтримку частоти (у вигляді інерційного відгуку) мережі при аварійних небалансах. Аналіз ЕЕС зі значними рівнями генерування потужності ВДЕ обумовлює необхідність врахування ефектів зменшення інерції ЕЕС та її окремих частин на запаси стійкості системи.

В той же час силова електроніка фотоелектричних електростанцій, як правило, призначена для роботи у вузькому діапазоні системних параметрів, і якщо цей діапазон перевищений, перетворювач ізолює себе для самозахисту [4], збільшуючи дефіцит потужності в мережі.

На відміну від сонячних батарей, вітрові турбіни мають рухомі частини і, відповідно, під час роботи мають запас кінетичної енергії. Деякі вітрові турбіни працюють на фіксованій швидкості обертання, і можуть бути підключені безпосередньо до мережі. Вітрові турбіни з постійною швидкістю обертання, використовують редуктор для узгодження з частотою мережі. Значна інерція (запас кінетичної енергії) вітротурбін з постійною частотою обертання здатен підтримувати частоту ЕЕС під час виникнення раптових небалансів електричної потужності. Даний вид турбін здатен забезпечити

інерційний відгук, подібний за природою до інерційного відгуку синхронних генераторів.

Отже підсумовуючи вищесказане, негативний вплив використання ВДЕ з інверторним приєднанням в ЕЕС обумовлений наступними факторами: зменшення СЧХ системи; зростання аварійних небалансів, що приходяться на одиницю синхронної потужності; збільшення швидкості протікання електромеханічних перехідних процесів; підвищення ймовірності порушення коливної статичної стійкості.

Розглядаючи одномашинний еквівалент ОЕС України постійна інерція (H) електроенергетичної системи, яка характеризує запас кінетичної енергії обертових мас електрично приєднаних агрегатів електричних станцій визначається на рівні 5-6 с. В залежності від режиму ЕЕС визначаються склад і перелік електричних станцій приєднаних до ЕЕС, внаслідок чого зміна в часі величини інерції є природною властивістю ЕЕС. Під час збурення накопичена в синхронних обертових масах кінетична енергія забезпечує швидкодіючу реакцію на збурення, до дії первинних регуляторів частоти. Таким чином у перші секунди після збурення постійна інерція визначає швидкість зміни частоти ЕЕС

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_c}{2H} (T_{\text{мех}} - T_{\text{ел}}(\delta)) \quad (1.5.4)$$

При зменшенні системної інерції, при збуреннях, перехідні процеси будуть протікати швидше; аналіз кутової стійкості ротора генератора показав, що критичний час ліквідації трифазного металічного КЗ на шинах генератора (при $T_e = 0$) виражається залежністю:

$$t_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{4\delta_{\text{кр}} H}{\omega_0 T_{\text{мех}}}} \quad (1.5.5)$$

Згідно РД 34.20.576-94, за вимогами до стійкості енергосистем, нормуються мінімальні коефіцієнти запасу статичної аперіодичної стійкості по активній потужності в перетинах і по напрузі в вузлах навантаження.

Коефіцієнт запасу статичної стійкості по активній потужності визначається:

$$K_p = \frac{P_{гр} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{гр}} \quad (1.5.6)$$

де $P_{гр}$ – граничний перетік активної потужності в перетині; P – розрахунковий перетік в перетині; $\Delta P_{нк}$ – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в цьому перетині.

Змінна природа генерування потужності ВДЕ призводить до збільшення $\Delta P_{нк}$. Для того, щоб значення K_p залишалось у визначених межах (0.2 для нормальних та утяжнених режимів та 0.08 для вимушених) необхідно зменшувати значення $P_{гр}$, що веде до зменшення ефективності використання перерізу – його недозавантаження. Обмеження та резервування потужності ВДЕ дозволяє зменшити рівень нерегулярних коливань за рахунок вирівнювання графіку генерування ВДЕ. Окрім нерегулярних коливань, викликаних змінним генеруванням ВДЕ багатомашинним ЕЕС притаманні проблеми наявності низькочастотних коливань (НЧК) потужності та інших режимних параметрів в діапазоні частот 0.1–2Гц [57]. Режим при якому спостерігається збільшення амплітуди низькочастотних коливань (саморозгойдування) є нестійким. Тому згідно РД 34.20.576-94, в допустимих режимах, при проявах саморозгойдування необхідно вживати заходи по усуненню його причин. Розрізняють локальні низькочастотні коливання (між агрегатами) та міжсистемні НЧК (між підсистемами ЕЕС). Очевидно, що впровадження нових генеруючих потужностей в ЕЕС призводить до розвантаження перетинів ЕЕС, при цьому, проведені дослідження [58] показали, що ймовірність виникнення слабодемпфованих коливань вища в системах з розвантаженими основними електричними зв'язками. Таким чином існуючі заходи по збереженню стійкості можуть бути неефективними в ЕЕС зі значною часткою ВДЕ в енергобалансі. Окрім того, причини виникнення НЧК в ЕЕС полягають у взаємозв'язку кутових характеристик, постійних інерції, налаштуваннях регуляторів збудження та

швидкості СГ. Зважаючи на вплив ВДЕ на постійну інерцію ЕЕС [59], при інтеграції відновлюваних джерел необхідно забезпечити виключення можливості виникнення незгасаючих НЧК та участі ВДЕ в саморозгойдуванні.

Інерційний відгук та віртуальна інерція. Зважаючи на те, що інверторне приєднання «електрично відділяє» первинні джерела енергії від основної мережі, кінетична енергія обертових мас ВДЕ з інверторним приєднанням, особливо ВЕС зі змінною частотою обертання, не додається до кінетичної енергії обертових мас ЕЕС. Проте при використанні додаткових засобів регулювання потужності ВДЕ можливо імітувати інерційних відгук традиційних засобів генерування [60-61].

Дослідження [62] показали, що при правильному співвідношенні, негативні наслідки приєднання генерування ВЕС зі змінною частотою обертання (відсутність інерційного відгуку) можливо компенсувати за рахунок приєднанням ВЕС з постійною частотою обертання. Мережеві кодекси країн зі значною часткою ВДЕ в енергобалансі містять вимоги до систем ВДЕ, що приписують відновлюваним джерелам поведінку притаманну синхронним агрегатам. Одна з найпоширеніших вимог – зберігати приєднання до мережі (синхронну роботу) та підтримувати генерування реактивної потужності під час раптових зменшень напруги на шинах приєднання. Аналогічна вимога стосується раптових зменшень системної частоти. Системи ВДЕ повинні забезпечувати інерційних відгук подібний до відгуку синхронних агрегатів.

Зважаючи на відмінності в принципах генерування електричної енергії основними типами ВДЕ необхідно розробити підходи які б дозволяли ефективно виконувати вимоги мережевих кодексів та підтримувати ефективну роботу ВДЕ. Вітрові електричні станції володіють запасом кінетичної енергії, тому для деяких типів ВЕС можливо реалізувати підхід ефективного використання цього резерву для забезпечення інерційного відгуку. Для сонячних фотоелектричних станцій єдиними способами

резервування додаткових потужностей є обмеження генерування або встановлення додаткових швидкодіючих резервів (акумулятори, споживачі-регулятори, тощо). Проте, зважаючи на мінливість та певну непередбачуваність видачі потужності системами ВДЕ, доцільно розробити підходи, щодо поєднання задач згладжування графіку генерування ВДЕ та виділення резервів потужності для регулювання частоти ЕЕС. Традиційно системна частота відповідає частоті обертання синхронного агрегату, тобто зменшення системної частоти відповідає зменшенню частоти обертання ротора машини. На відміну від турбіни СГ у вітрової турбіні швидкість обертання ротора може змінюватись незалежно від частоти мереж.

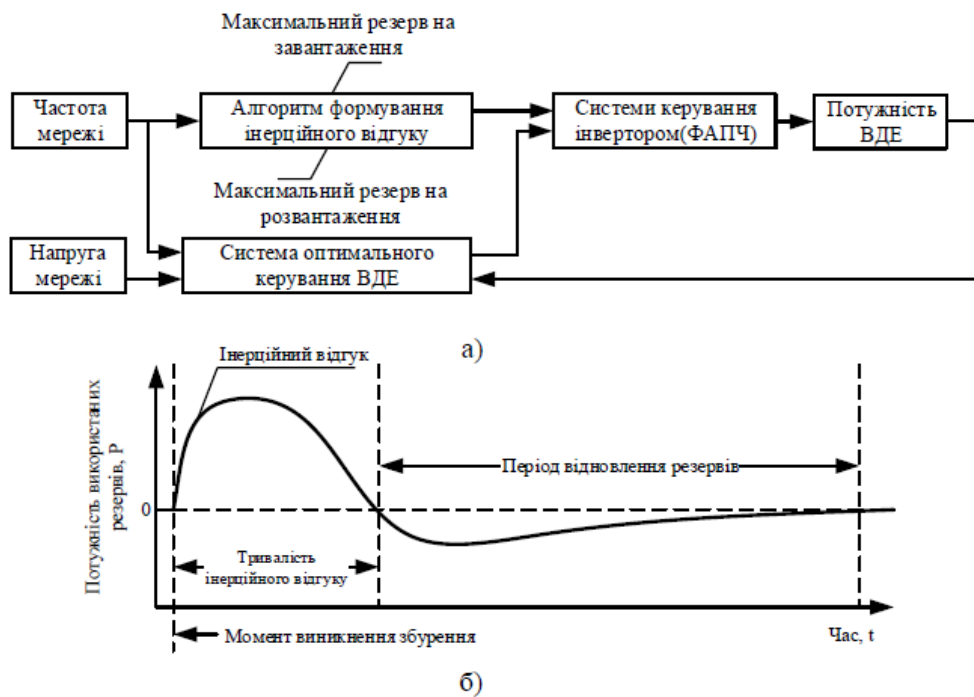


Рис.1.8. Функціональна схема регулятора віртуальної інерції (а); форма інерційного відгуку, що реалізується РВІ (б).

Основні переваги використання віртуальної інерції в електроенергетичній системі обумовлені зменшенням наслідків впровадження безінерційних ВДЕ (з інверторним приєднанням).

Проведені дослідження свідчать, що використання даних системи моніторингу перехідних режимів дозволяє підвищити ефективність аналізу причин і наслідків технологічних порушень, системних аварій. Окрім того

синхронізовані виміри СМПР використовуються для верифікації/синтезу динамічних моделей ЕЕС та оперативного оцінювання станів ЕС, що при централізованому керуванні дає можливість формування оптимальних в межах ЕЕС сигналів керування які можуть бути реалізовані у вигляді інерційних відгуків ВДЕ та ВрЕС. Тому актуальними задачами підвищення ефективності системи регулювання частоти па потужності великих електроенергетичних систем під час перехідних режимів є:

- формування математичних моделей як окремих елементів ЕЕС такі електроенергетичної системи в цілому, що відображають динаміку зміни режимних параметрів під час електромеханічних перехідних процесів;аналіз структури та динамічних характеристик реальних ЕЕС;
- дослідження підходів до використання основних видів ВДЕ та ВрЕС для реалізації керуючих впливів в перехідних режимах (віртуальна інерція);
- розробка системи автоматичного керування потужністю ВДЕ та ВрЕС під час перехідних процесів зміни частоти ЕЕС.

Проведено аналіз сучасних підходів до вирішення задачі регулювання частоти та потужності в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії. Дослідження структури та планів розвитку ОЕС України виявило тенденцію до збільшення частки ВДЕ в енергобалансі при цьому спостерігається: незбалансованість структури генеруючих потужностей, нестача ресурсів для виконання задач автоматичного регулювання частоти та потужності; недостатня пропускна спроможність системоутворюючих ЛЕП; недостатній рівень оснащення засобами телемеханіки, автоматики та моніторингу. Інтеграція ВДЕ в ЕЕС супроводжується проблемами пов'язаними з непередбачуваністю та змінністю генерування електричної потужності. Це призводить до порушення балансу потужності в ЕЕС, тобто умов надійного та якісного електропостачання. Результати аналізу вітропарку встановленою потужність 202МВт, показали, що агрегування ВЕС дає значну економію оперативних резервів. Так відокремленому

вітропарку потужністю 202 МВт необхідно додатково 18.2 МВт резервів для компенсації мінливості, в той самий час вітропарку потужністю 202 МВт у складі агрегованої, територіально розосередженої системи необхідно 9,4 МВт, тобто економія складає 48%. Таким чином об'єднання ВДЕ в агреговані, територіально розосередженої системи зменшує непередбачуваність та мінливість генерування ВДЕ.

РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.1. Математична модель електроенергетичної системи

Сучасні ЕЕС характеризуються складністю внутрішніх процесів та нелінійною залежністю параметрів від часу. З розвитком ЕЕС динамічні процеси ускладнюються для аналізу та виявлення причинно-наслідкових зв'язків.

Модель ЕЕС для аналізу перехідних режимів являє собою структуру (математичну/функціональну), що детально описує особливості роботи ЕЕС на основних рівні абстрагування та забезпечує визначену точність відображення процесів взаємодії між її елементами і підсистемами .

Основні принципи моделювання при дослідженні режимів і стійкості ЕЕС реалізуються в двох аспектах: функціонально-структурному і математичному. Функціонально-структурний аспект включає: структурну модель для отримання чисельних оцінок головних властивостей ЕЕС; набір функціональних моделей мінімально достатнього обсягу для дослідження ЕЕС в цілому та її частин. Математичний аспект включає: графову модель поточкорозподілу при оцінці головних властивостей ЕЕС; детальні математичні моделі для дослідження статичної та динамічної стійкості, тривалих перехідних процесів в системі [6].

Докладні динамічні математичні моделі ЕЕС описуються системою диференціальних та алгебраїчних рівнянь. Точність моделей елементів

визначається задачами дослідження. Використання надто простих моделей збільшує похибки моделювання, в свою чергу використання складних моделей висуває значні вимоги до математичної та обчислювальної складової моделювання [27]. Тому вибір математичних моделей елементів ЕЕС є важливим завданням дослідження режимів електроенергетичної системи.

При дослідженні перехідних процесів в електричних енергосистемах коректне моделювання СГ є принципово важливою задачею. Сучасні засоби розрахунку та аналізу режимів ЕЕС використовують набір математичних моделей елементів ЕЕС, що придатні як для аналізу перетоків потужності і коротких замикань так і для аналізу перехідних режимів.

В системі диференціальних рівнянь, що описують синхронний генератор, прийнято припущення, що всі магнітні потоки обмоток машини, складаються із двох незалежних складових: поздовжньої й поперечної. При цьому електрорушійні сили, напруги та струми представлені із двох складових. Рівняння були запропоновані Р. Х. Парком та А.А. Горевим для ідеалізованої ненасиченої електричної машини, з повною симетрією, обмоток статора й синусоїдальним розподілом сил намагнічування.

Прийняті допущення дозволяють розглядати електричну машину як комбінацію магнітозв'язаних електричних контурів (обмотки ротора, фазні обмотки статора, демпферні обмотки). Для СГ, що мають обмотку збудження, в модель включено $0 \dots n_d$ еквівалентних короткозамкнених контурів по поздовжній осі (d) і $0 \dots n_q$ еквівалентних короткозамкнених контурів по поперечній осі (q).

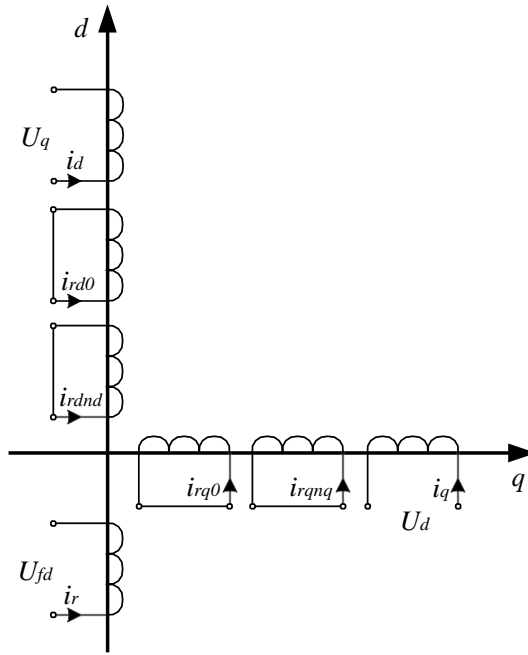


Рис.2.1. Розміщення контурів по d - q осям

Рівняння Горєва-Парка в іменованих одиницях можна записати у вигляді системи диференціальних рівнянь:

$$\begin{aligned}
 \frac{d\Psi_d}{dt} + \omega\Psi_q + r i_d &= -U_d \\
 -\frac{d\Psi_q}{dt} + \omega\Psi_d - r i_q &= U_q \\
 \frac{d\Psi_r}{dt} + r_r i_r &= U_{fd}
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{d\Psi_{rdi}}{dt} + r_{rdi} i_{rdi} &= 0, \quad i = 0..n_d \\
 \frac{d\Psi_{rpk}}{dt} + r_{rpk} i_{rpk} &= 0, \quad k = 0..n_q
 \end{aligned} \tag{2.1.1}$$

$$\Psi_d = L_d i_d + M_{ad} i_r + M_{ad} \sum_{i=1}^{n_d} i_{rdi}$$

$$\Psi_q = L_q i_q + M_{aq} \sum_{k=1}^{n_q} i_{rdk}$$

$$\Psi_r = L_r i_r + \frac{3}{2} M_{ad} i_d + M_{ad} \sum_{i=1}^{n_d} i_{rdi} \tag{2.1.2}$$

$$\Psi_{rdi} = \frac{3}{2} M_{ad} i_d + L_{rdi} i_{rdi} + M_{ad} i_r + M_{ad} \sum_{j=1}^{n_d} i_{rdj}, \quad i = 0..n_d, \quad i \neq j$$

$$\Psi_{rpk} = \frac{3}{2} M_{aq} i_q + L_{rpk} i_{rpk} + M_{aq} \sum_{k=1}^{n_q} i_{rpk}, \quad k = 0..n_q, \quad k \neq j \tag{2.1.3}$$

$$J \frac{d\Omega}{dt} = M_M - \frac{3}{2} (\Psi_d i_q - \Psi_q i_d) \quad (2.1.4)$$

де, T_d, T_q - потокозчеплення по поздовжній і поперечній осям;
 i_d, i_q - струми статора по поздовжній і поперечній осям; i_r струм збудження;
 r, r_r, r_{rdi}, r_{rqk} - активні опори обмотки статора, обмотки збудження, і-го поздовжнього й к-го поперечного демпферних контуру; L_d, L_q - індуктивності обмотки статора по поздовжній і поперечній осях; L_r, L_{rdi}, L_{rqk} - індуктивності обмотки збудження, і-го поздовжнього й к-ого поперечного еквівалентних демпферних контурів;
 M_{ad}, M_{aq} - взаємна індуктивність будь-якої пари контурів в осях d, q;
 U_{fd} - напруга збудження; ω - кутова швидкість обертання ротора,
 p - кількість пар полюсів СГ, M_M^p - механічний момент турбіни.

Згідно проведених досліджень [70] встановлено, що для синхронних агрегатів потужністю $S_{nom}=1..10\text{МВА}$, $H=2-3\text{с}$; при $S_{nom}>10\text{МВА}$, $H=3-5\text{с}$.

Моделювання системи збудження синхронного генератора

По технічному виконанню системи збудження СГ діляться на три основні типи: 1) статичні тиристорні системи незалежного збудження; 2) статичні тиристорні системи самозбудження; 3) системи збудження для генераторів з безщітковим діодним збудником. Більшість СГ випускається з системами збудження (СЗ) другого і третього типів [71-73].

Збільшення довжини ліній електропередач і величин електричної потужності, що по ним передається обумовило необхідність підвищення швидкодії СЗ і розробки системних стабілізаторів. У вітчизняних СЗ для цих цілей використовується стабілізатори сильної дії з каналами регулювання по частоті напруги, похідної частоти й похідній струму збудження. У закордонних системах збудження регулювання здійснюється здебільшого по швидкості обертання ротора.

Система збудження синхронного генератора (рис.2.2) характеризується [22]:

- номінальною напругою $U_{f\text{ном}}$ і струмом збудження $I_{f\text{ном}}$;
- номінальною потужністю збудження $P_{f\text{ном}} = U_{f\text{ном}}I_{f\text{ном}}$, яка становить 0,2 - 5% від номінальної потужності машини;
- кратністю форсування K_f , під якою розуміють відношення найбільшої усталеної напруги $U_{f\text{max}}$ збудника до номінальної напруги $U_{f\text{ном}}$.

Основні характеристики систем збудження, які в значній мірі визначають її вплив на перехідні процеси в енергосистемах наступні:

- 1) Обмеження рівня порушення зверху і знизу по струму збудження і по напрузі збудження.
- 2) Швидкість наростання напруги збудження при форсуванні і швидкість зменшення напруги збудження при знятті збудження.
- 3) Вплив автоматичного регулювання збудження на демпфування електромеханічних коливань (включаючи усунення можливого порушення коливної стійкості).

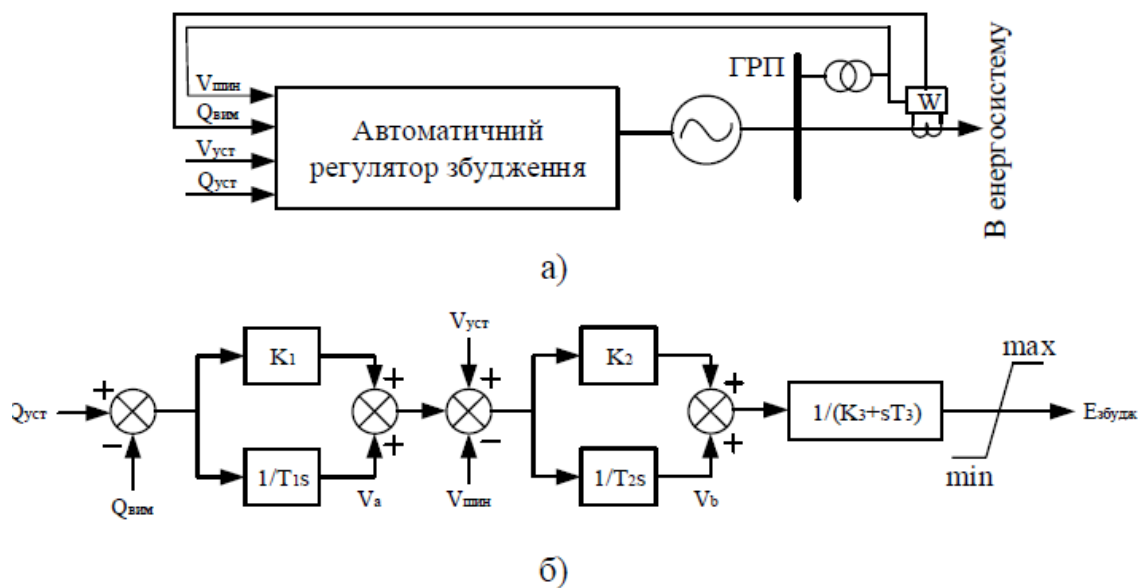


Рис.2.2. Функціональна схема регулювання збудження синхронного генератора (а); модель автоматичного регулятора збудження (б)

На рис.2.2 прийняті наступні позначення: K_1, K_2, K_3 , – коефіцієнти

підсилення АРЗ; T_1, T_2, T_3 – постійні часу АРЗ; $Q_{уст}, V_{уст}$ – уставки по реактивній потужності та напрузі відповідно; $Q_{вим}, V_{шин}$ – дані вимірів реактивної потужності та напруги на шині приєднання генератора;

$E_{збудж}$ – напруга збудження генератора.

Відповідно до рис.2.2 (б), математична модель системи автоматичного регулятора збудження має вигляд:

$$\frac{dV_a}{dt} = \frac{Q_{уст} - Q_{вим}}{T_1} \quad (2.1.5)$$

$$\frac{dV_b}{dt} = \frac{V_{уст} - V_{шин} + V_a + K_1(Q_{уст} - Q_{вим})}{T_2} \quad (2.1.6)$$

$$\frac{dE_{збудж}}{dt} = \frac{V_b - K_3 E_{збудж} + K_2(V_{уст} - V_{шин} + V_a + K_1(Q_{уст} - Q_{вим}))}{T_3} \quad (2.1.7)$$

2.2. Модель системи автоматичного регулювання частоти електроенергетичної системи

Системний рівень САРЧП. Для компенсації небалансів потужності в енергосистемі виділеною для цього електростанцією або групою електростанцій, а на них - виділеними для цієї мети агрегатами, генератори електростанції повинні бути охоплені системою групового управління (ГРАП) з центральним задатчиком потужності, який визначає навантаження по активній потужності всієї електростанції.

Загальна потужність електростанції, що задається задатчиком потужності, розподіляється між агрегатами по вибраному заздалегідь закону. Якщо до регулювання залучено кілька електростанцій, то на кожен електростанцію передається завдання потужності відповідно з характеристикою її відносного приросту. Структура центрального регулятора частоти і перетоків потужності наведена на рис.2.3.

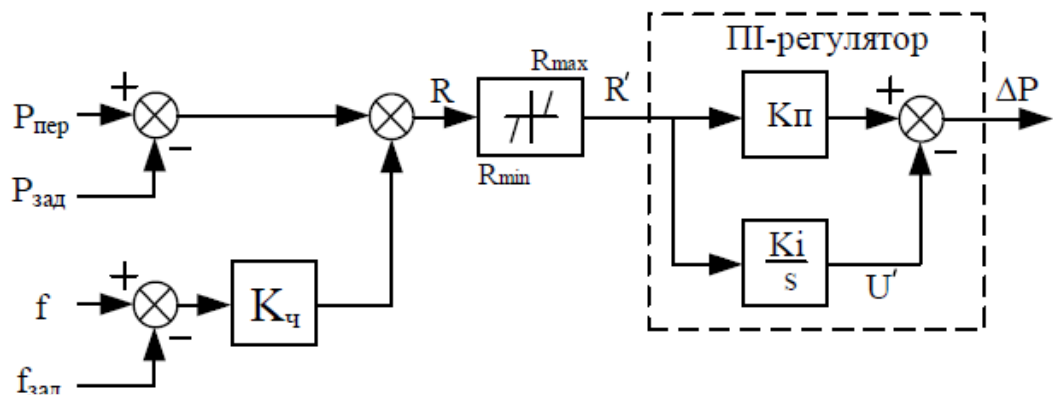


Рис.2.3. Структурна схема центрального регулятора частоти і перетоків потужності

На рис.2.3 прийняті наступні позначення: $P_{пер}$, $P_{зад}$ – поточне та задане сальдо перетоку активної потужності [МВт]; f , $f_{зад}$ – поточна частота задана уставка за частотою [Гц]; $K_ч$ – коефіцієнт корекції перетікання за частотою [МВт/Гц]; R – системний параметр, який визначає помилку регулювання району [МВт]; R' – системний параметр, який корегується з урахуванням зони нечутливості помилки регулювання району [МВт]; R_{min} , R_{max} –

мінімальна та максимальна границі зони нечутливості [МВт]; ΔP – величина керуючої дії [МВт].

Математична модель САРЧП системного рівня відповідно рис.2.3 має вигляд:

$$R = (P_{пер} - P_{зад}) + K_{ч}(f - f_{зад}) \quad (2.2)$$

$$R' = \begin{cases} R, R < R_{min}, R > R_{max}, \\ 0, R \geq R_{min}, R \leq R_{max} \end{cases} \quad (2.2.1)$$

$$\frac{dU'}{dt} = R'K_i \quad (2.2.2)$$

$$\Delta P = U' + R'K_i \quad (2.2.3)$$

Станційний рівень САРЧП. На рис.2.4 наведено структурну схему моделі еквівалентної електростанції.

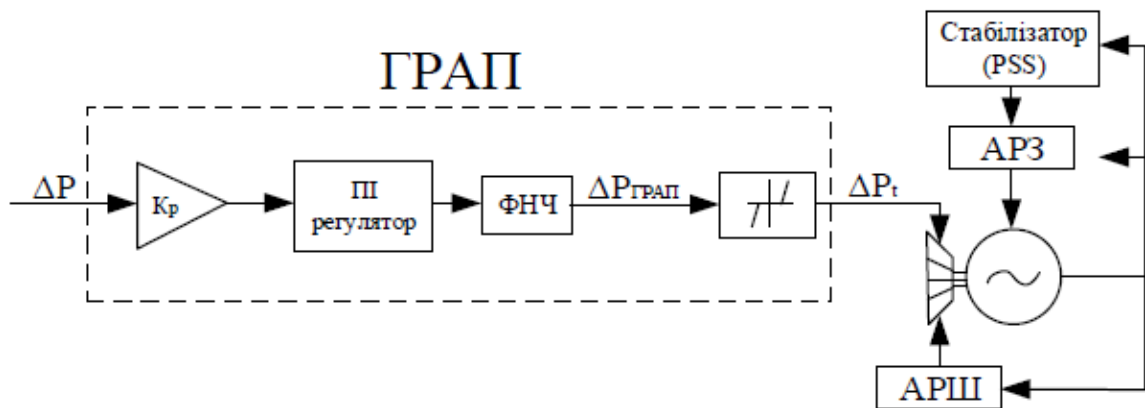


Рис.2.4. Структурна схема моделі еквівалентної електростанції

В схемі прийняті наступні позначення: ГРАП – груповий регулятор активної потужності станції; АРШ – автоматичний регулятор швидкості турбіни; АРЗ – автоматичний регулятор збудження генератора; ΔP – уставка від САРЧП (системний рівень); K_p – коефіцієнт часткового завантаження; $\Delta P_{ГРАП}$ – позапланова потужність від ГРАП; ΔP_t – уставка від ГРАП.

На вхід станційного регулятора ГРАП подається коригувальний сигнал за перетоком, що обумовлений його відхиленням.

Агрегатний рівень САРЧП. Парові і гідравлічні турбіни оснащуються автоматичними регуляторами частоти обертання (АРШ), які представляють

собою замкнуті системи автоматичного регулювання з головним зворотнім зв'язком по відхиленню частоти обертання турбіни від заданого значення.

При зміні частоти, викликаній порушенням балансу активної потужності в енергосистемі, регулятори змінюють положення регулюючих органів турбіни. При зниженні частоти АРШ діє на збільшення впуску енергоносія і навпаки. Це в свою чергу викликає відповідну зміну потужності агрегату.

Для аналізу процесів регулювання частоти та потужності в енергосистемах використано модель регулятора частоти обертання турбіни структуру якої представлено на рис.2.6. Автоматичний регулятор швидкості обертання турбіни реалізує статичний закон регулювання. Передатна функція регулятора має статичну помилку, яка пропорційна вихідній потужності, що дозволяє задавати потрібний розподіл навантаження між агрегатами.

Для ізольованих або локальних регіонів даний вид регуляторів включає гнучкий зворотній зв'язок (рис.2.5), який дозволяє розділити постійну та динамічну складову сигналу керування. Це дає можливість уникнути втрати стійкості ЕЕС з малою інерцією при значних збуреннях.

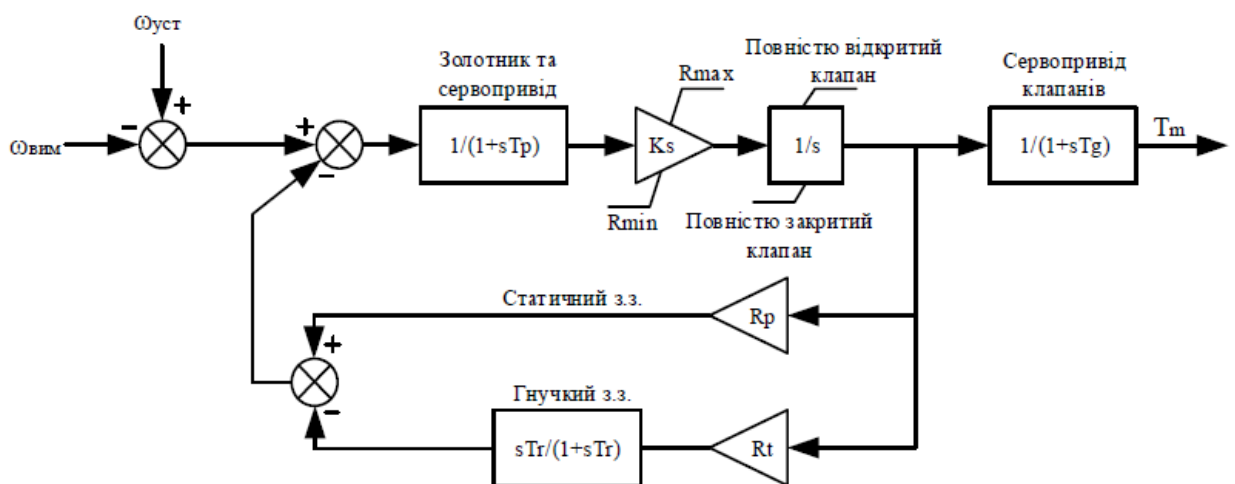


Рис.2.5. Структурна схема автоматичного регулятора швидкості турбіни

На рис.2.5 прийнято наступні позначення: T_g – постійна часу сервомотора золотника [с]; T_p – постійна часу клапану [с]; T_r – постійна часу приводу [с];

T_w – час наростання потоку [с]; R_t – перехідний статизм [в.о.]; R_p – постійний статизм [в.о.].

При зміні навантаження – виникненні небалансу, першим реагує гнучкий зворотній зв'язок, стабілізує перехідний процес, після чого – поступово зменшує свій вплив на результуючий сигнал керування і далі небаланс компенсується статичним зворотнім зв'язком.

2.3. Математична модель мережі

Модель усталеного режиму електричної мережі – графова структура, що об'єднує лінії електропередач, трансформатори, навантаження, тощо. Математична модель роботи мережі представляє собою систему алгебраїчних рівнянь усталеного режиму. Алгебраїчні рівняння визначають аналітичну залежність між відомими і невідомими параметрами схеми мережі та режиму. Рівняння описують баланс струму або потужності у вузлах мережі.

В залежності від того, як задається навантаження у вузлі мережі: постійним струмом ($I_i = const$) або постійною потужністю ($S_i = const$), режим вузла описується лінійними рівняннями балансу струмів або потужностей, відповідно:

$$\dot{U}_i \dot{y}_{ii} - \sum_{j=1}^n \dot{U}_j \dot{y}_{ij} = \dot{I}_i; \quad \dot{U}_i \dot{y}_{ii} - \sum_{j=1}^n \dot{U}_j \dot{y}_{ij} = \frac{\bar{S}_i}{\bar{U}_i} \quad (2.3)$$

де \dot{y}_{ii} , \dot{y}_{ij} – власні і взаємні провідності вузла; U_i , U_j – напруги i -го та суміжних вузлів; \dot{I}_i , S_i – задані у вузлі струм або потужність; n – кількість вузлів мережі, які безпосередньо зв'язані з i -м вузлом.

Математична модель навантаження електроенергетичної системи

Характер навантаження регіону має значний вплив на протікання перехідних процесів зміни режимних параметрів. При побудові математичної моделі ЕЕС для кожного регіону, в залежності від типу навантаження, доцільно використовувати окремі математичні моделі. Навантаження кожного конкретного регіону відрізняється статичними та динамічними

характеристиками. Основними типами навантаження прийнято вважати промисловий, господарський, комерційний та сільськогосподарський. Промисловий тип відноситься до великих підприємств важкої промисловості де частка навантаження двигунів складає до 95%. Потрібно також враховувати промисловості з потужними нагрівачами.

Господарське навантаження характеризується здебільшого тепловими процесами. До комерційного навантаження відносяться потужні охолоджуючі установки та системи освітлення. Сільськогосподарське навантаження включає двигуневу та насосну складову. В загальному різні складові навантаження можуть бути розділені на наступні типи:

- 1) Навантаження з швидкою динамікою по електричним та механічним характеристикам, такі як індукційні двигуни;
- 2) Навантаження які сильно змінюють свої робочі параметри в залежності від напруги;
- 3) Навантаження робочі параметри яких не залежать від напруги;
- 4) Навантаження з повільною динамікою.

Поліноміальна модель навантаження. (2.3.1)

$$\begin{aligned}
 P &= P_0 \left[a_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{ap}} + b_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{bp}} + c_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{cp}} \right] \\
 Q &= Q_0 \left[a_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{aq}} + b_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{bq}} + c_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{cq}} \right] \\
 a_p + b_p + c_p &= 1 \\
 a_q + b_q + c_q &= 1
 \end{aligned}
 \tag{2.3.2}$$

де V_0 , P_0 , Q_0 – початкові значення напруги, активної та реактивної потужності, відповідно. Коефіцієнти $a_p \dots c_q$, $e_{ap} \dots e_{cq}$ – параметри моделі (табл.2.1).

$1 + A(f - f_0)$, де f_0 , f – номінальна та реальна частота, відповідно, A – параметр який визнає чутливість навантаження до частоти.

Таблиця 2.1. Параметри поліноміальної моделі навантаження

Тип навантаження	Характеристика навантаження	Частка в обсязі	Параметри			
Сільськогосподарське/ Господарське	Постійна потужність	50%	$aP=0.5$	$aQ=0.5$	$e_{aP}=0$	$e_{aQ}=0$
	Постійний струм	25%	$bP=0.25$	$bQ=0.25$	$e_{bP}=1$	$e_{bQ}=1$
	Постійний імпеданс	25%	$cP=0.25$	$cQ=0.25$	$e_{cP}=2$	$e_{cQ}=2$
Комерційне/ Промислове	Флуоресцентні лампи	25%	$aP=0.25$	$aQ=0.25$	$e_{aP}=1$	$e_{aQ}=3$
	Малопотужні індукційні двигуни	50%	$bP=0.5$	$bQ=0.5$	$e_{bP}=0.1$	$e_{bQ}=0.6$
	Потужні індукційні двигуни	25%	$cP=0.25$	$cQ=0.25$	$e_{cP}=0.05$	$e_{cQ}=0.5$

2.4. Модель динаміки ОЕС України

З метою дослідження роботи ОЕС України у перехідних та усталених режимах на основі обраних математичних моделей, у програмному забезпеченні PowerFactory було створено детальну математичну модель ОЕС України (рис.2.6).

При розробці моделі ОЕС України, з метою спрощення аналізу результатів розрахунків блоки АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС та електростанцій на основі альтернативних джерел енергії (ВЕС, СЕС, БЕС, тощо) були замінені еквівалентними генераторами (Додаток В, табл.1).

Розроблена модель дозволяє дослідити роботу ЕЕС в перехідних, в тому числі граничних режимах з урахуванням систем автоматичного керування на станційному та загальносистемному рівнях. Така модель описує ОЕС України на рівні напруг від 220 до 750 кВ. Мережі напруг 110 кВ та нижче замінені динамічними еквівалентами (динамічними навантаженнями).

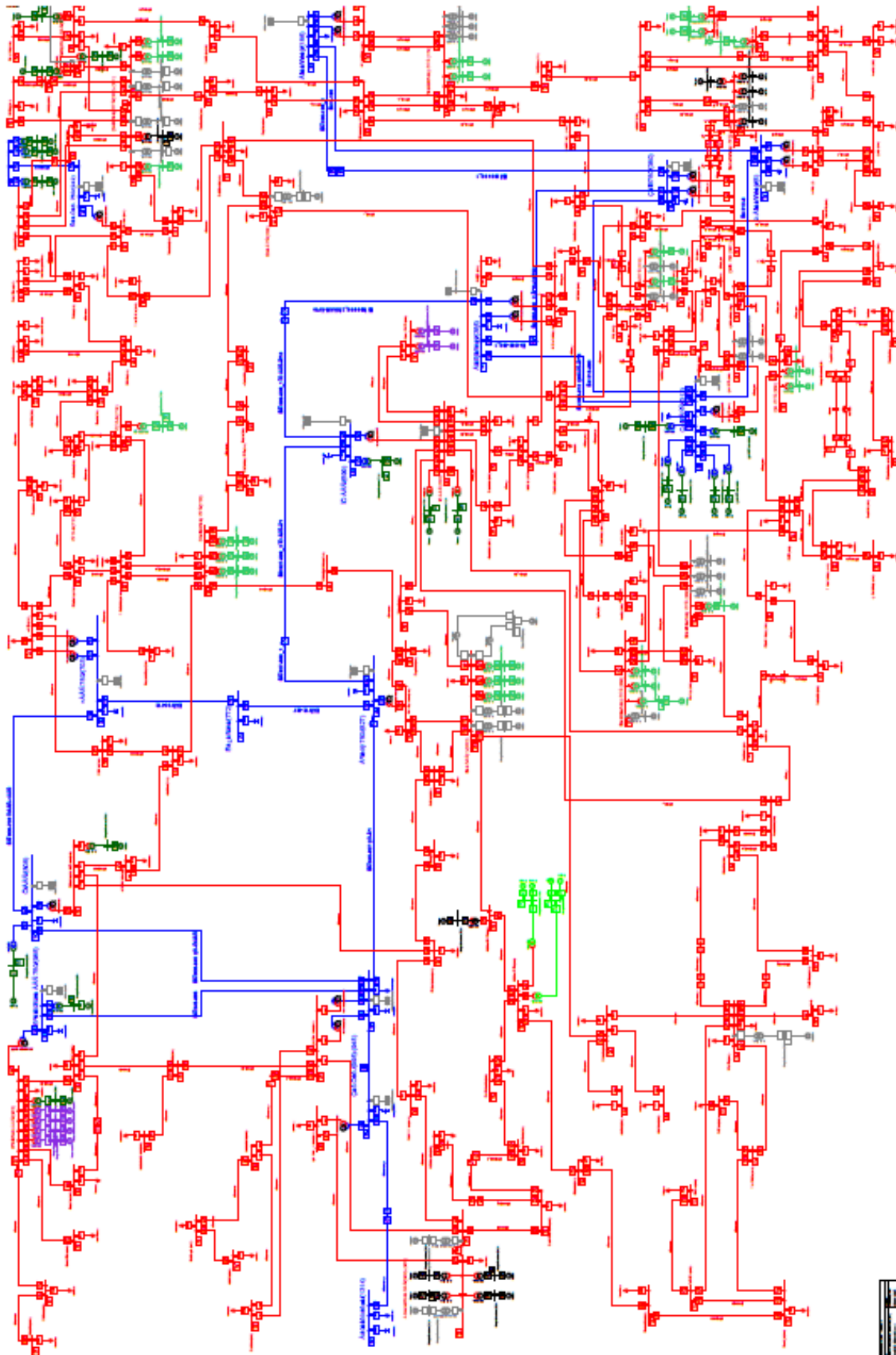


Рис.2.6. Однолінійна схема динамічної моделі ОЕС України

В моделі враховано роботу системи автоматичного регулювання частоти та потужності, а саме первинні регулятори, що встановлені на еквівалентних генераторах, що моделюють паралельну роботу з Єдиними енергетичними системами (ЄЕС) Російської Федерації. Розроблена модель САРЧП ОЕС України враховує режим паралельної роботи з ЄЕС Росії, при цьому вторинне регулювання ЄЕС Росії працює в режимі автоматичного регулювання частоти та перетоку (АРЧП).

Для перевірки адекватності розробленої моделі було використано дані вимірів частоти СМПР при аварійному відключенні блоку 1ГВт та Запорізькій АЕС.

Результати моделювання перехідних режимів залежать від режимних умов ЄЕС. Режим зведений на основі даних по генеруванню, навантаженню, транзитах та внутрішніх перетоках потужності, відповідно до диспетчерського графіку НЕК «Укренерго». Режимні умови моделі (рис.2.6) відповідають режимним умовам ОЕС України станом на 20 грудня 2012 року, коли відбулося аварійне відключення блоку 1ГВт на Запорізькій АЕС. Для порівняння ПП зміни частоти використано заміри СМПР на ПС - 330 кВ Дніпро-Донбаська, ПС-750 кВ Дніпровська, ПС-750 кВ Запорізька, Хмельницька АЕС та в аналогічних точках розробленої моделі. при.

Результати моделювання аварійного відключенні блоку 1ГВт на Запорізькій АЕС та дані СМПР зображені на рис.2.7.

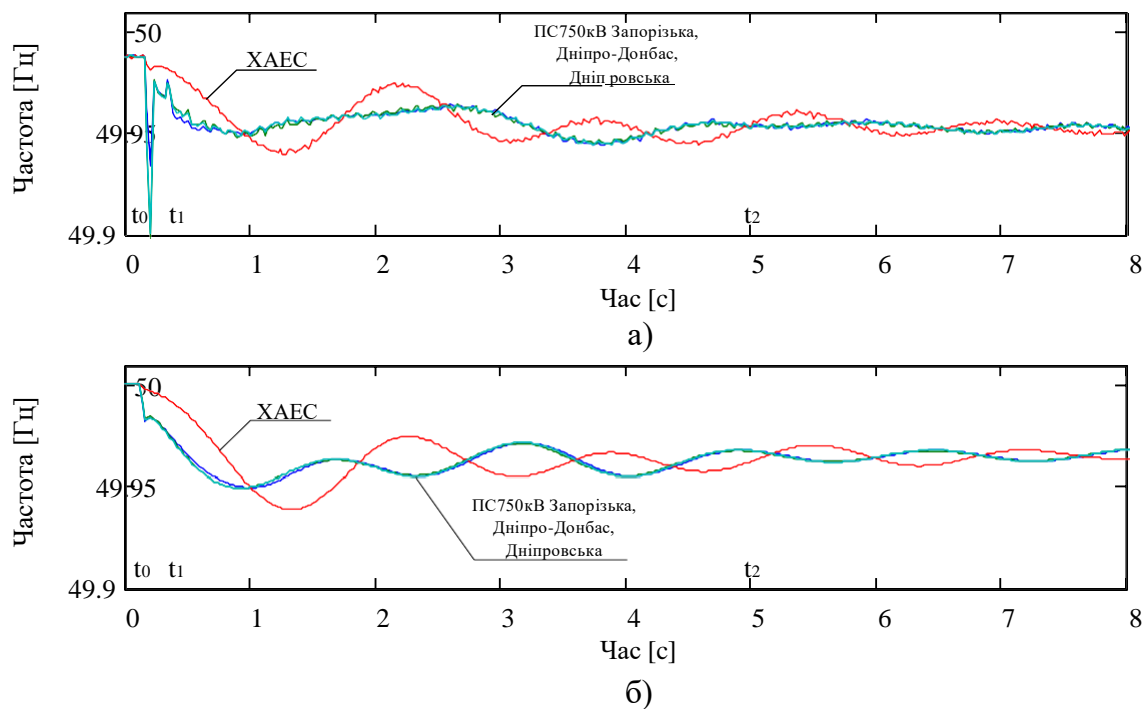


Рис.2.7. Порівняння розрахункового перехідного процесу зміни частоти розробленої моделі та даних СМПР при відключенні блоку 1ГВт на ЗАЕС: а) зареєстрований СМПР перехідний процес зміни електричної частоти на шинах ПС; б) розрахований на розробленій моделі перехідний процес зміни електричної частоти на шинах ПС

В результаті порівняння даних (рис.2.8) встановлено, що розроблена модель відображає перехідний процес зміни частоти на розрахункових інтервалах з середньоквадратичним відхиленням – $3.56 \cdot 10^{-3}$ Гц. Різниця між значеннями максимальних відхилень частоти по даним рис.2.8 не перевищує $2.1 \cdot 10^{-4}$ Гц (крім усталеного значення). Домінуюча частота коливань розрахункових даних та даних СМПР складає 0.47 Гц. Таким чином можна зробити висновок, що результати досліджень на розробленій моделі дозволять дати адекватні оцінки та рекомендації стосовно ОЕС України.

Аналіз отриманих з СМПР даних обумовлює необхідність оцінки характеру динамічних процесів, що відбуваються в електроенергетичній

системі. Для оцінки динамічних характеристик багатомашинних ЕЕС перехідні режими при виникненні небалансу діляться на 3 етапи (рис.2.8):

- $t_0 - t_1$ – перехідний режим ЕЕС визначається електромагнітними перехідними процесами;
- $t_1 - t_2$ – перехідний режим ЕЕС визначається електромеханічними перехідними процесами;
- $t_2 - t^+$ – перехідний режим ЕЕС визначається роботою системи автоматичного керування.

При виникненні аварійних небалансів розподіл дисбалансу між генераторами – неоднорідний, це призводить до того, що перехідний процес зміни деяких режимних параметрів, зокрема частоти та перетоків потужності, має коливальний характер. Коливання режимних параметрів, особливо активної потужності, внутрішніх кутів і частоти генераторів, відображають перехід між критеріями розподілу дисбалансу. Тому виділено три інтервали розподілу дисбалансу.

Безпосередньо, в момент виникнення дисбалансу ($t_0 +$) баланс потужності у системі підтримується на основі накопиченої електромагнітної енергії генераторів. Розподіл балансу між генераторами виконується по критерію електричної відстані до точки виникнення дисбалансу. Генератори беруть на себе частину дисбалансу $P_{i\Delta}(t_1)$ залежно від коефіцієнтів їх синхронізуючих потужностей – P_{cij} .

Синхронізуюча потужність

$$P_{cij} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_{ij}} = E_i E_j (B_{ij} \cos \delta_{ij0} + G_{ij} \sin \delta_{ij0}) \quad (2.4)$$

підтримує генератори в синхронному режимі, і якщо динамічна стійкість зберігається, коливання частоти і активної потужності для генераторів мають згасаючий характер. Генератори, що ближче до місця виникнення небалансу беруть на себе більшу частину потужності дисбалансу.

Якщо після збурення система зберігає синхронну роботу, на періоді t_1-t_2 частота ($\bar{\omega}$) та еквівалентний кут ($\bar{\delta}$) центру інерції її структурних частин, когерентних груп генераторів (КГГ) визначаються відповідно:

$$\bar{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \delta_i}{\sum_{i=1}^n H_i}, \quad \bar{\omega} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \omega_i}{\sum_{i=1}^n H_i} \quad (2.4.1)$$

де H_i – постійна інерції синхронного агрегату в КГГ; δ_i – кут навантаження синхронного агрегату в КГГ; ω_i – кутова частота синхронного агрегату в КГГ.

Для вирішення проблеми аналізу електроенергетичних систем використано методи зменшення розмірності моделі, що ґрунтуються на:

- фізичних законах, група генераторів зі схожою динамікою об'єднуються в когерентну групу та розглядаються як один агрегат;
- при наявності складної математичної моделі об'єкту дослідження з неї можна виключити змінні стану які мають незначний вплив на процес [81];
- при наявності достатньої кількості режимних вимірів можна використати методи ідентифікації систем для отримання еквівалентних моделей [8].

Основою вирішення проблеми визначення впливу збурень на поведінку елементів енергосистеми є властивість великих ЕЕС до зменшення впливу збурення в міру віддалення від нього через розсіяння енергії, наявності зон нечутливості регуляторів та ін. Відомі показники впливу збурення засновані на оцінці взаємних провідностей або синхронізуючих потужностей, параметрів збурення і динамічних характеристик генераторів.

Склад моделі ЕЕС, що описує задане збурення з визначеною точністю визначається значимістю впливу врахованих в моделі елементів ЕЕС на характер перехідного процесу. Велику значимість мають елементи(генератори і навантаження), що характеризуються великою потужністю і сильними зв'язками з системою. Слід відзначити, що кількісні

оцінки значущості елементів ЕЕС не використовують характеристики збурення і тому в частотній області інваріантні по відношенню до них.

Спрощення математичного опису ЕЕС включає обґрунтування типів математичних моделей елементів за рахунок доцільного нехтування другорядними факторами. На даний час спрощення математичної моделі ЕЕС за допомогою еквівалентування включає вирішення двох основних задач: визначення підсистем (груп генераторів), що еквівалентуються і розрахунок параметрів еквівалентної моделі ЕЕС. Визначення підсистем, що еквівалентуються засноване на критерії когерентності генераторів [6].

В процесі керування важливо, щоб визначення когерентних груп генераторів здійснювалося швидко, без залучення традиційних розрахунків перехідних процесів, для яких необхідно чисельне рішення систем диференціальних та алгебраїчних рівнянь великої розмірності. Дотримання вимоги швидкості ідентифікації необхідно для успішного вирішення завдань як електромеханічного еквівалентування, так і аналізу розрахункових ситуацій при формуванні набору небезпечних сценаріїв. Модальний аналіз лінеаризованої моделі ЕЕС [83-84] свідчить про наявність значної кількості характерних коливань (мод), що притаманні ЕЕС. При неконтрольованих змінах структури ЕЕС існує ймовірність порушення статичної коливної стійкості на частотах, що відповідають слабодемпфованим модам, які утворюють КГГ з повільною когерентністю (ПК). Актуальною задачею при побудові системи регулювання частоти по потужності ЕЕС під час перехідних режимів є визначення складу та характеристики КГГ з повільною когерентністю [8] на модах, що при малому згасанні можуть стати причиною порушення статичної коливної стійкості (системна аварія, розділення системи). Важливо зауважити, що час існування КГГ обмежений. Безпосередньо після збурення, всі СГ некогерентні, проте з часом, синхронізуюча потужність

об'єднує СГ в когерентні групи, час існування яких може досягати десятків секунд [6].

Основні етапи початкового структурного аналізу динамічної моделі ЕЕС включають визначення КГГ та їх агрегування в єдиний еквівалентний агрегат.

Спираючись на відомі способи ідентифікації когерентних груп генераторів основані на формуванні спрощеної моделі енергосистеми [87] було прийнято припущення, що склад КГГ не залежить від збурення.

При незначних відхиленнях режимних параметрів (10-15%), характер процесів в ЕЕС можна вважати таким, що відповідає ПП в лінійній системі. Для лінеаризованої моделі ЕЕС когерентність може бути визначена шляхом розгляду відповідних компонент правих власних векторів моделі.

Модальний аналіз лінійних моделей дозволяє визначити характерні коливання системи (табл.2.2), а також ідентифікувати компоненти моделі (фізичні параметри системи), що мають найбільший вплив на характер коливань режимних параметрів (ліві власні вектори, вектори керованості) та компоненти характер коливань яких в більшій мірі визначається визначеними модами(праві власні вектори, вектори спостережуваності). В загальному випадку ідентифікація лінійної моделі ЕЕС для визначення КГГ ЕЕС є надлишковою задачею. Аналіз спектрального складу даних перехідних режимів дозволяє отримати достатньо точну оцінку амплітуди та фази правих власних векторів за умови достатньої спостережуваності моди в зареєстрованих даних.

Частоти характерних коливань в великих ЕЕС

Частота коливань	Типова причина виникнення
0.01 - 0.15 Гц	Системи автоматичного регулювання швидкості обертання ротора синхронного генератора
0.15 - 1.00 Гц	Міжсистемні низькочастотні коливання обумовлені недостатньою величиною синхронізуючої потужності між когерентними групами генераторів
1.00 - 5.00 Гц	Системи автоматичного регулювання збудження синхронного генератора
5.00 - 14.00 Гц	Обертальна динаміка ротора синхронного генератора

Спектральний аналіз шести збурень в ОЕС України (рис.2.8-2.10), для яких було проведено розрахунок ПП зміни частоти обертання роторів синхронних генераторів, показав високу спостережуваність моди з частотою ~ 0.5 Гц (відповідає частоті міжсистемних низькочастотних коливань).

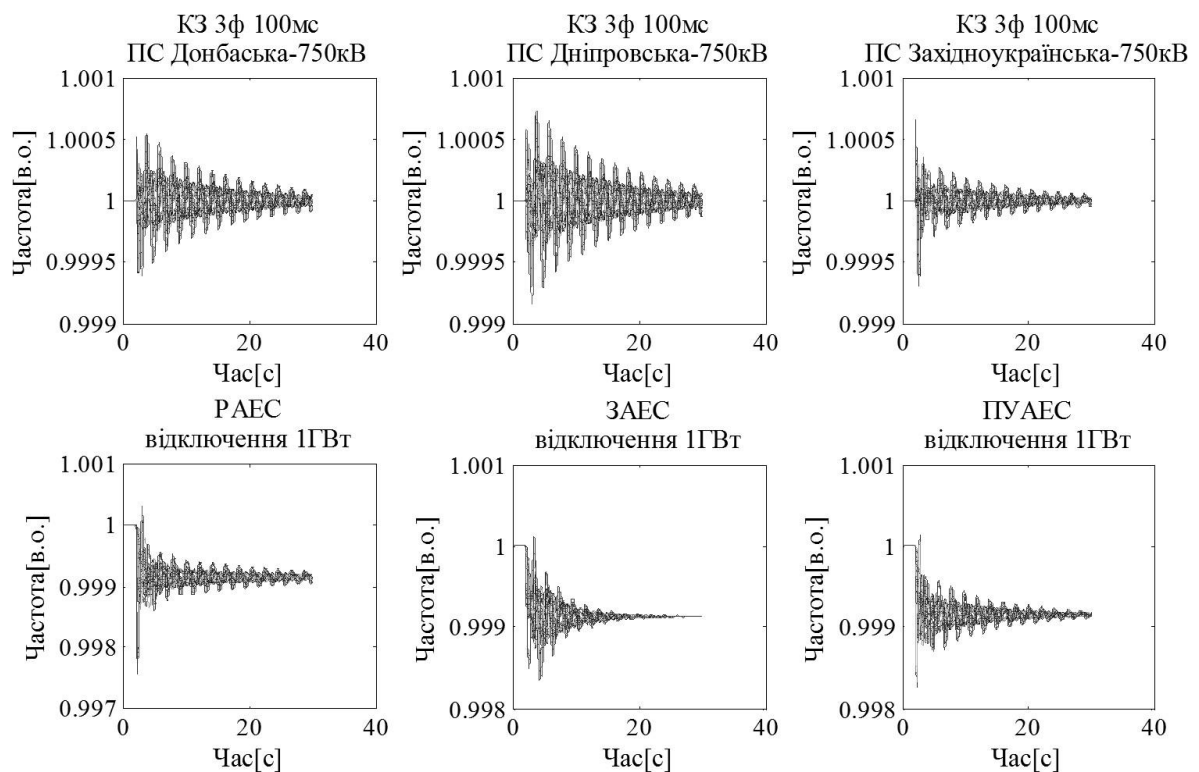


Рис.2.8. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти для 3-х 3-фазних коротких замикань на шинах 750кВ та 3-х аварійних відключень блоків АЕС

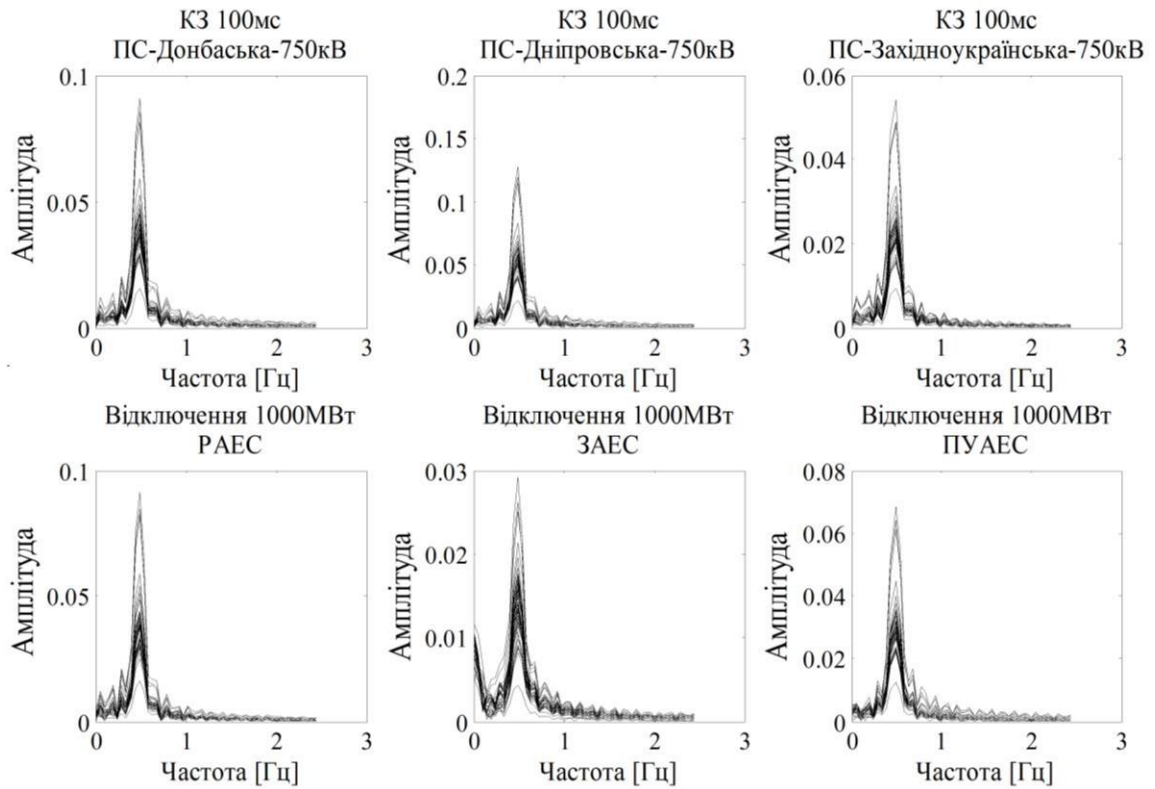


Рис.2.9. Амплітудно-частотна характеристика шести характерних збурень в ОЕС України

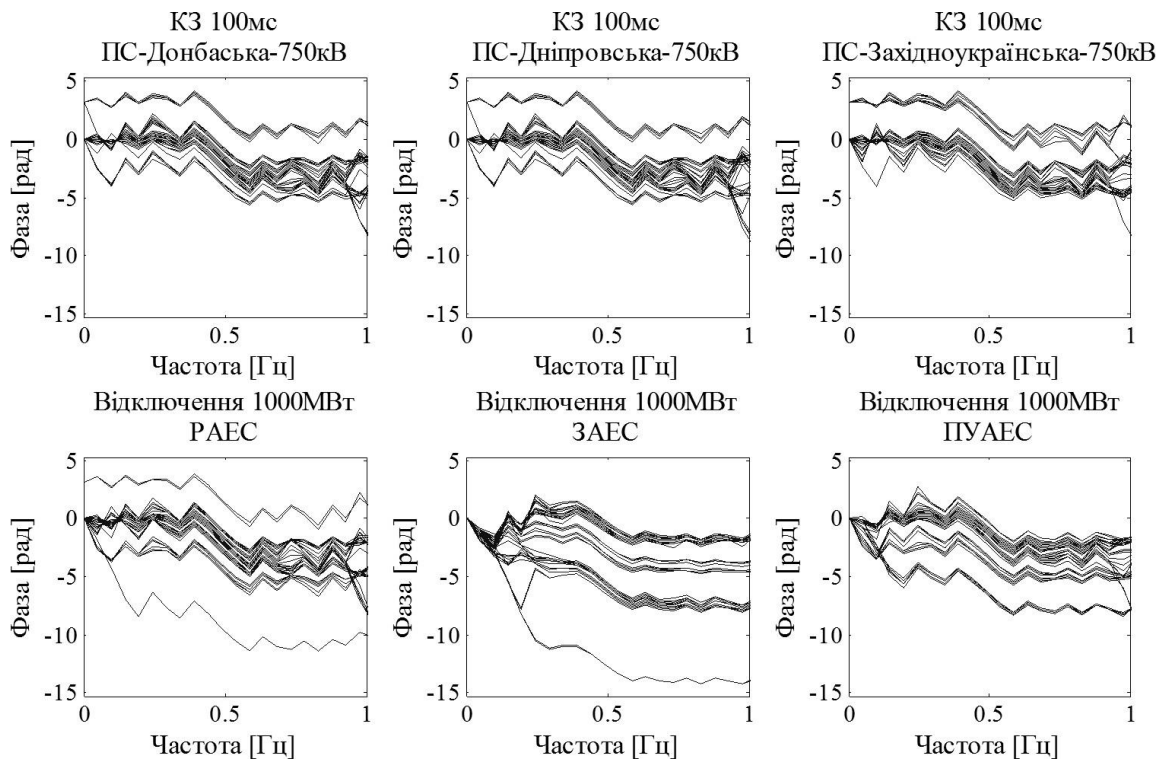


Рис.2.10. Фазочастотна характеристика шести характерних збурень в ОЕС України

Проведені дослідження [8] показали, що результати визначення КГГ – кластеризації, залежать від інтервалу часу, на якому проводиться ідентифікація. Зважаючи, що склад КГГ отриманий на різних інтервалах часу, в загальному випадку збігатися не буде, поставлена задача вирішується тільки для КГГ з ПК.

Дані амплітудно-частотних та фазочастотних характеристик коливань частоти СГ ЕЕС використовуються в процесі визначення складу КГГ (в множині СГ ПП яких було зареєстровано). Визначення когерентних груп генераторів є задачею структурного аналізу ЕЕС, при цьому використовується симетрична матриця, ранг якої - число генераторів ЕЕС, а елементи - кількісні показники (метрики) подібності або відмінності траєкторії генераторів в перехідному режимі [90]. У випадку, якщо між двома еквівалентними синхронними системами існує взаємний перетік потужності доцільно припустити, що вони належать різним кластерам. Перетік потужності між двома системами визначається рівнянням:

$$P_s + jQ_s = \frac{V_1 V_2 \sin(\delta) + j(V_1^2 - V_1 V_2 \cos(\delta))}{X} \quad (2.4.2)$$

Метрика для розбиття множини синхронних генераторів ЕЕС у групи по критерію мінімальних взаємних перетоків потужності включає компоненти амплітуди коливань та значення взаємного кута між двома підсистемами (фази коливань). При дослідженнях використана зважена евклідова метрика у формі (2.20):

$$d(\dot{S}_1, \dot{S}_2) = \sqrt{(\alpha(|\dot{S}_1| - |\dot{S}_2|))^2 + (\beta(\arg(\dot{S}_1) - \arg(\dot{S}_2)))^2} \quad (2.4.3)$$

де \dot{S}_i – комплексні коефіцієнти спектрального розкладу коливання, α , β – вагові коефіцієнти амплітуди та фази коливання відповідно.

Розбиття сукупності об'єктів на кластери передбачає подальший розгляд цих кластерів як нових агрегованих об'єктів. Для задач структурного

аналізу ЕЕС точність агрегування визначається якістю кластеризації, а саме показниками: 1) максимальна міжкластерна відстань; 2) мінімальна внутрішньокластерна відстань; 3) якісне відображення характеристик груп їхніми центроїдами; 4) стабільність результату кластеризації.

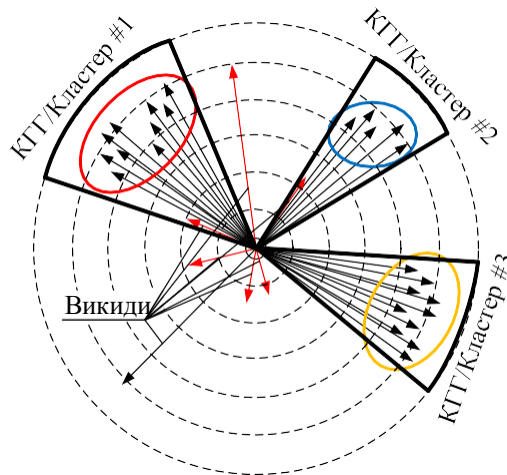


Рис.2.11. Форма розподілу комплексних коефіцієнтів частотного розкладання даних перехідних процесів зміни режимних параметрів СМПП

У результаті ієрархічної кластеризації (рис. 2.12, 2.13) показники (1, 2, 4) можуть бути безпосередньо оцінені для кожної відстані об'єднання (порогу когерентності – мінімального значення схожості (відмінності) між характеристиками двох ПП при якій об'єкти відносяться до одного кластеру).

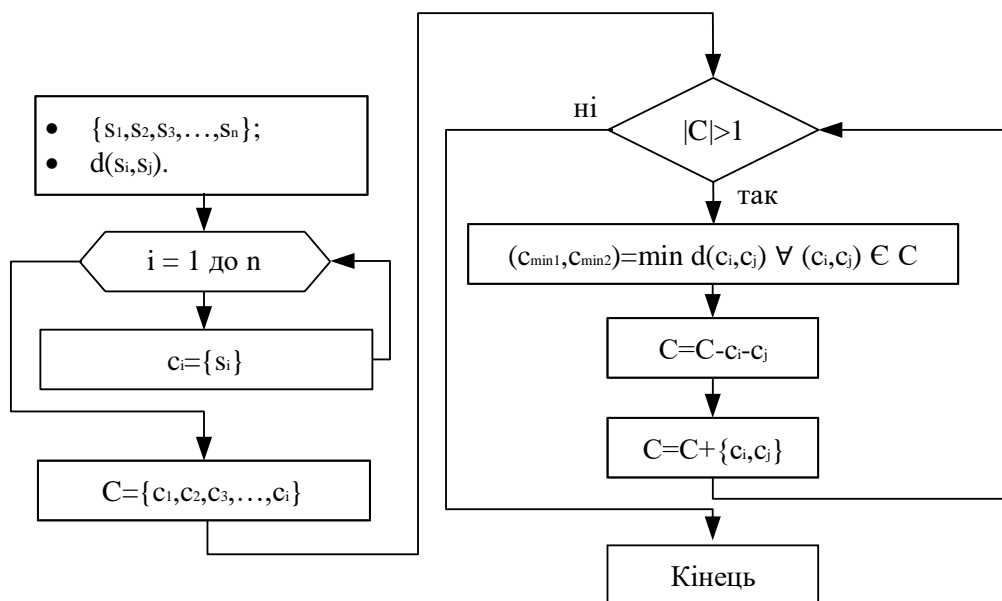


Рис.2.12. Алгоритм агломеративної ієрархічної кластеризації

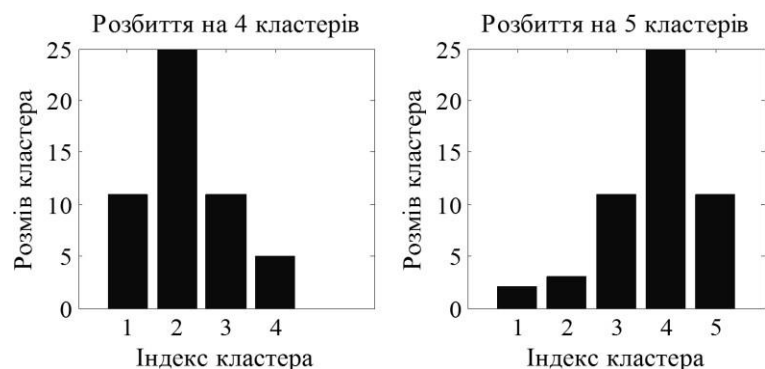


Рис.2.13. Величина кластерів отриманих в результаті ієрархічної кластеризації при поділі початкової множини вимірів на 4 та 5 кластерів

Результати ієрархічної кластеризації по евклідовій метриці (2.20) для шести збурень в ОЕС України виявили три когерентні групи генераторів на частоті 0.5 Гц при значенні порогу когерентності $\sim 1,5-2$ одиниці міжкластерної відстані. Принципово відмітити подібність результатів кластеризації для усіх шести тестових сценаріїв. На підтвердження гіпотези про інваріантність результатів кластеризації КГГ з ПК на рис.2.14-2.15 наведено склад КГГ.

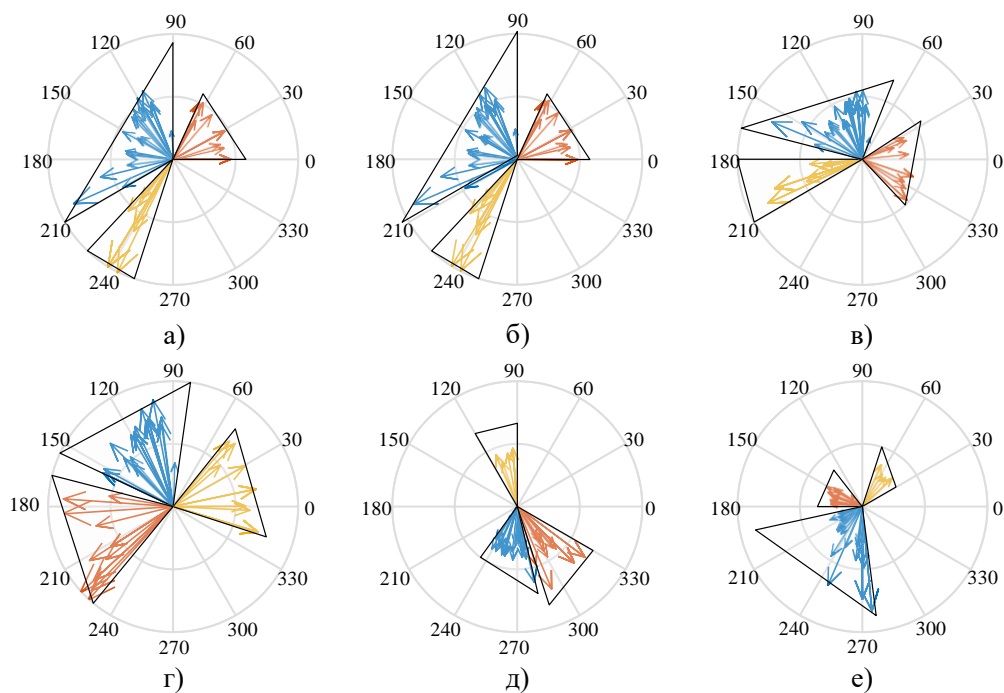


Рис.2.14. Векторна діаграма коливань СГ на частоті 0.5Гц при розрахункових збуреннях: а) КЗ ПС Донбаська 750 кВ, б) ПС Київська 750 кВ, в) ПС Західноукраїнська 750 кВ, г) відключення блоку 1ГВт РАЕС, д) ЗАЕС, е) ПУАЕС

показники якості 1, 2, 4. У випадку відсутності реєстраторів СМПР на усіх СГ когерентної групи погіршується якість відображення характеристик груп їхніми центроїдами. Тому запропоновано метод уточнення частоти центрів інерції КГГ на основі даних СМПР.

Аналіз методів визначення частоти центрів інерції когерентних груп генераторів на основі даних СМПР

Для КГГ притаманні «внутрішні» та «зовнішні» коливання. Частота центру інерції КГГ визначається «зовнішніми» коливаннями (рис.2.18).

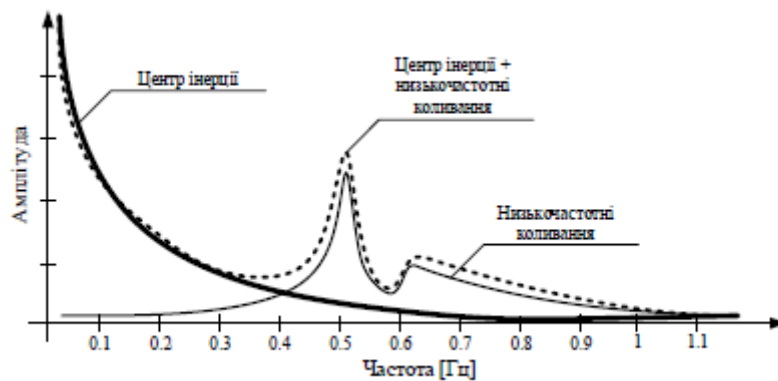


Рис.2.18. Амплітуди спектру коливань центру інерції та амплітуди спектру міжсистемних коливань

Для визначення частот центрів інерції кластерів необхідно провести фільтрацію зовнішніх коливань. Відсутність даних СМПР по усіх генераторах групи компенсується нормуванням спектральної потужності коливань генераторів в когерентних групах. Таким чином коливання з різною амплітудою але протилежною фазою («внутрішні» коливання КГГ) при зворотному перетворенні спектрів в сигнали коливань будуть повністю компенсовані.

У випадку відсутності усіх даних вимірювань СМПР у КГГ генератори, що мають більшу амплітуду коливань будуть мати більший вплив на результат при визначенні частоти центру інерції. Проте більша амплітуда коливань свідчить про меншу постійну інерції агрегату, а тому частота коливань такого генератора не повинна сильно впливати на результат. Тому проведемо нормалізацію спектрів коливань, привівши усі амплітуди спектрів до одиниці.

На другому етапі, отримавши спектр коливань КГГ з нормалізованих спектрів агрегатів групи тепер отримаємо нормований спектр центру інерції без «внутрішніх коливань». Відновимо інформацію про амплітуду спектру помноживши спектр центру інерції на суму амплітуд спектрів агрегатів групи (2.22). В результаті оберненого перетворення Фур'є наближено отримуємо частоту центру інерції $\bar{\omega}$

$$\dot{S}_{ці,i} = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{\dot{s}_{ij}}{|\dot{s}_{ij}|}}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{|\dot{s}_{ij}|}} \quad (2.4.4)$$

Таким чином, на основі запропонованого підходу, використовуючи частоти в когерентних групах генераторів, визначених раніше, отримаємо частоти центрів інерції кластерів.

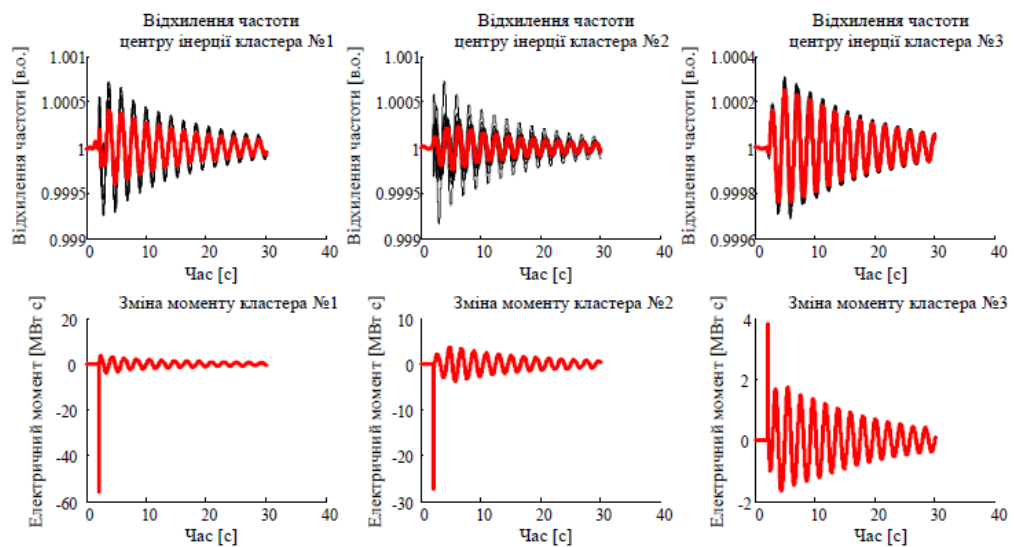


Рис.2.18. Результат розрахунку частоти центрів інерції та зміна моменту трьох КГГ ОЕС України при збуренні на шинах 750кВ на ПС-750кВ Дніпровська

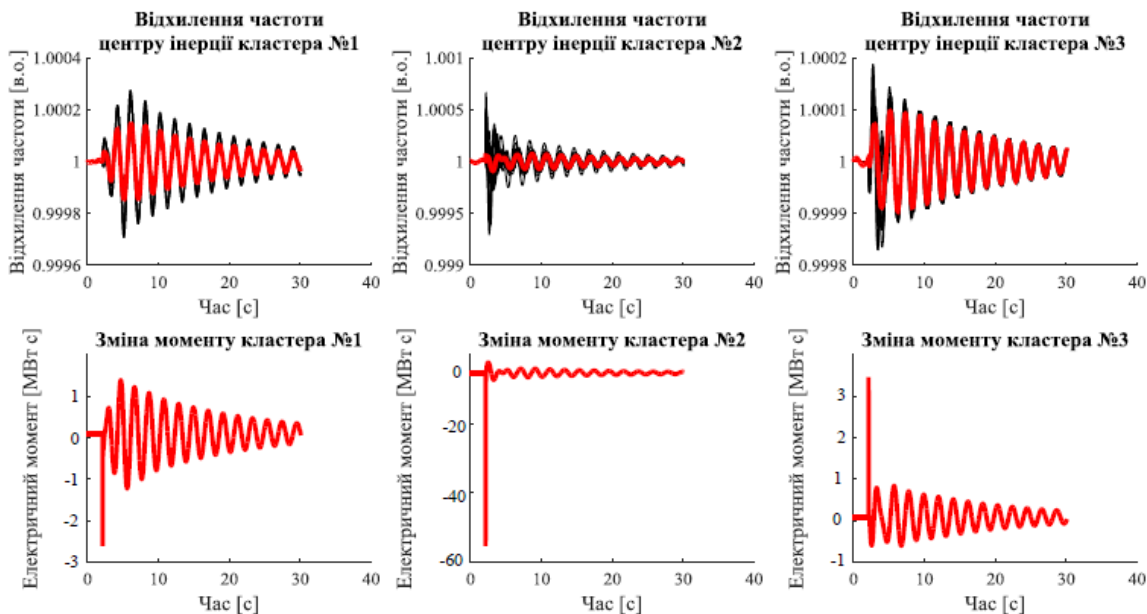


Рис.2.19. Результат розрахунку частоти центрів інерції та зміна потужності трьох КГГООЕС України при збуренні на шинах 750кВ на ПС-750кВ Західноукраїнська

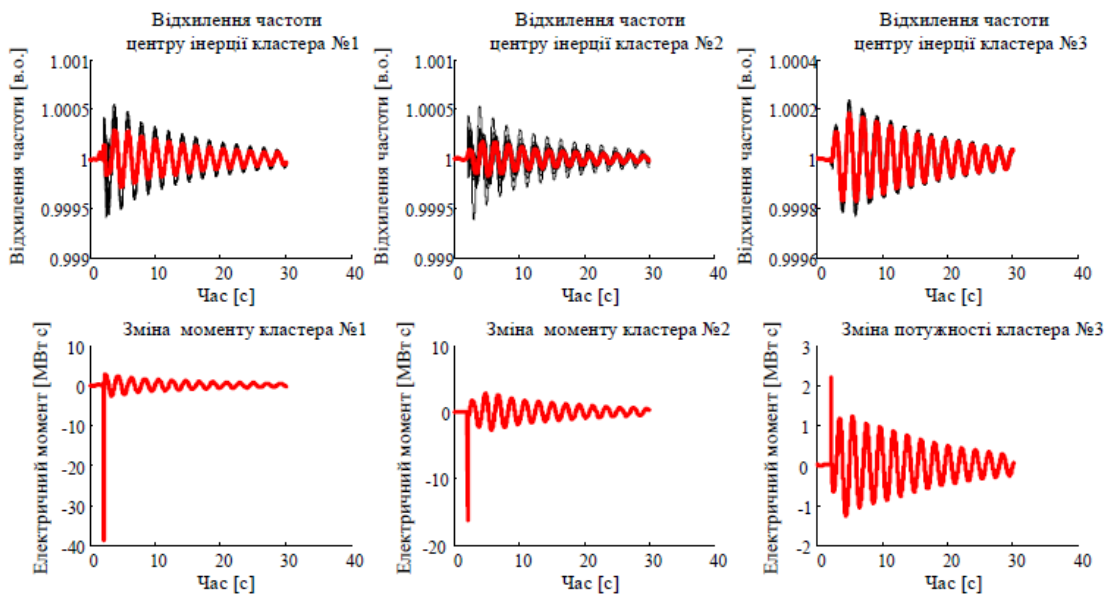


Рис.2.20. Результат розрахунку частоти центрів інерції та зміна потужності трьох КГГООЕС України при збуренні на шинах 750кВ на ПС-750кВ Донбаська

Отримані результати (рис.2.18-2.20) дозволяють вирішити задачу вибору оптимальних місць розміщення засобів реєстрації. Для моніторингу значення частоти центрів інерції КГГ на обраній частоті доцільно встановлювати реєстратори на шинах, де СКВ зареєстрованої частоти від розрахованої частоти ЦІ мінімальне. Зміна потужності КГГ в перехідному режимі наближено пропорційна до зміни потужності найближчого до шин центру інерції синхронного генератора.

Таким чином, проведено аналіз математичних моделей елементів ЕЕС, що мають найбільший вплив на динаміку зміни частоти системи під час електромеханічних перехідних процесів. Особливу увагу приділено моделюванню синхронних генераторів (вибрані і обґрунтовані дослідні моделі синхронного генератора на основі рівнянь Горєва-Парка), динамічних характеристик навантаження та моделюванню систем автоматичного керування (АРЗ, АРШ, САРЧП).

Порівняння результатів моделювання аварійного відключення блоку 1ГВт на ЗАЕС 20 грудня 2012 з відповідними даними реєстраторів СМІР, підтвердило коректність відображення електромеханічних ПП у розробленій моделі.

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ПРОЦЕСУ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ У ЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ

В системах зі значною часткою генерування ВДЕ (наприклад, ВЕС) в енергобалансі непередбачувані погодні умови можуть значно порушувати баланс потужностей ЕЕС. У випадку аварій, що призводять до відключення ліній електропередач, перерозподіл перетоків потужності в системі зі значною часткою ВДЕ може призвести до перевантаження окремих ЛЕП і подальшому розвитку аварії. Зважаючи на це, системними операторами встановлюються робочі межі (кероване обмеження видачі потужності ВДЕ) та постійні часу автоматичних регуляторів потужності ВДЕ. Швидкість зміни частоти ЕЕС після збурення визначається величиною запасеної кінетичної енергії синхронних обертових мас системи. Більш інерційні ЕЕС мають меншу швидкість зміни та менше відхилення частоти, так як системи первинного регулювання швидкості обертання турбін мають більше часу на активацію. При частоті нижче критичного рівня, автоматика відокремлює ВДЕ на автономну роботу, що в свою чергу, призведе до подальшого утягнення режиму, зменшення частоти і в гіршому випадку, до системної аварії. Так експериментально було визначено, що у випадку значних збурень, при підвищених рівнях швидкості зміни частоти зі збільшенням рівнів вітрової генерації, не всі генератори (вітрові і синхронні) зможуть залишатися в синхронізмі з мережею (порушується динамічна стійкість). Також дослідження показали, що значне збурення біля великого скупчення ВЕС може викликати відокремлення ВЕС на автономну роботу, що створить значний дисбаланс активної потужності в системі. Це може призвести до ще більш серйозної аварії, якщо ВЕС швидко не приєднається до мережі та не відновить видачу активної потужності. Вирішення даної проблеми полягає або у зменшенні швидкості зміни частоти або у збільшенні швидкодії засобів первинного регулювання частоти, що передбачає необхідність модернізації існуючих систем керування синхронних генераторів ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС. Зменшення швидкості зміни частоти або збільшення запасу кінетичної енергії обертових мас вбачається більш гнучким та економічним рішенням з

огляду на той факт, що причина проблема, як її вирішення полягає у режимі функціонування одних і тих самих об'єктів – ВДЕ.

Встановлено, що зменшення системної інерції внаслідок заміщення традиційних синхронних генераторів – відновлюваними, з інверторним приєднанням, різко негативно відображається на якості функціонування існуючих систем регулювання частоти (у зв'язку зі збільшенням частки навантаження синхронних генераторів при початковому розподілі небалансу (при збуреннях)) та меж динамічної стійкості енергосистеми. Додатково відзначено існування впливу графіків споживання та характеристик навантажень на системну інерцію. Вирішення проблеми зменшення рівня кінетичної енергії вбачається у використанні регулятора віртуальної інерції, що вирішують проблему відсутності інерційного відгуку ВДЕ з інверторним приєднанням.

Тенденції до збільшення частки генерування установок з інверторним приєднанням в енергобалансі ЕЕС та вплив цього процесу на інерцію системи досліджується в роботі [13]. Встановлено, що при заміні синхронних генераторів ЕЕС на ВДЕ з інверторним приєднанням спостерігається зменшення постійної інерції енергосистеми, при цьому частота ЕЕС стає більш чутливою до збурень. В роботі [13] проводиться порівняння різних методів використання кінетичної енергії вітрових турбін. Зроблено висновок, що існуючі вітроустановки здатні короткочасно збільшувати вихідну потужність до 10-15% від фактичної.

Дослідження [106] визначає основні етапи залучення вітропарків до регулювання частоти ЕЕС: обчислення/оцінки кількісних показників необхідних керуючих впливів, розробка заходів щодо визначення впливу вітропарків на системну інерцію та ефект від застосування стратегій управління на вітровими турбінами. У дослідженні [16] необхідність підтримки частоти вітровими установками ґрунтується на порівнянні прогнозованих рівнів виробництва електроенергії ВДЕ з сучасними. Автори [106] прийшли до висновку, що прибуток як інтегральний показник залежить від необхідного рівня безпеки (меж стійкості) та ціни за кВт спожитої/згенерованої потужності, тому впровадження систем регулювання

потужності ВДЕ обумовлено не тільки технологічними але й економічними чинниками.

Використання сонячних фотоелектричних станцій у якості засобів регулювання частоти системи обмежене лише особливостями графіку генерування СЕС. При наявності сонячного випромінювання СЕС має резерв на розвантаження у розмірі поточної величини генерування. Резерв на завантаження СЕС забезпечується на основі обмеження генерування СЕС. Результати останніх досліджень [15] свідчать про ефективність використання інверторів СЕС для забезпечення інерційного відгуку. Показано, що швидкість завантаження та розвантаження обмежені тільки характеристиками інвертора СЕС.

3.1. Моделювання віртуальної інерції вітрових електростанцій

Типові вітроелектростанції складаються з груп турбін, які виконані за однаковою технологією [10-12]. Ці технології розрізняються за вартістю, складністю, ефективністю відбору потужності, вітру і використовуваного обладнання. У роботах [11-17], вітрові турбіни були розділені на чотири основних типи: турбіна з постійною частотою обертання; турбіна з змінною частотою обертання; турбіна з асинхронним генератором подвійного збудження; повноконверторна турбіна.

Сучасні вітрові електростанції це складні електромеханічні пристрої керовані за допомогою цифрових контролерів (ПЛК) на вхід яких поступає інформація про режим роботи електричної мережі, погодні умови, уставки центральних регуляторів. Основними задачами ПЛК вітротурбін є контроль силових перетворювачів-інверторів, положення лопатей, контроль усталеної та перехідної напруги, активної та реактивної потужності, $\cos\phi$, частоти тощо.



Рис.3.1. Структурна модель вітрової електричної станції

Реалізація інерційного відгуку на вітрових турбінах передбачає розробку алгоритму отримання додаткової енергії з віротурбіни шляхом використання кінетичної енергії обертових мас або за допомогою обмеження генерування. Перспективним вважається використання кінетичної енергії обертових мас віротурбін (зі змінною швидкістю обертання) в поєднанні з простим у реалізації дискретним керуванням.

Для опису задач реалізації інерційного відгуку (ІВ) ВЕС виділено функціональну частину основного ПЛК. Підсистема яка відповідає за формування ІВ – регулятор віртуальної інерції (РВІ).

Основною задачею РВІ віротурбіни є формування інерційного відгуку, форма реалізації якого основана на інформації про наявні запаси кінетичної енергії ВЕС, характері та якості перехідного процесу ЕЕС, а також інформації про алгоритми та уставки систем релейного захисту та автоматичного управління електричної мережі. У випадку формування занадто потужного/слабкого інерційного відгуку, неузгодженості у часі активація РВІ, тощо, інерційний відгук може негативно вплинути на перехідний режим за частотою ЕЕС. Резерви для інерційного відгуку представляють собою додаткову енергію $\Delta E_{\text{Додатк}}$, яка може бути отримана від віротурбіни та віддана в електричну мережу для стабілізації перехідного режиму. Важливо зауважити, що $\Delta E_{\text{Додатк}}$ розглядається як резерв на завантаження та розвантаження. Для «безпечного» використання інерційного відгуку ВЕС необхідно визначити: величину додаткової енергії $\Delta E_{\text{Додатк}}$ може бути згенеровано/спожито з мережі вітровою турбіною, часу ($T_{\text{Додатк}}$) генерування/споживання додаткової енергії $\Delta E_{\text{Додатк}}$.

У випадку активації регулятора віртуальної інерції на час $T_{\text{Додатк}}$, енергетичний баланс прийме вид:

$$\Delta E_{\text{Аеро}} - \Delta E_{\text{Електр}} - \Delta E_{\text{Втрат}} - \Delta E_{\text{Кінетичн}} = 0 \quad (3.1)$$

де $\Delta E_{\text{Аеро}}$ – зміна в енергії, отриманої з енергії вітру [Дж]; $\Delta E_{\text{Електр}}$ – зміна в енергії, згенерованої в мережу [Дж]; $\Delta E_{\text{Втрат}}$ – зміна втрат енергії ВЕС (електричні та механічні) [Дж]; $\Delta E_{\text{Кінетичн}}$ – зміна і енергії, отриманої з кінетичної енергії обертових частин ВЕС [Дж].

Тоді використовуючи залежності для потужності отриманої з одного вітроагрегату

$$P_m(\lambda, V_{\text{вітру}}) = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A V_{\text{вітру}}^3 \right) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_{\text{вітру}}^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3.1.1)$$

де P_m – механічна енергія отримана з вітру [Вт]; ρ – густина повітря [кг/м³]; C_p – коефіцієнт потужності віротурбіни (λ – відносна швидкість кінця лопасті); β – кут атаки лопаті [градус]; A – площа захоплення вітру [м²].

Нехтуючи втратами в механічній частині ВЕС та похідними вищих порядків C_p при постійній швидкості вітру та частоті обертання турбіни отримуємо:

де $K_{\text{Аеро}}$ – коригуючий коефіцієнт, що враховує площу захоплення вітру, щільність повітря та математичні константи [в.о.]; R_t – радіус віротурбіни [м]; $V_{\text{вітру}}$ – швидкість вітру [м/с]; J_t момент інерції віротурбіни [кг м²]; до зміни кутової швидкості обертання.

Важливо відмітити, що зміна частоти обертання турбіни $\Delta\omega_t$ – залежить не тільки від $\Delta E_{\text{Додатк}}$ але й від $T_{\text{Додатк}}$. Причому при зменшенні $T_{\text{Додатк}}$ при постійному $\Delta E_{\text{Додатк}}$, $\Delta\omega_t$ – зменшується. Залежність використовується для розрахунку оптимальних значень $T_{\text{Додатк}}$ при врахуванні можливих технологічних обмеженнях ВЕС: мінімальної швидкості обертання турбіни, максимально допустимої (короткострокової) швидкості обертання турбіни, максимального перевантаження по потужності, максимального перевантаження по механічному моменту, мінімальної електричної потужності, максимальної швидкості зміни уставки по потужності, тощо. Для контролю запасів кінетичної енергії ВЕС доцільно використати метод обмеження ефективності ВЕС. За допомогою керованих лопатей вітроустановка перетворює потужність потоку повітряної маси в механічну енергію з різною ефективністю. Ефективність перетворення енергії залежить від аеродинамічних характеристик лопатей та чисельно характеризується показником λ :

$$\lambda = R\omega/V_{\text{вітру}}, \quad (3.1.2)$$

де $V_{\text{вітру}}$ - швидкість вітру, R – радіус турбіни (робочої зони), ω - кутова швидкість обертання турбіни.

Крива ефективності використання енергії вітру $C_p(\lambda)$ показана на рис.2.

Дана залежність нелінійна та має максимум в точці $C_p^{opt}(\lambda)$. на оптимальному коефіцієнті λ_{opt} .

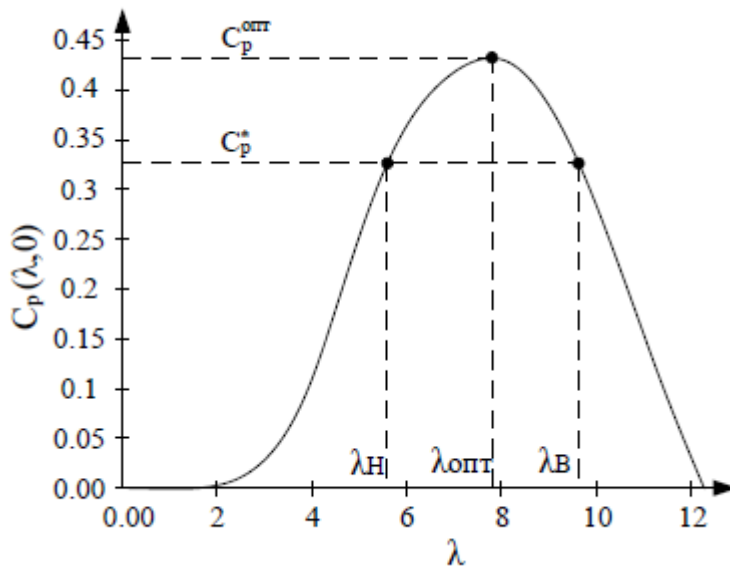


Рис.3.2. Крива ефективності перетворення потужності $C_p(\lambda)$.

Крива ефективності використання енергії вітру $C_p(\lambda)$ показана на рис.3.2. Дана залежність нелінійна та має максимум в точці $C_p^{opt}(\lambda)$. На оптимальному коефіцієнті λ_{opt} . При роботі турбіни не в точці оптимального використання енергії вітру $\lambda \neq \lambda_{opt}$ вітроустановка працює на зменшеній потужності яка характеризується коефіцієнтом розвантаження α . На діапазоні $\lambda_H \dots \lambda_B$ коефіцієнт ефективності використання енергії вітру дорівнює $C^*(\lambda)$ та більше. Тоді α можна визначити як

$$\alpha = \left(1 - \frac{C_p^*(\lambda)}{C_p^{opt}(\lambda)} \right) \cdot 100 \quad (3.1.3)$$

Для заданої швидкості вітру $V_{вітру}$ – при заданому α , кутова швидкість турбіни може бути зменшена з ω_h до ω_l в діапазоні

Кількість кінетичної енергії залежить від робочої швидкості турбіни та інерції ротора згідно з залежністю

$$[\omega_h, \omega_b] = \frac{V_{вітру}}{R} [\lambda_h, \lambda_b] \quad (3.1.4)$$

де λ_h відповідає такому λ , що $C_p(\lambda_b) = C_p(\lambda_h)$.

Після інерційного відгуку (віддачі енергії $\Delta E_{Додатк}$) аеродинамічна ефективність ВЕС зменшується відповідно до зменшення частоти обертання

турбіни. В цьому випадку, для відновлення оптимальних умов генерування ВЕС необхідно зменшити електричну потужність ВЕС до рівня рівного або нижчого поточному механічному навантаженню.

Для підтримки мережі при збуреннях, що приводять значних небалансів потужності, згідно вимог Hydro-Quebec, вітрові турбіни повинні забезпечувати інерційний відгук: «Система керування видачею потужності повинна забезпечити інерційний відгук на рівні еквівалентного синхронного генератора з постійною часу 3.5с. За вимогою інерційного відгуку регулюючі станції повинні збільшувати свою активну потужність щонайменше на 5% на час не менше 10 с».

Відповідно до вимог ENTSO-E, від електростанцій вимагається відгукпо активній потужності понад планові рівну у формі «для обмеження швидкості зменшення частоти при втраті генерування». Реакція повинна бути реалізована протягом 200 мс та «первинна видача додаткової потужності повинна бути узгоджена з рівнем швидкості зміни частоти енергосистеми». Системні оператори повинні визначити часові рамки реалізація підтримки мережі та інтервал відновлення «резервів». Регулятор ВІ повинен містити блок налаштування зони нечутливості до швидкості зміни частоти та блок обмеження потужності.

Мережеві кодекси визначають дві основні форми інерційного відгуку. Перша – на основі пропорційного закону по критерію швидкості зміни частоти, друга – на основі стрибкоподібного закону, який дозволяє максимально ефективно використати запас кінетичної енергії вітротурбіни.

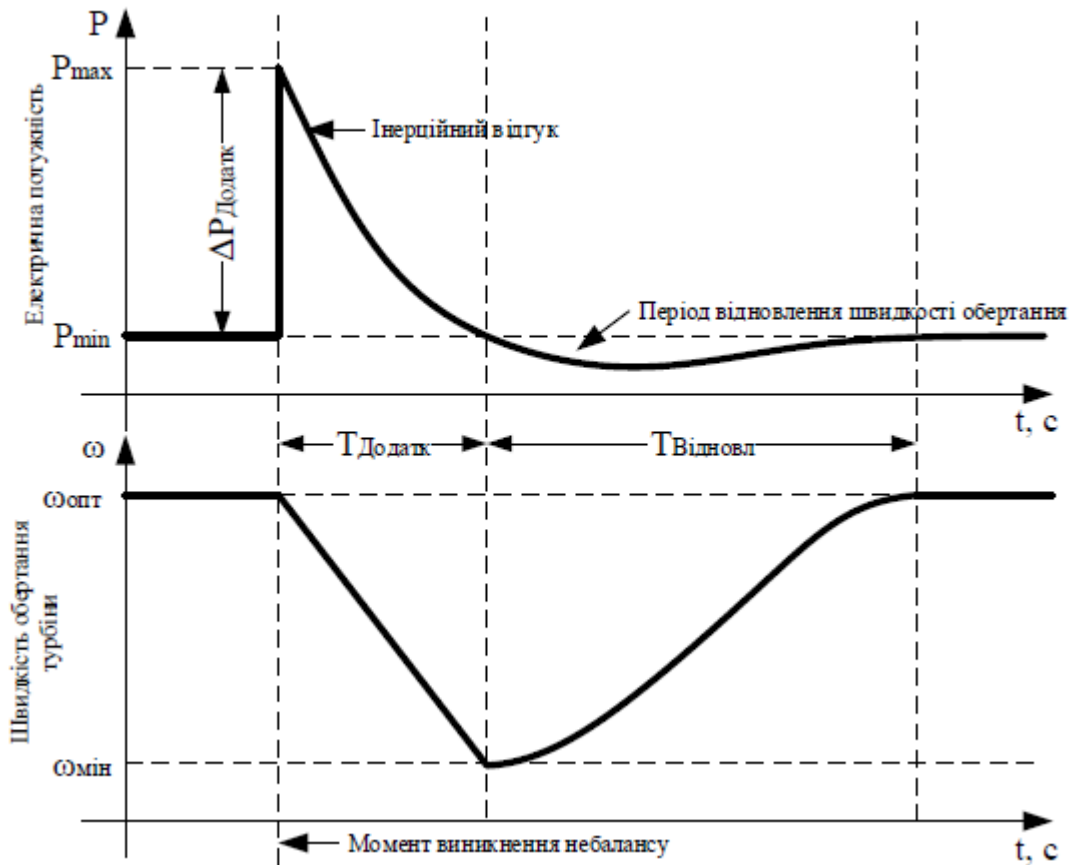


Рис.3.3. Форма інерційного відгуку згідно вимог ENTSO-E

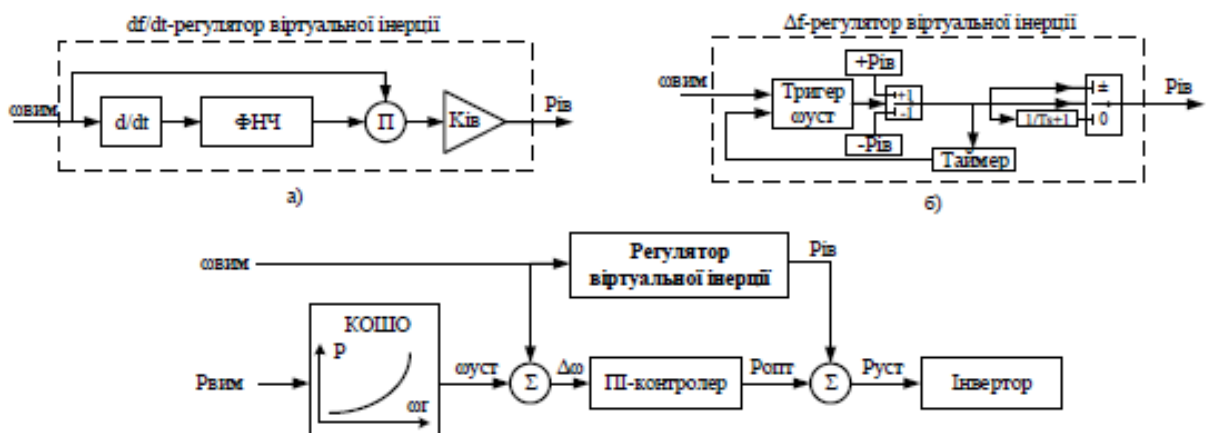


Рис.3.4. Структурна схема регулятора віртуальної інерції в складі регулятора швидкості обертання турбіни ВЕС

Динамічно збільшивши уставку моменту на турбіні регулятор фактично вивільняє запасену в ній кінетичну енергію, що приводить до зменшення швидкості її обертання. Одразу після цього активується контролер підтримки максимальної потужності

Проте постійна часу повороту лопатей турбіни значно більша за час інерційного відгуку, тому оперативну задачу підтримки частоти в початковий момент часу регулятор виконує успішно.

керування(рис.6) з інтегрованим регулятором віртуальної інерції.

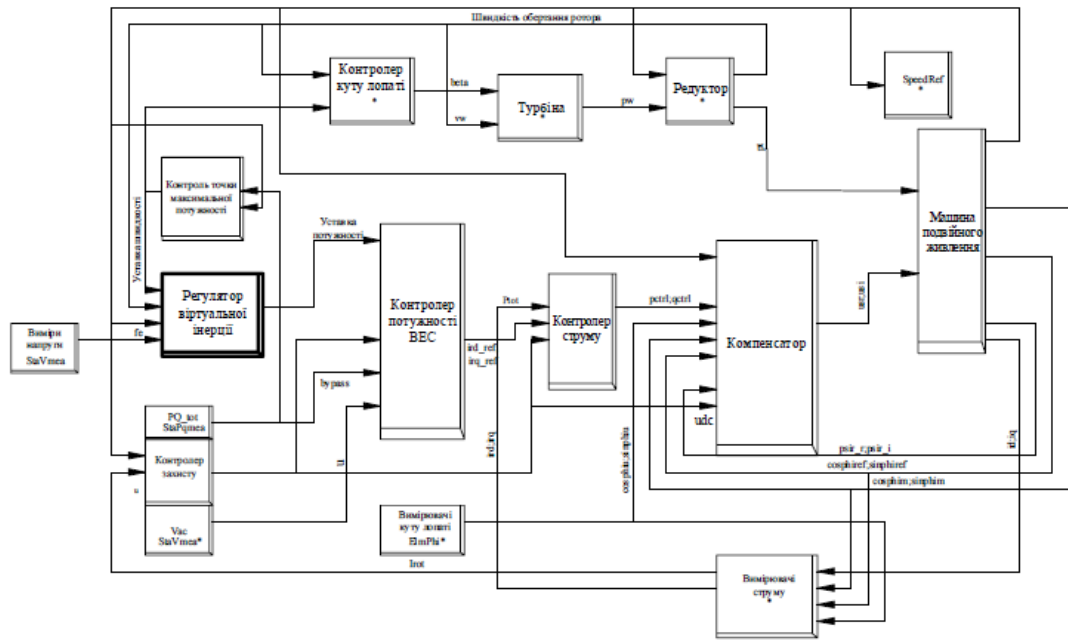


Рис.3.6. Структура автоматичної системи керування вітротурбіною з регулятором віртуальної інерції

Для дослідження роботи df/dt та Δf - регуляторів в перехідних режимах по частоті, було проведено ряд експериментів при аналогічному збуренні (виникнення небалансу – накид навантаження) та при різних уставках регулятора віртуальної інерції. Для диференційного регулятора були обрані еквівалентні постійні інерції на рівні 0, 1, 5 та 10с. Для Δf регулятора час видачі додаткової потужності (інерційного відгуку) складав 1, 3, 5, 10с. Отримані результати розрахунку швидкості обертання турбіни, потужності ВЕС та системної частоти зображені на рис.3.7.

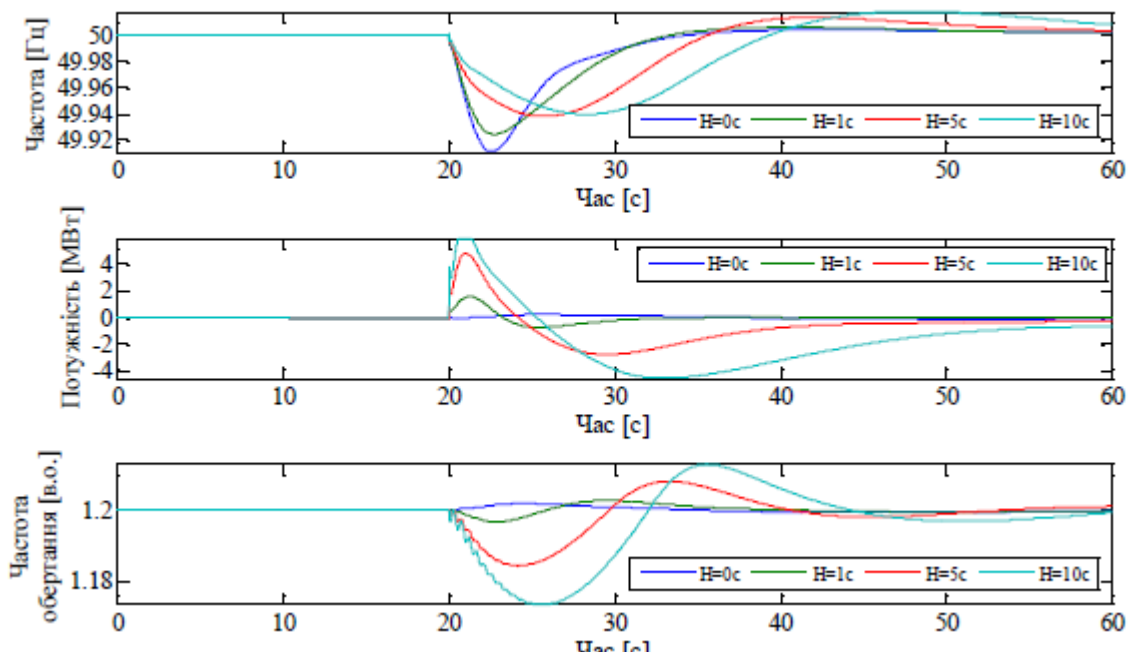


Рис.3.8. Результати моделювання роботи Δf регулятора для різних уставок часу видачі інерційного відгуку

Результати розрахунків перехідних процесів зміни частоти (рис.2.31- 2.32) свідчать про ефективність використання віртуальної інерції ВЕС в перехідних режимах по частоті. Отримані дані свідчать, що дискретний РВІ ВЕС, на відміну від диференціального потребує налаштування з урахуванням поточних динамічних характеристик мережі в точці приєднання станції.

3.2. Дослідження віртуальної інерції сонячних фотоелектростанцій

Основними елементами сонячних фотоелектростанцій є фотоелектричні перетворювачі, що використовують пряме перетворення сонячної енергії в електричну та можуть бути об'єднані в сонячні батареї. Фотоелектричні перетворювачі діляться на два основні види: електровакуумні та напівпровідникові [116].

Аналіз моделей СЕС в програмному забезпеченні PowerFactory, показав, що вихідні параметри усіх моделей ідентичні. Тому, для дослідження СЕС у складі РЕМ використовується модель статичного генератора

$$\begin{aligned}
 i_1 &= i_{d\text{ref}} e^{ju} + j i_{q\text{ref}} e^{ju}; u_1 = |u_1| e^{ju}; \\
 S &= U\bar{I} = |u_1| i_{d\text{ref}} - j |u_1| i_{q\text{ref}}; P = |u_1| i_{d\text{ref}}; Q = -|u_1| i_{q\text{ref}}
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$

При постійній u_1 активну потужність сонячної установки можна

контролювати за допомогою параметру $i_{d\ ref}$, реактивну відповідно за допомогою параметру $i_{q\ ref}$.

У випадку відсутності в генеруючій установці запасів кінетичної енергії (ЗКЕ), наприклад у фотоелектричній СЕС, необхідно забезпечити інерційний відгук установки за допомогою РВІ. У випадку СЕС найпростішим законом керування для РВІ є диференціальний. При втраті генеруючих потужностей, або раптовому збільшенні навантаження потужність для забезпечення інерційного відгуку за допомогою СЕС надходить з оперативного резерву на завантаження станції. Наразі розроблюються мережеві кодекси які регламентують для ВДЕ автоматичну підтримку резервів на завантаження на заданому рівні [118]. Резерви на розвантаження для СЕС відповідають поточній потужності станції та використовуються РВІ при відключенні потужних ліній електропередач, що еквівалентно втраті навантаження в ЕЕС. Таким чином структура диференціального РВІ в системі керування СЕС зображена на рис.9.

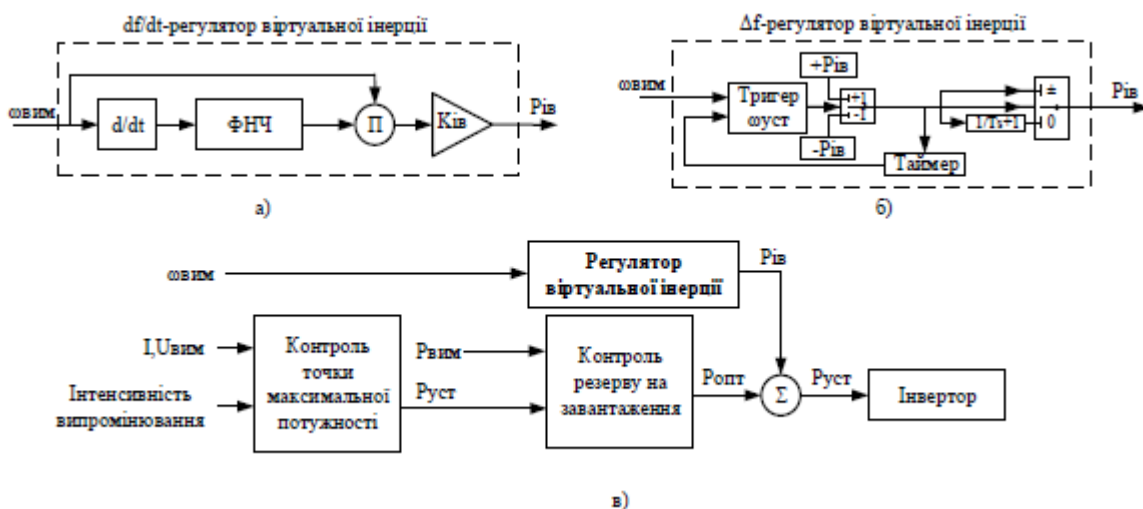


Рис.3.9. Структура регулятора віртуальної інерції в структурі керування СЕС

Для дослідження роботи РВІ в динамічних режимах ЕЕС з СЕС на стандартній 14-шинній тестовій моделі мережі IEEE виконано розрахунок перехідного процесу зміни частоти при збуренні (вноситься на 20й секунді моделювання) – стрибкоподібне збільшення навантаження на шині №2 (+10МВт). Генератори, що приєднані до шини №1 та №2 приймають участь в первинному регулюванні частоти.

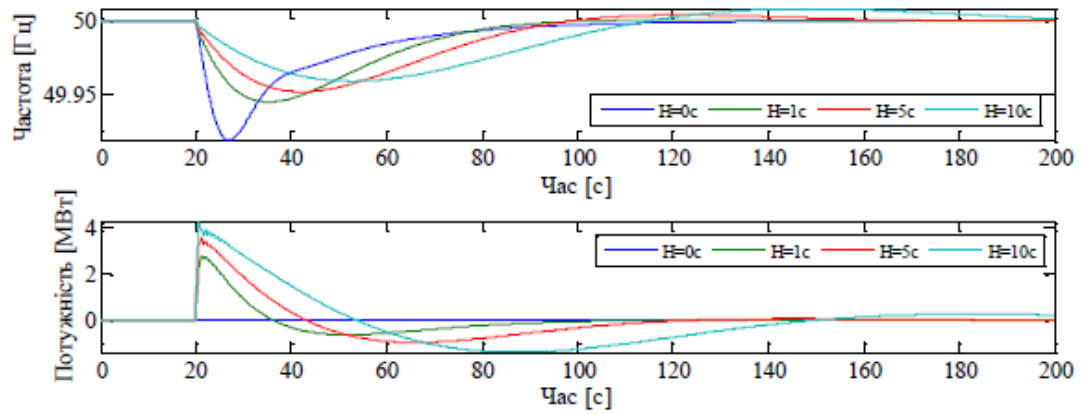


Рис.3.10. Моделювання роботи df регулятора для різних уставок віртуальної інерції РВІ

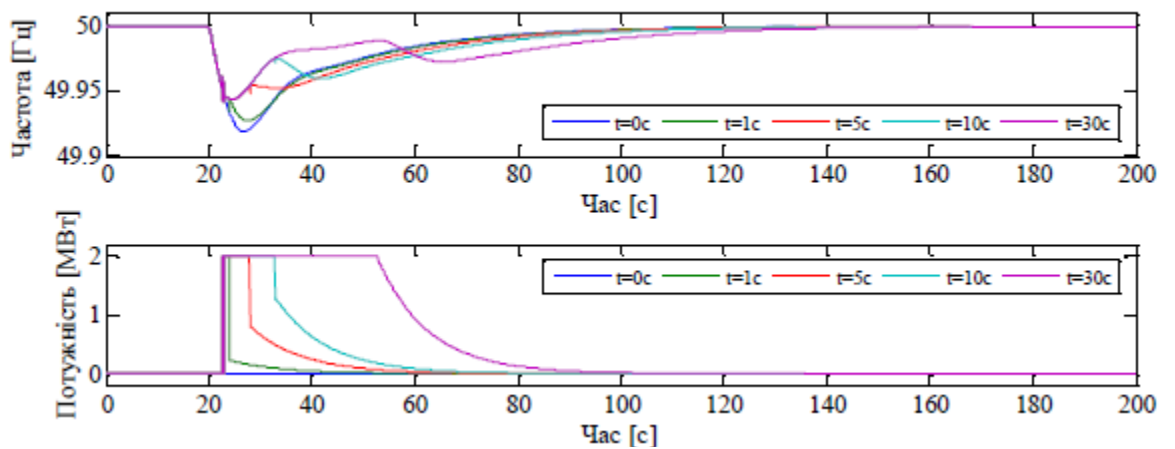


Рис.3.11. Моделювання роботи Δf регулятора для різних уставок часу видачі інерційного відгуку

Отримані дані свідчать про ефективність використання віртуальної інерції СЕС для регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах. Результати розрахунків ПП (рис.10 - 11) свідчать про необхідність визначення рівнів віртуальної інерції СЕС які б одночасно підвищувати ефективність регулювання частоти використовуючи мінімум виділених резервів. З метою визначення оптимальних уставок віртуальної інерції при наявності ідентифікованої моделі ЕЕС запропоновано використання централізованої системи формування уставок регуляторів віртуальної інерції.

3.3. Методи обмеження генерування ВДЕ для забезпечення резервів потужності для регулювання частоти ЕЕС в перехідних режимах

Основні підходи до обмеження генерування ВДЕ наступні:

1) Абсолютне обмеження генерування використовується з метою обмеження активної потужності, що генерується електростанцією, до наперед визначеного ліміту потужності в точці приєднання. Абсолютне обмеження генерації як правило використовується для захисту електричних мереж загального призначення від перевантаження.

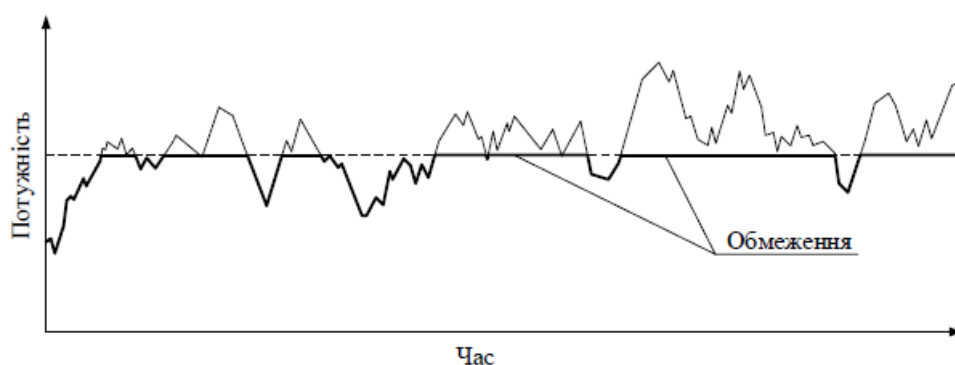


Рис.3.12. Максимальне та обмежене значення потужності ВДЕ при абсолютному обмеженні генерування

2) Дельта-обмеження генерування використовується з метою обмеження активної потужності, що генерується електростанцією, до необхідної величини, яка пропорційна можливій потужності генерації. Дельта-обмеження генерації як правило застосовується для створення резерву регулювання активної потужності для регулювання частоти.

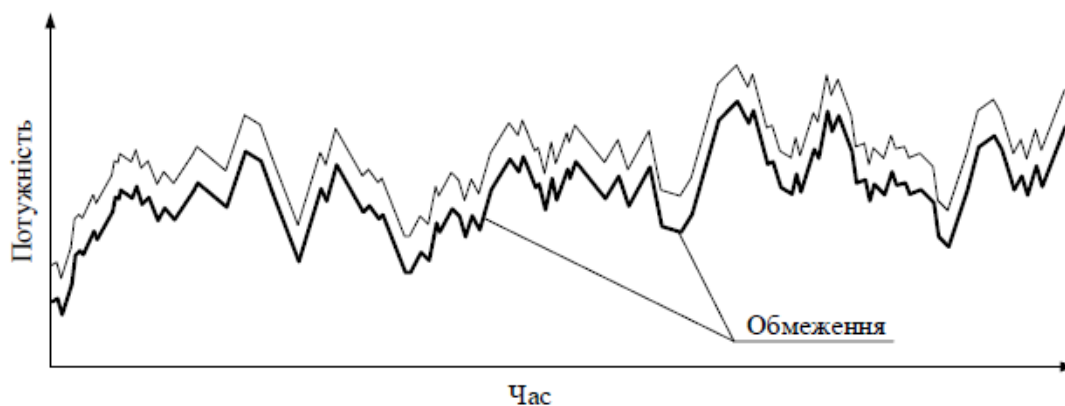


Рис.3.13. Максимальне та обмежене значення потужності ВДЕ при дельта-обмеженні генерування

3) Обмеження градієнту потужності використовується з метою обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність може бути змінена у випадку зміни швидкості вітру чи інтенсивності сонячного випромінювання або уставок для вітрової та фотоелектричної електростанції. Обмеження градієнту потужності як правило використовується в загальносистемних цілях для запобігання порушень стійкості електричних мереж загального призначення через зміни активної потужності генерації.

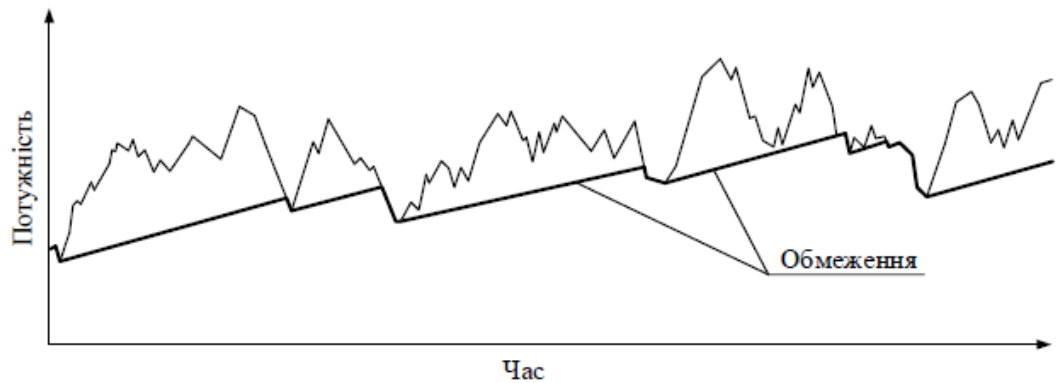


Рис.3.14. Максимальне та обмежене значення потужності ВДЕ при обмеженні градієнта потужності

З метою забезпечення інерційного відгуку ВДЕ доцільно використовувати дельта обмеження генерування, що дозволяє контролювати в часі (підвищити прогнозованість) значення додаткової потужності, яка буде може бути використана під час регулювання. Використання обмеження градієнта потужності дозволяє зменшити швидкість зміни потужності ВДЕ – згладити графік генерування та зменшити змінність генерування.

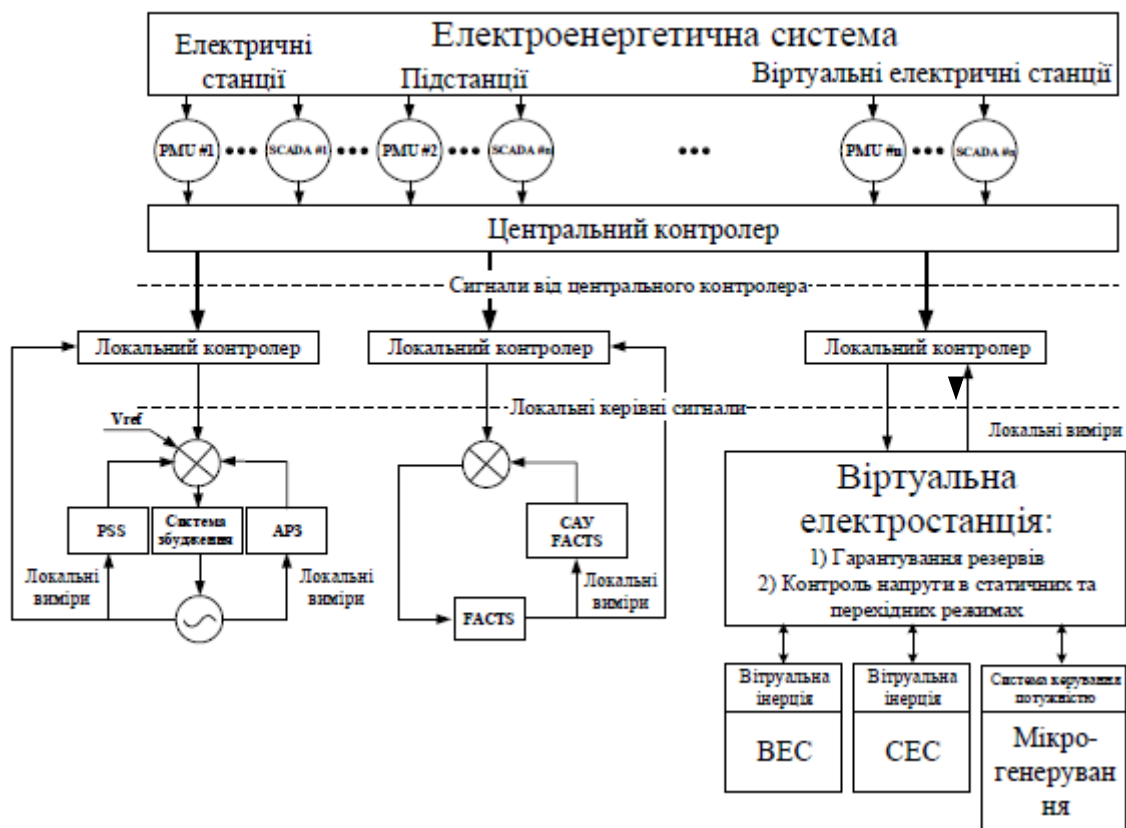


Рис.3.15. Функціональна схема засобів керування у складі централізованої системи регулювання частоти па потужності ЕЕС під час перехідних режимів

З огляду на необхідність контролю режимних параметрів як на системному (транспортна/магістральна/системоутворююча мережа), так і на локальному/регіональному рівнях (розподільча мережа) актуальними задачами подальших досліджень є:

розробка підходів до оптимального централізованого регулювання частоти па потужності ЕЕС під час перехідних режимів;

- дослідження концепції віртуальних електростанцій (регіональних регуляторів), на які буде покладено задачі формування та контролю резервів віртуальної інерції підпорядкованого регіону та виконання команд центрального регулятора, без порушення норм експлуатації мережі та меж стійкості системи на локальному рівні.

Матриці моделі змінних стану ЕЕС в нормальній формі, коефіцієнти статичного зворотного зв'язку та вагові матриці критерію оптимальності

$$\begin{pmatrix} -0,5 & 1,57 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1,57 & -0,5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,31 & 1,277 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1,28 & -0,31 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,01 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,13 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,01 & 3,141 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -3,14 & -0,01 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0 & 3,141 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -3,14 & -0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0 & 3,145 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -3,14 & -0 \end{pmatrix}$$

Матриця А, ідентифікованої системи для моделі змінних стану унормальній формі

$$\begin{pmatrix} 0,2611 \\ -0,653 \\ 3,5180 \\ 13,690 \\ 2,2506 \\ 11,249 \\ -1,86 \\ 0,777 \\ -0,629 \\ -0,910 \\ 4,3847 \\ -1,429 \end{pmatrix}$$

Матриця В, ідентифікованої системи для моделі змінних стану унормальній формі

$$\begin{pmatrix} 0,000238 \\ -0,00028 \\ 0,003447 \\ 0,00406 \\ 4,72E-05 \\ 4,37E-05 \\ 0,000253 \\ -0,00074 \\ -6,43E-05 \\ 0,003102 \\ -0,00011 \\ -0,0028 \end{pmatrix}$$

Матриця С, ідентифікованої системи для моделі змінних стану унормальній формі

$$\begin{pmatrix} 0,038497 & 0,899481 & -0,0874 \\ 0,147888 & 0,284838 & 0,051312 \\ 0,83282 & -0,09989 & -0,03795 \\ 0,548324 & 0,186739 & 0,047311 \\ 0,260364 & -0,17653 & 0,945155 \\ 0,726339 & -0,43472 & -0,32021 \\ -0,01521 & -0,52413 & -4,20E-05 \\ -0,02589 & 1,270398 & 0,255394 \\ -0,211 & -0,0905 & -0,04928 \\ 0,74658 & 0,213666 & -1,15522 \\ -0,00821 & 0,008452 & -0,24744 \\ -1,17526 & 0,116826 & -0,73059 \end{pmatrix}$$

Коефіцієнти статичного зворотного зв'язку лінійно-квадратичного регулятора

$$\begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

Вагова матриця Q, що використовується для селективного регулювання

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Вагова матриця R, що використовується для селективного регулювання

Таким чином, для підвищення ефективності аналізу процесів в ОЕС України досліджено підхід до ідентифікації динамічних характеристик ЕЕС на основі використання даних синхронізованих вимірів системи моніторингу перехідних режимів. В результаті кластеризації вимірів частоти СГ на моделі ОЕС України встановлено наявність трьох когерентних груп генераторів на частоті ~ 0.5 Гц. Наведені дані свідчать про необхідність встановлення додаткових пристроїв реєстрації безпосередньо в місцях генерування та подальшого розвитку СМІР в ОЕС України з метою підвищення спостережуваності та контрольованості перехідних режимів. Отримані результати дослідження регуляторів віртуальної інерції показали ефективність використання даного засобу керування для забезпечення інерційного відгуку ВДЕ та виявили необхідність розробки методів узгодженого налаштування віртуальної інерції з урахуванням впливу на існуючі системи автоматичного керування.

ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз сучасних підходів до вирішення задачі регулювання частоти та потужності в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії. Дослідження структури та планів розвитку ОЕС України виявило тенденцію до збільшення частки ВДЕ в енергобалансі при цьому спостерігається: незбалансованість структури генеруючих потужностей, нестача ресурсів для виконання задач автоматичного регулювання частоти та потужності; недостатня пропускну спроможність системоутворюючих ЛЕП; недостатній рівень оснащення засобами телемеханіки, автоматики та моніторингу. Інтеграція ВДЕ в ЕЕС супроводжується проблемами пов'язаними з непередбачуваністю та змінністю генерування електричної потужності. Це призводить до порушення балансу потужності в ЕЕС, тобто умов надійного та якісного електропостачання. Результати аналізу вітропарку встановленою потужністю 202МВт, показали, що агрегування ВЕС дає значну економію оперативних резервів. Так відокремленому вітропарку потужністю 202 МВт необхідно додатково 18.2 МВт резервів для компенсації мінливості, в той самий час вітропарку потужністю 202 МВт у складі агрегованої, територіально розосередженої системи необхідно 9,4 МВт, тобто економія складає 48%. Таким чином об'єднання ВДЕ в агреговані, територіально розосередженої системи зменшує непередбачуваність та мінливість генерування ВДЕ.

2. Проведено аналіз математичних моделей елементів ЕЕС, що мають найбільший вплив на динаміку зміни частоти системи під час електромеханічних перехідних процесів. Особливу увагу приділено моделюванню синхронних генераторів (вибрані і обґрунтовані дослідні моделі синхронного генератора на основі рівнянь Горєва-Парка), динамічних характеристик навантаження та моделюванню систем автоматичного керування (АРЗ, АРШ, САРЧП).

Порівняння результатів моделювання аварійного відключення блоку 1ГВт на ЗАЕС 20 грудня 2012 з відповідними даними реєстраторів СМІР, підтвердило коректність відображення електромеханічних ПП у розробленій моделі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Электрические системы. Кибернетика электрических систем под ред. Веникова В.А. – М: Изд-во «Высшая школа», 1974 – 328 с.
2. Розпорядження Кабінету Міністрів України “Про схвалення енергетичної стратегії України на період до 2030 року”, № 145-р від 15.03.06 / Верховна рада України. — Режим доступу: www.rada.gov.ua. — Назваз екрана.
3. Sissine F. Energy Independence and Security Act of 2007 / F. Sissine // 110th Cong., Congressional Record 153. – 2007. – №1. – P. 110–140.
4. Построение интеллектуальной электрической сети для передающих и распределительных энергокомпаний / IBM Business Consulting Services. М., 2005.– 19 с.
5. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011.– С. 48–55.
6. Zhou N. Initial results in power system identification from injected probing signals using a subspace method / N. Zhou, J. Pierre, J. Hauer. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Vol. 21, №3. – P. 1296–1302.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Уч. пособие для вузов// 4-е изд., перераб. и доп.// М.: Энергоатомиздат, 1989, 608 с., ил.
8. Dondi P. Network integration of distributed power generation / D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, M. Suter // Journal of power sources. – 2002. – Vol. 106, №1. – P. 1–9.
9. Ackermann T. Distributed generation: a definition / T. Ackermann, G. Andersson, and L. Sder // Electric Power Systems Research. – 2001. – Vol. 57, №1. – P. 195–204. El-Khattam W. Distributed generation technologies, definitions and benefits / El-Khattam W., Salama M. // Electric Power Systems Research. – 2004. – №71. – P. 119–128.

10. Pepermans G. Distributed generation: definition, benefits and issues / Pepermans G, Driesen J, Haeseldonckx D, Belmans R, D'haeseleer W. // Energy Policy. – 2005. – №33. – P. 787–798.
11. Bayod A.A. Definitions for distributed generation: a revision / Bayod A.A., Mur J, Bernal J.L., Dominiguez J.A. // In Proceedings of ICREPQ 05, international conference on renewable energies and power quality. – 2005. – №1. – P. 16–18.
12. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж [Електронний ресурс]. — Режим доступу:
http://www.uself.com.ua/fileadmin/documents/Wind_and_Solar_PV_Tech_Req_____Final__Version_Ukrainian.pdf.
13. Під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж. Порядок та вимоги [Електронний ресурс]. – Режим доступу:
<http://normativ.org.ua/types/tdoc18738.php>
14. ГОСТ 13109–97 "Электрическая энергия. Совместимость технических–средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения". –М.: Издательство стандартов, 1998
15. Яндульський О.С. Особливості аналізу режимів електроенергетичних систем з вітровими електричними станціями / О.С. Яндульський, П.Л. Денисюк, С.О. Яндульський. // Наукові праці Донецького національного університету. – 2011. – №11(186). – С. 464–465.
16. Ковалев О. П. Возобновляемые источники энергии и энергообеспечение автономных потребителей [Текст] / О. П. Ковалев // Труды ДВГТУ. – Вып. 134. – Теплоэнергетика. – Владивосток: Изд–во ДВГТУ, 2003. – С. 16–20. Donnelly M. Impacts of the distributed utility on transmission system stability / M. Donnelly, J. Dagle, D. Trudnowski, G. Rogers // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Vol. 11, №2. – P. 741–746.
17. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко,

18. В.В.Павловський, Л.М.Лук'яненко // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46 - 53.
19. СОУ – Н ЕЕ 04.157:2009. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС(ТЕЦ). Настанова.
20. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь // Національний інститут стратегічних досліджень. – 2014. – 54с.
21. Яндульський О.С. Особливості регулювання напруги в розподільних електричних мережах з джерелами розподіленої генерації / О.С. Яндульський, А.Б. Нестерко // Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики. – 2012. – С. 22–25.
22. Буткевич О.Ф., Агамалов О.М., Чижевський В.В. Низькочастотні коливання режимних параметрів та покращення динамічних властивостей енергосистем // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Зб. наук. праць. Спец. вип., 2014. – С. 50–60
23. Дослідження впливу низькочастотних коливань перетоків на режим роботи ОЕС України при регулюванні частоти та активної потужності. Етап II. Оцінка впливу низькочастотних коливань на регулювання сальдо перетоків потужності у міждержавних та внутрішніх перетинах: Звіт про НДР. – К.: НТУУ “КПІ”, 2013. – 150 с.
24. Соболев О.С. Методы исследования линейных многосвязных систем. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.
25. Буткевич О.Ф. Ідентифікація в реальному часі низькочастотних коливань параметрів режиму енергосистеми / О.Ф. Буткевич , В.В. Чижевський // Технічна електродинаміка, 2014 , № 4. – С. 35–37.
26. Яндульський О.С., Марченко А.А., Нестерко А.Б. Локальне керування розосередженими джерелами енергії в перехідних режимах // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 1– С. 82–85
27. Аюев Б.И., Зубарев В.В. Алгоритмы управления аварийными режимами энергетических систем // Межвузовский сб. научных трудов «Управление и автоматизация электроэнергетических систем». Новосибирск: 1991. С. 83–90.