

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

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра _____ Електропостачання і енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»
Директор інституту
_____ **Сергій БЛАЖЕНКО**
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ___ » _____ грудня 2025 р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ **Сергій БАЛЮТА**
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ___ » _____ грудня 2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності _____ 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка» _____

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної _____ програми _____ «Електротехнічні системи
електроспоживання» _____

на тему: « _____ Моделювання перехідних режимів електроенергетичних систем
з врахуванням дії автоматичного регулятора збудження» _____

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЗЕЛ-2-5М

_____ **Ходаковська Анастасія Володимирівна** _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник _____ **Юнесва Наталія Тахріджанівна** _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти _____ (ім'я та прізвище) (підпис)
_____ (ім'я та прізвище) (підпис)

Рецензент _____ (ім'я та прізвище) (підпис)
_____ **Оксана РИБІНА** _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

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

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2025 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач

кафедри ЕПЕМ

/Сергій БАЛЮТА/

“15” жовтня 2025 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Ходаковській Анастасії Володимирівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Моделювання перехідних режимів електроенергетичних систем з врахуванням дії автоматичного регулятора збудження»

керівник роботи Юнєєва Наталія Тахріджанівна, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 15 жовтня 2025 року № 845-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 10 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи _____

1. Розрахункова схема електричної мережі

2. Параметри елементів електричної мережі (генераторів, ліній електропередачі, навантаження)

3. Параметри автоматичного регулятора збудження

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) _____

1. Системи збудження синхронних машин.

2. Моделювання автоматичних регуляторів збудження під час розрахунку динаміки _____ 3.

Вибір коефіцієнтів регулювання автоматичного регулятора збудження для збереження коливальної стійкості електроенергетичної системи з керованою лінією електропередачі

5. Перелік графічного матеріалу _____

Презентація до пояснювальної записки – 11 слайдів

6. Консультанти розділів роботи _____

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

7. Дата видачі завдання _____ 15 жовтня 2025 р. _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
	Отримання завдання на магістерську роботу	15.10.2025 р.	
	Вступ	15 - 18.10.2025 р.	
	Розділ 1. Системи збудження синхронних машин	18 – 25.10.2025 р.	
	Розділ 2. Моделювання автоматичних регуляторів збудження під час розрахунку динаміки	25 – 05.11.2025 р.	
	Розділ 3. Вибір коефіцієнтів регулювання автоматичного регулятора збудження для збереження коливальної стійкості електроенергетичної системи з керованою лінією електропередачі	07 – 27.11.2025 р.	
	Висновки	29 – 31.11.2025 р.	
	Список використаних джерел	05 – 07.12.2025 р.	
	Оформлення пояснювальної записки	08.12.2025 р.	
	Оформлення графічної частини роботи (презентація)	09.12.2025 р.	
	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	10.12.2025 р.	

Здобувач _____
(підпис)

Ходаковська А.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Юнєєва Н.Т.
(прізвище та ініціали)

АННОТАЦІЯ

Ходаковська А. В. Моделювання перехідних режимів електроенергетичних систем з врахуванням дії автоматичного регулятора збудження.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ 2025

Надзвичайно актуальними є питання здійснення регулювання збудження з погляду ефективного забезпечення необхідних запасів стійкості в різних схемнорежимних станах сучасних електроенергетичних систем (ЕЕС), а також якості перебігу процесів, динамічного переходу та демпфування коливань, що виникають. В магістерській дисертації наведено структурні схеми найбільш поширених системи збудження синхронних машин та математичні моделі регуляторів безперервної дії та релейного форсування. Досліджено методику спільного отримання можливих налаштованих параметрів регулювання УПК і АРЗ, що дозволяє вибирати коефіцієнти, що надають позитивний вплив на стійкість досліджуваної ЕЕС при здійсненні регулювання за допомогою цих пристроїв. Підбір коефіцієнтів дозволяє збільшити межу переданої потужності, поліпшити аперіодичну статичну і динамічну стійкості, а також відбудуватися від коливальної нестійкості ЕЕС, обумовленої специфікою закону регулювання УПК. Певні діапазони зміни параметрів регулювання УПК і АРЗ для вихідного робочого режиму і при збільшенні регулюючого впливу зі сторони УПК свідчать про зменшення зазначеного діапазону для параметрів регулювання АРЗ. Наведені результати показують, що застосування спрощеної моделі для аналізу коливальної стійкості дає велику розбіжність з обчислювальним експериментом, що використовує більш детальний математичний опис. Таким чином, застосування спрощеної моделі для аналізу коливальної стійкості у вже існуючій електроенергетичній системі є недоцільним. Існуюче розбіжність обумовлено тим, що в досліджуваній системі присутня велика кількість нелінійних елементів (УПК, АРЗ, синхронний генератор), а спрощена модель не враховує електромагнітні перехідні процеси в елементах ЕЕС. Коефіцієнти регулювання АРЗ, обрані при використанні спрощеної моделі, входять в область стійкості, отриману при більш детальному математичному описі. Відповідно, вибору коефіцієнтів регулювання застосування спрощеної моделі припустимо. Для більш точного виявлення межі стійкості необхідне використання повнішої математичної моделі.

Ключові слова: об'єднана енергосистема, автоматичний регулятор збудження, моделювання електроенергетичних систем, динамічна стійкість.

ANNOTATION

Khodakovska A. V. Modeling of transient regimes of electric power systems taking into account the action of an automatic excitation regulator

141 "Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv 2025

Extremely relevant are the issues of excitation regulation in terms of effectively ensuring the necessary stability reserves in various circuit-regime states of modern electric power systems (EPS), as well as the quality of the process flow, dynamic transition and damping of the arising oscillations. The master's thesis presents structural diagrams of the most common excitation systems of synchronous machines and mathematical models of continuous-action and relay-force regulators. The method of jointly obtaining possible adjusted parameters of the UPK and ARZ regulation is investigated, which allows you to choose coefficients that have a positive effect on the stability of the studied EPS when regulating using these devices. The selection of coefficients allows to increase the limit of transmitted power, to improve aperiodic static and dynamic stability, and also to recover from the oscillatory instability of the EPS, caused by the specificity of the UPK regulation law. Certain ranges of changes in the UPK and ARZ regulation parameters for the initial operating mode and with an increase in the regulatory influence from the UPK indicate a decrease in the specified range for the ARZ regulation parameters. The results shown show that the use of a simplified model for the analysis of oscillatory stability gives a large discrepancy with the computational experiment, which uses a more detailed mathematical description. Thus, the use of a simplified model for the analysis of oscillatory stability in an already existing electric power system is inexpedient. The existing discrepancy is due to the fact that the system under study contains a large number of nonlinear elements (UPK, ARZ, synchronous generator), and the simplified model does not take into account electromagnetic transients in the EPS elements. The APR regulation coefficients selected using the simplified model fall within the stability region obtained with a more detailed mathematical description. Accordingly, the selection of regulation coefficients using the simplified model is permissible. For a more accurate identification of the stability limit, it is necessary to use a more complete mathematical model.

Keywords: integrated power system, automatic excitation controller, modeling of power systems, dynamic stability.

ЗМІСТ

Вступ

1. Розділ 1. Системи збудження синхронних машин.....	9-21
1.1. Системи збудження із збудниками постійного і змінного струму.....	10-12
1.2. Структурна схема безконтактної системи збудження.....	13-18
1.3. Конструкція безконтактних збудників.....	18-19
1.4. Безконтактні системи управління обертовими тиристорними перетворювачами.....	19-21
2. Розділ 2. Моделювання автоматичних регуляторів збудження під час розрахунку динаміки.....	22-37
2.1. Модель регулятора безперервної дії.....	23-25
2.2. Модель релейного форсування.....	25-26
2.3. Моделювання АРЗ в програмному комплексі дослідження режимів електроенергетичних систем.....	26-37
3. Розділ 3. Вибір коефіцієнтів регулювання автоматичного регулятора збудження для збереження коливальної стійкості електроенергетичної системи з керованою лінією електропередачі.....	38-
3.1. Модель електроенергетичної системи.....	38-41
3.2. Методика побудови областей стійкості.....	41-43
3.3. Області стійкості за результатами обчислювального експерименту.....	43-44
3.4. Аналіз можливості застосування спрощеної моделі для оцінки коливальної стійкості системи.....	44-46
3.5. Математична модель електроенергетичної системи з регульованим УПК та пристроєм АРЗ генератора.....	46
3.6. Визначення приватних похідних для системи з регульованим УПК та пристроєм АРЗ.....	46-58
3.7. Області стійкості для системи з регульованим УПК та пристроєм АРЗ за методом обтяження режиму за одним із параметрів.....	48-50
3.8. Області стійкості для системи з регульованим УПК та пристроєм АРЗ за методом загального збільшення режиму.....	50-53
3.9. Smart-моніторинг електроенергетичних систем.....	53-77

Висновки

Список використаних джерел

Вступ

Актуальність роботи. Динамічні характеристики електроенергетичних систем (ЕЕС) сучасної структури значно змінюються у порівнянні з традиційними ЕЕС [1], в яких основним фактором, що визначає протікання процесів, була динаміка функціонування синхронних генераторів електричних станцій та їх систем автоматичного регулювання та управління (САР і САУ), а мережеві елементи переважно функціонували на змінному струмі. Подібний факт безпосередньо пов'язаний з впровадженням у системоутворювальні та розподільні електричні мережі дедалі більшої кількості різноманітних «активних» об'єктів і пристроїв: об'єктів розподіленої генерації (РГ) різного типу, великих об'єктів генерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), технологій гнучких керованих електропередач змінного струму (Flexible Alternating Curr) електричної енергії, установок генерації або споживання на постійному струмі та ін. безперебійне електропостачання споживачів електричною енергією нормованої якості та у необхідній кількості є модернізація та адаптація існуючих або розробка нових САР та САУ різних елементів ЕЕС [2, 3], серед яких варто окремо виділити автоматичні регулятори збудження (АРЗ) синхронних генераторів. Останні є основним видом режимної автоматики ЕЕС, що відповідає за їх функціонування в нормальних і перехідних режимах, а також за всі види стійкості (статичну аперіодичну, статичну коливальну та динамічну) як окремих агрегатів, так і всієї ЕЕС в цілому, і встановлюються на традиційних джерелах генерації (теплових, гідравлічних і атом генеруючі установки).

При цьому одна з найважливіших ролей у забезпеченні надійності і стійкості сучасних ЕЕС з об'єктами РГ, ВДЕ та пристроями FACTS, як і в традиційних ЕЕС, буде так само відводитися пристроям АРЗ синхронних генераторів, оскільки, як показує світовий досвід експлуатації ЕЕС зі значною часткою об'єктів РГ і ВДЕ, повномасштабний перехід від централізованої до децентралізованої схеми електровугілля безвуглецевих на даний момент не є

можливими через виникнення широкого переліку питань і проблем у подібних ЕЕС, що потребують всебічного аналізу та комплексного вирішення [4, 5]. У зв'язку з цим надзвичайно актуальними залишаються питання здійснення регулювання збудження з погляду ефективного забезпечення необхідних запасів стійкості в різних схемно-режимних станах сучасних ЕЕС, а також якості перебігу процесів, динамічного переходу та демпфування коливань, що виникають.

Вагомою перевагою розвитку систем АРЗ у рамках першого напрямки є збереження класичної лінійної структури регуляторів, яка широко використовується у світовій практиці та апробована десятиліттями їх успішної експлуатації. Зміна закону регулювання шляхом додавання нових сигналів і каналів не є таким радикальним заходом, порівняно із заміщенням на нелінійні адаптивні та робасні пристрої АРЗ. Також найчастіше запропоновані у цьому напрямі рішення є реалізованими практично, зокрема, у зв'язку з безперервним розвитком систем моніторингу та вимірювання параметрів електричного режиму [6], що дозволяє оперативно отримувати точну та достовірну інформацію, необхідну реалізації нових функцій чи алгоритмів у структурі систем АРЗ. Розробка адаптивних пристроїв АРЗ дозволяє здійснювати, як зазначалося раніше, ефективне управління режимами в широкому різноманітті схемно-режимних умов функціонування ЕЕС, враховуючи зміни їх структури та властивостей при впровадженні об'єктів РГ, ВДЕ та пристроїв FACTS. Ця можливість є незаперечною перевагою подібних систем регулювання збудження порівняно з АРЗ класичної структури. Адаптивні та робасні АРЗ можуть бути розроблені для обліку різних типів генераторів або навіть груп генераторів та їх спільного управління, здатні враховувати особливості функціонування ЕЕС, їх динамічні характеристики, що виражаються у швидкості перебігу процесів, спектрі коливань, що виникають, і діапазоні зміни параметрів електричного режиму. Однак масштабне застосування подібного роду пристроїв АРЗ з метою підвищення ефективності вирішення проблем режимного управління в сучасних ЕЕС та їх стійкості є малоімовірним, як мінімум, у середньостроковій

перспективі, так як практична реалізація даних пристроїв помітно ускладнює сам регулятор, що призводить до зниження його надійності, і в даний час відсутні будь-яка загальна структуризація та методик. Крім того, серед причин відсутності практичного впровадження подібного типу АРЗ є складність та нелінійність алгоритмів їх роботи, які впливають на невизначеність їх функціонування. Об'єкт управління, якою виступає синхронний генератор, за своєю суттю досить складний, а застосування складних алгоритмів адаптації з великою кількістю припущень щодо його режимів роботи та різноманітних схемно-режимних станів ЕЕС є скрутним. Також однією з проблем адаптивних регуляторів є неможливість гарантування їх ефективної працездатності в системах та умовах, відмінних від тих, у яких вони були розроблені та налаштовані для конкретного об'єкта. Крім того, є проблема існування та досяжності як оптимальних нелінійних законів управління, так і вирішення задач адаптивного управління з нелінійною параметризацією, особливо досягнення стабілізації та гарантованої якості регулювання процесів. У цьому слід зазначити, що запровадження нових каналів чи сигналів регулювання, тобто. створення нового типу АРЗ класичної лінійної структури також важко, оскільки вимагає достатнього обґрунтування, експериментальної перевірки та комплексного порівняння з існуючими пристроями АРЗ [6,7]. Основною перевагою розробки нових підходів та методик з налаштування систем регулювання збудження є їхня універсальність при розгляді АРЗ різної структури з урахуванням місця їх встановлення чи структури та топології ЕЕС загалом. При цьому стає можливим врахувати безліч факторів при налаштуванні пристроїв АРЗ, у тому числі значну кількість аналізованих схемно-режимних станів ЕЕС, взаємовплив інших об'єктів в ЕЕС, необхідні показники якості регулювання і т.д., а також адаптувати дані методики під вирішення конкретних завдань і дотримання нормованих показників, відображених в коливань за час, що не перевищує 15 секунд [5]. Однак застосування різних методів оптимізації неминуче пов'язане з певними труднощами, зокрема з вибором вагових коефіцієнтів при використанні різних

показників якості з метою формування єдиного критерію оптимальності; залежністю надійності способів від умов пошуку, тобто. у випадках, коли розглядається значна кількість схемно-режимних умов, обчислювальний процес може розходитися, внаслідок чого необхідні параметри налаштування не будуть визначені; описом необхідної цільової функції, слабка опрацьованість якого призводить до погіршення результатів оптимізації і проявляється на етапі експериментальної перевірки знайдених рішень, та ін. Таким чином, питання знаходження найбільш оптимального налаштування АРЗ певної структури в умовах роботи в конкретній ЕЕС з урахуванням можливих схемно-режимних станів та обурень залишається вкрай актуальним.

Метою дисертаційної роботи є підвищення адекватності моделювання перехідних процесів в ЕЕС за рахунок моделювання дії автоматичних регуляторів збудження синхронних машин; вибір коефіцієнтів регулювання автоматичного регулятора збудження для збереження стійкості коливальної електроенергетичної системи з керованою лінією електропередачі.

Об'єкт дослідження – перехідні режими в електроенергетичних системах.

Предмет дослідження – математичні моделі електроенергетичних систем з автоматичними регуляторами збудження.

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

Засоби досліджень: програмний комплекс розрахунку режимів ЕЕС.

Ключові слова: електроенергетична система, автоматичний регулятор збудження, коефіцієнти регулювання, коливальна стійкість

РОЗДІЛ 1. СИСТЕМИ ЗБУДЖЕННЯ СИНХРОННИХ МАШИН

Система збудження синхронної машини, загальна характеристика Системою збудження синхронної машини (СМ) називається сукупність машин, апаратів і пристроїв, призначених для живлення обмотки збудження постійним струмом і регулювання значення цього струму.

Системи збудження СМ можна розділити на наступні основні групи:

- системи збудження із збудниками постійного струму;
- системи збудження із збудниками змінного струму;
- статичні системи збудження.

В даний час в основному випускаються безконтактні синхронні машини (БСМ). БСМ застосовуються, перш за все, тоді, коли установка щіткового вузла утруднена по тих або інших причинах: великий струм збудження СМ, висока швидкість обертання валу машини, вибухонебезпечне навколишнє середовище і тому подібне. Гідність БСМ - підвищена надійність

У БСМ застосовуються збудники змінного струму. Збудник змінного струму разом з обертовим перетворювачем, пристроями управління, діагностики і захисту утворюють безконтактну систему збудження (БСВ). БСВ знаходять широке застосування в синхронних двигунах, генераторах, компенсаторах при різних потужностях і частотах обертання.

Основні вимоги до систем збудження СГ: висока надійність в роботі; можливо велика простота і мала вартість; постійність напруги генератора.

Система збудження СГ характеризується наступними **основними параметрами:** номінальний струм і напруга; граничний струм і напруга при форсировке збудження; тривалість режиму форсировки; швидкість підйому напруги[7].

Синхронні генератори (СГ) забезпечуються автоматичними регуляторами збудження (АРВ). При повільних змінах струму навантаження генератора АРВ здійснює пропорційне регулювання струму збудження генератора. АРВ реагує на зміну напруги $\Delta U = U - U_N$. При швидких змінах напруги генератора пропо-

рційне регулювання малоефективне внаслідок електромагнітної інерції ланцюга збудження, що має велику індуктивність. Струм збудження генератора змінюється з запізнюванням, підтримувати $U = \text{const}$ з необхідною точністю неможливо. Тому в СГ застосовують АРВ сильної дії, які реагують не тільки на відхилення певних параметрів, але і на значення їх похідних в часі.

При коротких замиканнях в мережі напруга генераторів різко падає, тому різко знижується їх потужність. Оскільки потужності турбін залишаються незмінними, виникає небезпека випадання генераторів з синхронізму. У цих випадках для підтримки напруги на можливо вищому рівні і запобігання випаданню генераторів з синхронізму застосовується форсировка збудження. Напруга збудження u_{fm} повинна бути достатньо великою. Згідно стандарту коефіцієнт форсировки збудження турбогенераторів $k_{fm} = u_{fm}/u_{fN} \geq 2$, у гідрогенераторів $k_{fm} \geq 1.8$, у автономних генераторах середньої потужності $k_{fm} \geq 2.75$.

Швидкість наростання напруги збудження при форсировке не менше $2 u_{fN}$ в секунду для турбогенераторів, для гідрогенераторів - не менше $1,5 u_{fN}$ в секунду. Тривалість режиму форсировки - не менше 3.5/5 сек.

1.1. Системи збудження із збудниками постійного і змінного струму

Класична система збудження із збудником постійного струму складається із збудника у вигляді генератора з паралельним або незалежним збудженням на загальному валу з синхронною машиною.

У тихохідних машин потужністю до $P_n \approx 5000$ кВт для зменшення маси і вартості збудників їх іноді сполучали з валом синхронної машини за допомогою клиноремінної передачі. Гідрогенератор зазвичай має збудник на одному валу з генератором. У могутніх тихохідних гідрогенераторів з $n_N = 60/150$ об/хв розміри і вартість збудника – великі, збудники володіють великою електромагнітною інерцією, що знижує ефективність автоматичного регулювання і форсировки збудження. Тому застосовуються також системи збудження у вигляді окремого швидкохідного агрегату ($n = 750/1500$

про./мин.), що складається з асинхронного двигуна і генератора постійного струму. Асинхронний двигун отримує живлення від спеціального допоміжного СГ, розташованого на одному валу з головним гідрогенератором, а в деяких випадках – від шин власних потреб гідроелектростанції або від виводів головного гідрогенератора. У останньому випадку збуджуючий агрегат схильний до впливу аварій в енергосистемі, тому для підвищення його надійності приводні асинхронні двигуни виконують з підвищеним максимальним моментом ($M_m \geq 4 M_N$). Іноді ці агрегати забезпечують також маховиками.

Агрегати резервного збудження електростанцій також виконуються у вигляді окремих збуджуючих агрегатів [8].

Турбогенератори потужністю до $P_N = 100$ Мвт зазвичай мали збудники у вигляді генераторів постійного струму на своєму валу. Проте при $P_N > 100$ Мвт, потужність збудників стає настільки великою, що їх виконання при $n_N = 3000/3600$ об/хв за умовами комутаційної надійності виявляється скрутним або навіть неможливим. При цьому застосовуються різні рішення [10]. Наприклад, широко використовувалися збудники із швидкістю обертання $n_N = 750/1000$ об/хв, що сполучаються з валом турбогенератора за допомогою редуктора, а також збуджуючі агрегати з асинхронними двигунами, які одержують живлення з шин станції або з виводів генератора.

У системах збудження СГ широко застосовувався принцип компаундування, при якому здійснюється автоматична зміна струму збудження при зміні струму навантаження генератора [14].

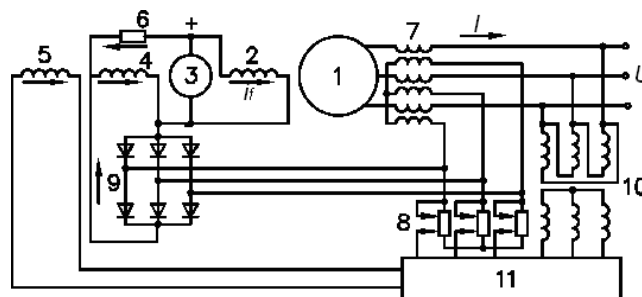


Рис. 1.1 – Система збудження генератора з пристроєм компаундування

На рис. 1.1 показана принципова схема компаундваної системи збудження СГ із збудником постійного струму. Обмотка збудження збудника 4 з реостатом 6 підключені до якоря збудника 3. Крім того, обмотка збудження 4 підключена до виходу випрямляча 9, вхід якого підключений до вторинних обмоткам послідовного трансформатора 7. На холостому ході генератора обмотка збудника 4 отримує живлення тільки від якоря збудника 3. У міру збільшення струму навантаження генератора напруга вторинної обмотки трансформатора 7 буде рости. Вже при невеликому навантаженні генератора напруга, яка випрямлена випрямлячем 9, підживлює обмотку збудження збудника 4. Тому струм цієї обмотки і струм збудження генератора будуть рости із збільшенням навантаження генератора. При збільшенні опору установочного реостата 8 напруга, що подається на випрямляч 9, і компаундуюча дія трансформатора 7 будуть рости. При коротких замиканнях компаундуючий пристрій здійснює форсировку збудження СГ.

Дія компаундуючої схеми з послідовним трансформатором залежить тільки від значення струму навантаження генератора і не залежить від його фази, тому компаундування називається струмовим [16]. В межах діапазону нормальних навантажень постійність напруги генератора вдається зберігати з точністю до $\pm (5/10)\%$. Така точність недостатня. Тому в схемі застосовується додатковий коректор (автоматичний регулятор напруги) 11, який сполучений за допомогою узгоджувального трансформатора 10 із затисками генератора. Регулятор 11 реагує на зміни напруги і струму навантаження генератора і живить по- стійним струмом додаткову обмотку збудження збудника 5.

Розглянута вище система збудження широко застосовувалася для генераторів потужністю до 100 Мвт.

1.2. Структурна схема безконтактної системи збудження СТГ.

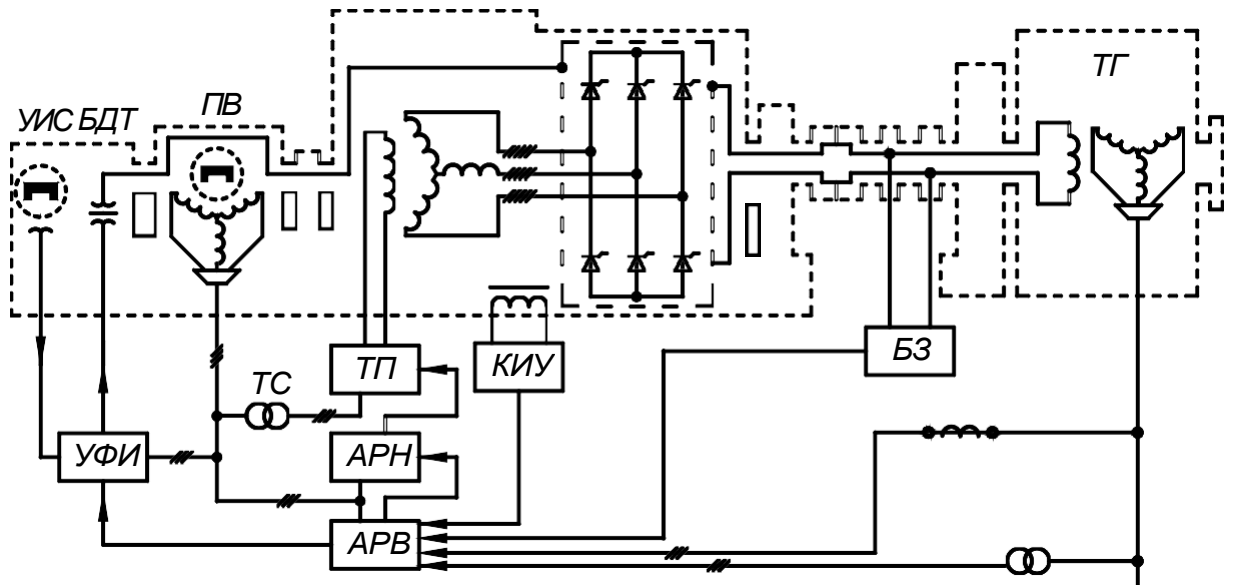


Рис. 1.2 – Структурна схема тиристорної безконтактної системи збудження турбогенератора ТВВ-320-2.

На рис. 1.2 приведена структурна схема тиристора БСВ турбогенератора ТВВ - 320 - 2 ПО «Електросила», де: ТГ – турбогенератор; СГ – допоміжний синхронний генератор (збудник); ВТВ – випрямляч обертового тиристора; БДТ – блок динамічних трансформаторів; ПВ – підзбудник; УИС - пристрій імпульсної синхронізації; УФИ - пристрій формування імпульсів управління тиристорами; АРВ – автоматичний регулятор збудження; АРН - автоматичний регулятор напруги; КИУ – контрольно-вимірювальний пристрій; ТС - узгоджуючий трансформатор; ТП – тиристорний перетворювач; БЗ - блок захисту.

Основними елементами БСВ є електромашинний збудник (допоміжний генератор) і обертовий випрямляч.

Електромашинні збудники виконуються, в основному, на базі синхронних і асинхронних машин.

БСВ виконуються з діодними або тиристорами обертовими перетворювачами. У діодних БСВ регулювання струму збудження СМ здійснюється через

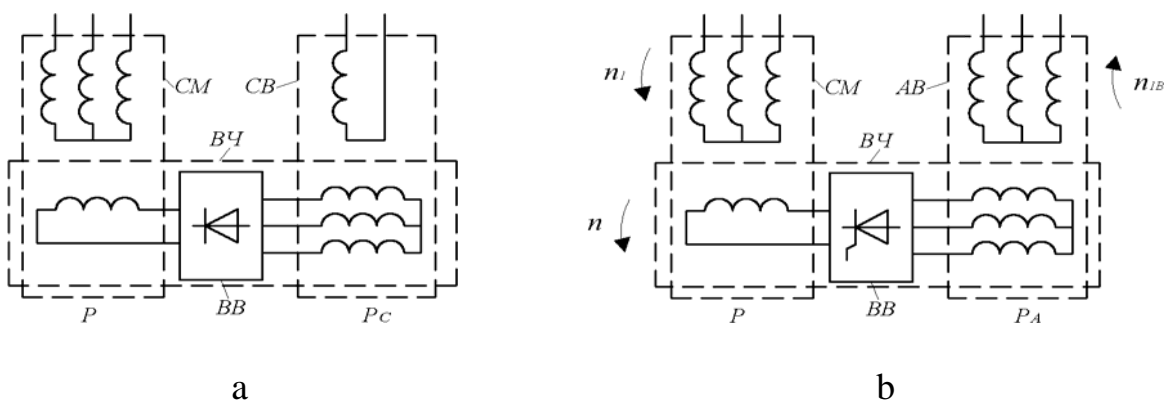
ланцюг збудження збудника. У тиристорах БСВ регулювання струму збудження СМ може здійснюватися як по ланцюгу збудження СВ, так і по куту управління тиристорами. Застосування тиристорних БСВ дозволяє здійснити швидкодіюче регулювання по куту управління тиристорів у всіх режимах, включаючи аварійні, з гасінням поля.

Пристрій управління обертовими тиристорами багато в чому визначає структуру АРВ і системи збудження в цілому. Найбільш просте рішення питання передачі імпульсів управління на тиристори може бути забезпечене при використанні слабкострумових контактних кілець з щітками. Проте, їх використання недоцільне із-за низької надійності і певних труднощів при експлуатації. Тому в БСВ синхронних машин застосовуються безконтактні системи управління (БСУ) обертовими тиристорами [32].

БСВ складається з електромашинного перетворювача, обертового випрямляча та пристроїв управління, діагностики і захисту.

Безконтактні збудники синхронних машин

Загальна характеристика збудників



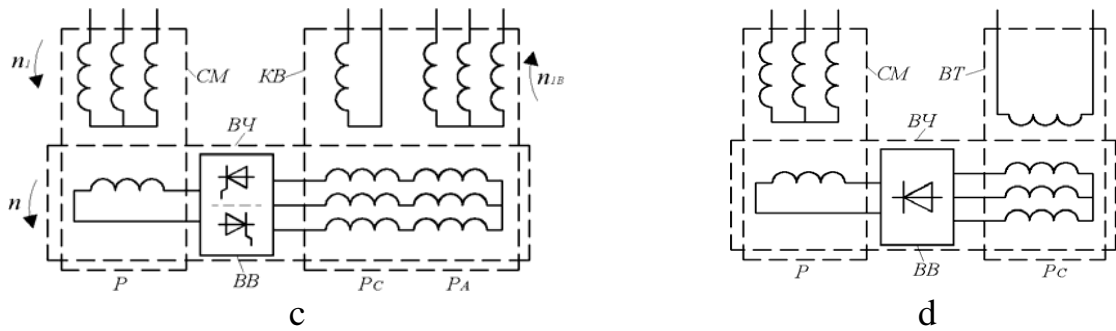


Рис. 1.3 – Принципові електричні схеми безконтактних збудників СМ

На рис. 1.3 показані принципові електричні схеми безконтактних збудників синхронних машин. Тип збудника: а – синхронний з діодним випрямлячем; б – асинхронний з тиристорним випрямлячем; в - каскадний з реверсивним тиристорним випрямлячем; д – обертовий трансформатор з діодним випрямлячем. Прийняті позначення: СМ – синхронна машина; СВ – синхронний збудник; АВ – асинхронний збудник; КВ – каскадний збудник; ВТ – обертовий трансформа- тор; ВВ – обертовий випрямляч; ВЧ – обертова частина; р, рс, ра - числа пар полюсів СМ, СВ і АВ.

В даний час найчастіше використовується синхронний збудник СВ має нерухомий індуктор і обертовий якір з трифазною або багатофазною обмоткою. СВ характеризується високим коефіцієнтом посилення по потужності, що зумовило масовість його застосування, оскільки дозволило різко понизити габарити апаратури управління збудженням СМ. Недоліком СВ є значна інерційність і збільшення габаритів при зниженні частоти обертання.

АВ є асинхронною машиною з фазним ротором, що працює в режимі перетворювача частоти з ковзанням $s > 1$. АВ технологічніший СВ, його легко освоїти у виробництві. АВ дозволяє отримати економічну систему збудження при частоті обертання $n \leq 750$ об/хв. АВ забезпечує високу швидкодію діодних БСВ при форсировці збудження.. Недолік АВ – підвищена потужність первинного контура.

З метою зменшення масогабаритних показників за рахунок зменшення вильоту лобових частин обмоток збудники виконують з підвищеним числом пар

полюсів, $p_v = 3/8 p$. Частота ЕРС якірної обмотки збудника $f_2 = 150/400$ Гц. У синхронному збуднику

$$f_{2c} = p_c \cdot n = \frac{p_c}{p} \cdot f_1 \quad (1)$$

де $n = f/p$ – швидкість обертання валу СМ. В асинхронному збуднику

$$f_{2A} = p_A \cdot n + f = \left(1 + \frac{p_A}{p}\right) \cdot f \quad (2)$$

Відзначимо, що збільшення числа пар полюсів збудника приводить до збільшення опору розсіяння обмотки якоря, що істотно впливає на режим роботи і основні розрахункові співвідношення перетворювача.

На рис. 1.3 (с), показана система збудження з каскадним збудником. Каскад-ний збудник складається з синхронного і асинхронного збудника, якірні обмотки яких сполучені послідовно. Частоти ЕРС якірних обмоток двох збудників однакові. Враховуючи (1 і 2), отримаємо:

$$f_{2c} = f_{2A} \cdot \frac{p_c}{p} \cdot f = \left(1 + \frac{p_A}{p}\right) \cdot f; p_A = p_c - p \quad (3)$$

Каскадне з'єднання збудників додає синхронній машині нову властивість – регулювання струму збудження по куту навантаження Θ , що дозволяє підвищити точність підтримки режиму генератора при зміні навантаження в широкому діапазоні. Необхідність застосування двох збудників - недолік каскадного збудника.

У обертовому трансформаторі (рис. 1.3(d)) магнітопровід шихтується у напрямі обертання ротора, що забезпечує незалежність габаритів трансформатора від швидкості обертання синхронної машини.

Головні вимоги до електромашинно-вентильного збудника і шляхи їх реалізації.

Крім вимог, що пред'являються до БСВ синхронних машин в цілому (простота і мала вартість, надійність в роботі і ін.), до електромашинно-

вентильних перетворювачів пред'являються дві головні вимоги [10]: швидкодія регулювання і висока якість форми вихідної напруги.

У діодних трифазних мостових БСВ СМ порівняно хороша якість форми вихідної напруги. Необхідна швидкість форсировки збудження СМ досягається за рахунок підвищення стельової напруги збудження збудника. Проте, при зменшенні напруги джерела на вході випрямляча обмотка збудження СМ може виявитися замкнутою накоротко через вентилі, при цьому струм збудження СМ затухає з постійною часу цієї обмотки. Головний недолік діодної БСВ - повільне гасіння поля.

Тиристорна БСВ практично безінерційна, вона забезпечує негативну напругу на обмотці збудження СМ в перехідних режимах за рахунок інверторного режиму. Такий режим застосовується для швидкого заспокоєння великих качань в роторі, зменшення об'єму пошкодження при внутрішній аварії СМ [7]. Проте, техніко-економічні показники збудників з мостовими тиристорними перетворювачами (ТП) невисокі. Це пов'язано з тим, що розробка тиристорних БСВ проведена на основі статичних тиристорних збудників, у яких регулювання збудження на всьому діапазоні (включаючи форсировку) здійснюється кутом управління тиристорами. Тому в режимі номінального навантаження СМ збудник працює з повним магнітним потоком, кут управління тиристорами $\alpha_u = 60^\circ$, що приводить до погіршення якості форми вихідної напруги перетворювача в робочому діапазоні. Головний недолік тиристорної БСВ - низька якість форми вихідної напруги, що може привести до зниження терміну служби агрегату. Якщо в тиристорній БСВ зберегти електромашинний збудник діодною БСВ, то в номінальному режимі роботи при $\alpha_u = 60^\circ$ збільшуються струм збудження збудника, втрати в міді і в сталі. Тому в тиристорній БСВ збільшують розміри збудника.

Розробку тиристорної БСВ доцільно виконати на базі діодної БСВ із збереженням регулювання збудження по ланцюгу збудження збудника. Регулювання кутом управління тиристорами треба застосовувати тільки для гасіння

поля, для швидкої зміни струму збудження СМ у бік зменшення. В цьому випадку тиристорна БСВ відрізнятиметься високими показниками.

Високими техніко-економічними показниками відрізняється тиристорна БСВ з каскадною мостовою схемою перетворення.

Для зменшення гармонійного складу в кривою вихідної напруги застосовують багатофазні збудники. У багатофазному збуднику практично відсутні пульсації випрямленої напруги. При цьому знижуються перенапруги на елементах схеми, диференціальне розсіювання і додаткові втрати збудника.

Багатофазні збудники з числом фаз до 50 і більш застосовуються в БСВ турбогенераторів. Потужність збудника в номінальному режимі досягає 6 Мвт, а в режимі форсировки більше 11 Мвт.

1.3. Конструкція безконтактних збудників

В безконтактних синхронних машинах великої потужності збудники виконуються окремим блоком, зв'язаним з основною машиною електрично і механічно.

На рис. 1.4 показана конструкція збудника синхронного турбогенератора (СТГ) потужністю 500 Мвт (ПО «Електросила»): 1 – якір, 2 – полюс, 3 – обертовий випрямляч, 4 – датчики безконтактного контролю запобіжників, 5 – датчик струму ротора, 6 – вимірювальне кільце струму збудження СТГ

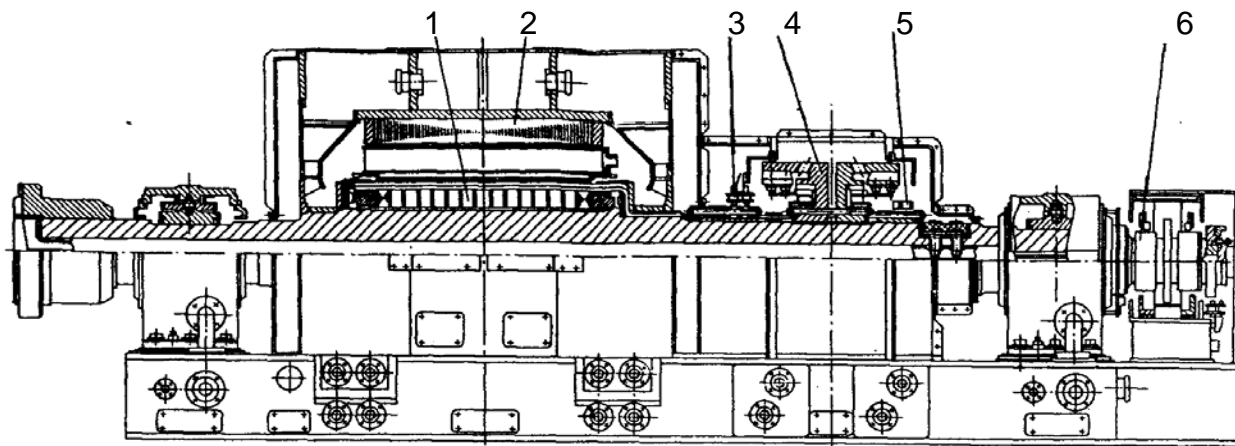


Рис. 1.4 – Безконтактний збудник СТГ потужністю 500МВт

У машинах малої і середньої потужності застосовуються як вбудовані збудники (збудника розміщені усередині основної машини), так і збудники консольного типу.

Оптимальним для вентилів є їх розміщення на окремому колесі. Тут маємо невеликі відцентрові сили і хороші умови охолодження. Але при такій компоновці отримаємо значну довжину збудника. Скоротити довжину можна, розмістивши вентиля або на роторі збудника, або в його валу.

На рис. 1.5 показаний ротор безконтактного збудника, в якому з метою зменшення довжини збудника вентиля розміщені під лобовими частинами обмотки якоря. На рисунку показані: 1 – сердечник, 2 – обмотка, 3 – нажимна шайба, 4 – обід, 5 – болт, 6 і 7 – ізоляційні шайби, 8 – вентиля, 9 і 10 – струмопровідні перемички.

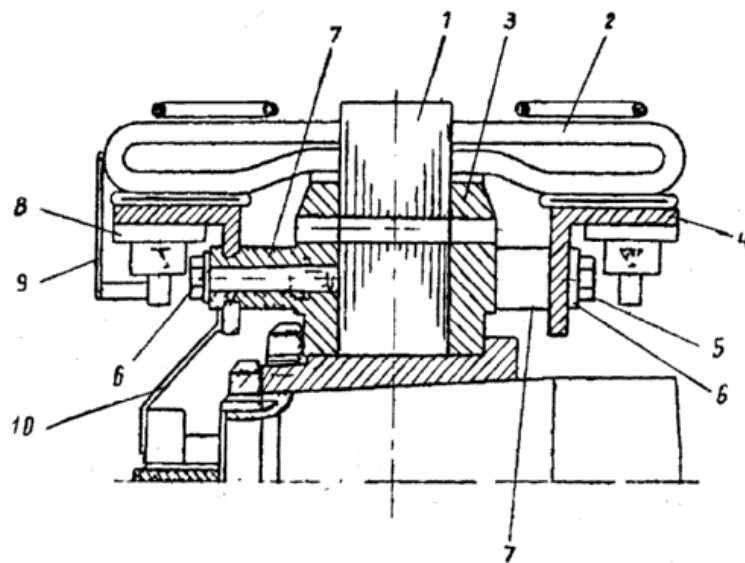


Рис. 1.5 – Ротор безконтактного збудника

1.4. Безконтактні системи управління обертовими тиристорними перетворювачами

Загальна характеристика

Найбільшого поширення набули безконтактні системи управління (БСУ) з обертовими імпульсними трансформаторами і з генераторами управління.

Генератори управління (ГУ) можна розділити на дві групи: ГУ змінного і постійного струму. Серед ГУ змінного струму можна виділити два різновиди залежно від форми ЕРС, що наводиться в обмотках ротора: ГУ з синусоїдальною і пікоподібною ЕРС.

БСУ з обертовими імпульсними трансформаторами

Обертовий імпульсний трансформатор показаний на рис. 1.6: 1 – вал; 2 – кільцеподібне ярмо, зчленоване з валом; 3 – П-образний сердечник; 4 – первинна обмотка; 5 – кільцеподібна вторинна обмотка.

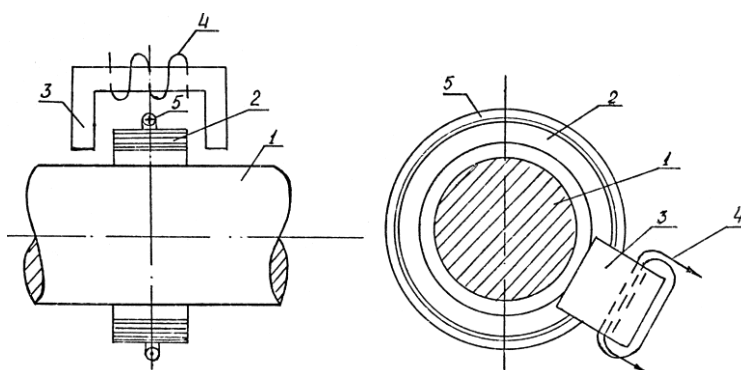


Рис. 1.6 – Обертовий імпульсний трансформатор

Трансформатор складається з нерухокої частини – статора і обертової частини – ротора. Статор і ротор мають сталеві каркаси, на яких розташовані обмотки. Число пар обмоток відповідає числу каналів управління обертового тиристорного перетворювача. Імпульсний трансформатор може бути виконаний з радіальним або аксіальним повітряним зазором. Застосування того або іншого типу трансформатора визначається зручністю його компоновки в машині. Достоїнства методу управління: простота і надійність передачі імпульсів управління, висока швидкодія, відсутність обертових пристроїв формування імпульсів. Недоліки методу: низький ККД імпульсних трансформаторів ($\eta = 12\%$), завал фронтів керуючих імпульсів на вторинних обмотках трансформатора, необхідність розробки ефективного екранування обмоток імпульсних трансформа-

торів від взаємного впливу, невисока адаптація до конструкцій безконтактних синхронних генераторів.

Генератор управління з пікоподібною формою ЕРС

На рис. 1.7 показана конструкція генератора управління з пікоподібною формою фазної ЕРС: 1 – статор; 2 – обмотка статора; 3 – Т-образний зубець ротора; 4 – обмотка ротора; 5 – вал збудника; 6 – блок формування імпульсу.

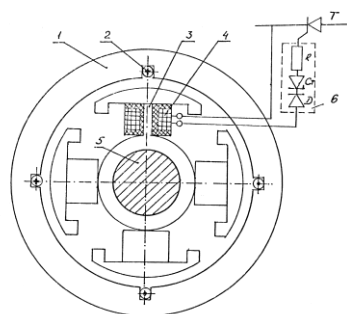


Рис. 1.7 – Генератор керування з пікообразною формою фазної ЕРС

Зубці ротора ГУ мають розвинену поверхню уздовж кола, сумірну з полюсним діленням, а ніжки зубців мають мінімальну товщину (з технологічних і механічних міркувань). Потік, проникаючий в розвинену поверхню зубця, швидко насичає тонку ніжку. При синусоїдальній намагнічуючій силі потокощеплення має сплюснену форму кривої в часі. Тому ЕРС, яка пропорційна похідній потокощеплення, має пікоподібну форму. Поліпшенню форми імпульсу сприяє блок формування імпульсів 6, що містить діод, стабілітрон і резистор. Діод Д зрізає зворотну півхвилю, стабілітрон Ст зрізає пологі частину імпульсу і можливі перешкоди, резистор R обмежує величину струму управління тиристора Т.

ГУ використовується в безконтактному збуднику тиристора турбогенератора типу ТГВ – 300 (ПО «Електротяжмаш»). Силовий випрямляч зібраний по шестнадцятифазній мостовій схемі. На роторі ГУ розташовані обмотки якорі, число яких рівне числу тиристорів керованого випрямляча. Число фаз ГУ рівне

числу фаз збудника ($m = 16$) і в той же час рівне числу зубців його ротора. Число полюсів статора ГУ рівне числу полюсів збудника. Синхронізація по фазі ГУ із збудником досягається механічним поворотом статора ГУ з подальшою його фіксацією.

Генератор управління з синусоїдальною формою ЕРС

Генератор управління з синусоїдальною формою ЕРС обмотки якоря показаний на рис. 1.8. У пазах статора ГУ розташовуються, як правило, дві обмотки збудження (2), які зрушені один відносно одного в просторі на 90 електричних градусів. Зміною співвідношень і напрямів постійних струмів в цих обмотках можна повертати вісь результуючого магнітного поля в зазорі на будь-який кут і відповідно змінювати фазу керуючих імпульсів по відношенню до фази анод-ної напруги, регулюючи випрямлений струм в обмотці ротора основної електричної машини. Обмотка якоря 1 виконується трифазною або багатofазною залежно від схеми керованого випрямляча.

Система управління вимагає установки на обертовій частині спеціальних блоків (елементи 3 та 5), що формують імпульси управління необхідної форми.

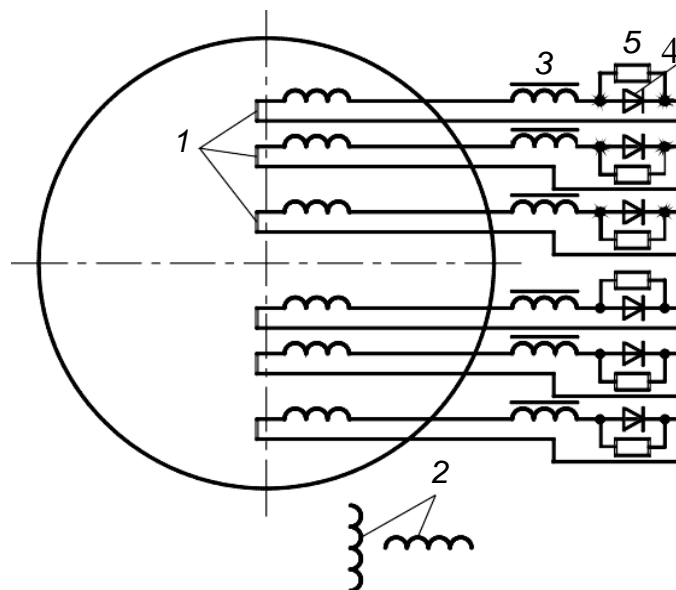


Рис. 1.8 – Генератор керування з синусоїдальною формою фазної ЕРС

РОЗДІЛ 2. МОДЕЛЮВАННЯ АВТОМАТИЧНИХ РЕГУЛЯТОРІВ ЗБУДЖЕННЯ ПІД ЧАС РОЗРАХУНКУ ДИНАМІКИ

Напруга збудження, що прикладається до обмотки ротора синхронної машини, створюється системою збудження. До її складу входять: збудник (електрична машина постійного струму; електрична машина змінного струму з іонним або напівпровідниковим випрямлячем; перетворювач із трансформаторним джерелом живлення); автоматичний регулятор збудження (АРЗ); пристрої форсування збудження, розбудження та гасіння поля; пристрої захисту ротора від перенапруг та перевантажень; апаратура контролю та автоматики [29,30].

Реалізовано дві моделі: РБД (регулятор безперервної дії) та РФ (релейне форсування).

2.1. Модель регулятора безперервної дії

Система АРЗ під час використання моделі РБД описується двома диференціальними рівняннями:

$$\frac{dU_f}{dt} = \frac{1}{T_e} (U_p - U_f) \quad (1)$$

$$\frac{dU_p}{dt} = \frac{1}{T_p} (U_{p.vx} - U_p) \quad (2)$$

де T_e - постійна часу збудника; T_p - постійна часу регулятора.

У разі статичного (тиристорного) збудження задається $T_e=0$, рівняння (1) не інтегрується, а напруга збудження $U_f = U_p$ з обмеженнями U_{fmax} , U_{fmin} .

У моделі РБД вхідний сигнал регулятора $U_{p.vx}$ передбачається комбінований, що дозволяє враховувати і АРВ сильної дії, і так зване

високочастотне АРВ (регулювання по струму ротора), і найпростіше струмове компаундування:

$$U_{pвх} = U_{po} + b \frac{U_i - U_o}{U_{ном}} + b' \frac{U_i - U_{(i-1)}}{U_{ном} h_{пред}} + k'_{Ip} \frac{I_{fi} - I_{f(i-1)}}{E_{qном} h_{пред}} + k_f s_i 50 + k' \frac{s_i - s_{(i-1)}}{h_{пред}} 50 + k_{Ip} \frac{I_{fi}}{E_{qном}} + k_I \frac{I - I_o}{I_{ном}}$$

У параметрах моделі РНД визначається також тип системи збудження: СВ = 0 - незалежне збудження, СВ = 1 - самозбудження. У разі СВ=1 U_f з рівняння (1) при постановці в рівняння

$$\frac{d\psi_{1d}}{dt} = \frac{1}{T_{1d0}\sigma_{d0}} \left\{ -\psi_{1d} + \psi_f \frac{x_d - x'_{(1d)}}{x_{ad}} + \frac{x_d - x'_{(1d)}}{x_{ad}} [x_{ad} - (x_d - x'_d)] I_d \right\}$$

$$\frac{d\psi_f}{dt} = \frac{1}{T_{d0}} [U_f - \psi_f + (x_d - x'_d) I_d] \quad (x'_{(1d)} = x_d \text{ и } \psi_{1d} = 0, \text{ без врах. демп. конт.})$$

конт.)

множиться на коефіцієнт $U_{ген}/U_{гено}$.

У моделі РНД передбачається облік обмеження максимального струму ротора, яке виконують сучасні АРВ, що може бути суттєво під час перевірки статичної стійкості динамічним методом, тобто шляхом розрахунку перехідного процесу за малих, але кінцевих збурень. Для цього обчислюється струм ротора I_f :

$$I_f = \psi_f - (x_d - x'_d) I_d \quad (\text{модель МОДК})$$

$$I_f = \frac{\psi_f - (x_d - x'_d) \left(1 - \frac{x_d - x'_{1d}}{x_{ad}}\right) I_d - \frac{x_d - x'_d}{x_{ad}} \psi_{1d}}{1 - \frac{(x_d - x'_d)(x_d - x'_{1d})}{x_{ad}^2}} \quad (\text{модель М2ДК})$$

Якщо $I_f(I_{qном} I_{fmax})$, то із заданою затримкою часу $dt(I_{fmax})$ вводиться обмеження U_{pex} на рівні

$$U_{f(max)} = I \frac{T_{d0}}{E_{qном}} \frac{d\psi_f}{dt} \quad (\text{модель МОДК})$$

$$U_{f(max)} = I \frac{(x_d - x'_d) \cdot (x_d - x'_{1d})}{x_{ad}^2} \frac{T_{d0}}{E_{qном}} \frac{d\psi_f}{dt} \quad (\text{модель М2ДК})$$

2.2. Модель релейного форсування

Модель РФ може бути врахована моделі РБД у явному вигляді і може використовуватися самостійно як більш проста модель АРВ при розрахунках динамічної стійкості.

Модель РФ описується рівнянням

$$\frac{dU_f}{dt} = \frac{1}{T_{pф}} (U_{pф} - U_f), \quad (3)$$

де при форсировці ($U_{ген} \setminus U_{вф}$) $T_{pф} = T_{ф}$; $U_{pф} = U_{ф}$;

при снятой форсировці ($U_{ген} \setminus U_{сф}$) и снятом развозбужденні

$$U_{ген} \setminus U_{срв}) \quad T_{pф} = T_{в} \quad U_{pф} = U_{f0}$$

при введенном развозбужденні

$$(U_{ген} \setminus U_{срв}) \quad T_{pф} = T_{рв} \quad U_{pф} = U_{фрв}$$

Всі ці дії здійснюються із запізненням $dt_{pф}$ з урахуванням обмежень U_{fmax} , U_{fmin} .

Тут $U_{f\phi}$ - граничні значення напруги збудження при релейному форсуванні;
 U_{fmax} - максимальне значення напруги збудження (кратність форсування);
 $U_{вф}, U_{сф}$ - напруги введення та зняття релейного форсування; T_e - еквівалентна постійна часу системи збудження, коли не працює релейне форсування або розбудження[27,29];

T_ϕ - постійна часу експоненти, за якою наростає напруга збудження до величини $U_{f\phi}$; $U_{фрв}$ - граничні значення напруги збудження при релейному збудженні; U_{fmin} - мінімальне значення напруги збудження; $U_{врв}, U_{срв}$ - напруга введення та зняття релейного збудження; $T_{рв}$ - постійна часу експоненти, за якою спадає напруга збудження до величини $U_{фрв}$ при релейному розбудженні.

2.3. Моделювання АРЗ в програмному комплексі дослідження режимів електроенергетичних систем

Таблиця моделей регуляторів

Конструкції (за виконанням)	Модель (Проста)	Модель (Складна)
Регулятор релейної дії	Одноланкова, розімкненої швидкодії (РР) (рис.2)	Одноланкова, релейна швидкодія, з незалежним збудженням (РРР) (мал.2)
Регулятор нормальної дії	Одноланкова (НЦ) (рис.2)	Дволанкова (рис.3)
Те саме, з високочастотним збудженням	Одноланкова - ВНВ (рис.2)	
Регулятор сильної дії, широкодіапазонного збудження	Одноланкова, регульована струмом (СНТ) (рис.4)	Триланкова, регульована струмом (СНТ) з незалежним збудженням (рис.4)
Регулятор сильної дії із частотним сигналом збудження	Одноланкова, регульована частотою (СЧ) (рис.4)	Триланкова, регульована частотою (СЧ) (рис.5)

Подібно до способів збудження машинних збудників, для статичного збудження розрізняють системи незалежного збудження та самозбудження [30]. У першому випадку живлення активного перетворювача (П) здійснюється від допоміжного генератора (ВГ) (рис. 2.1,а), у другому — від збудженого головного генератора (Г). При цьому можливі схеми паралельного самозбудження — без послідовних трансформаторів (ПГ) (рис.1,б) і змішаного самозбудження — з ПГ (рис.1,в). Схема збудження впливає на поведінку П у перехідних режимах і має враховуватися під час розрахунків ЕМПП [16]. Тип схеми збудження доцільно зазначати в моделі статичного збудження параметрично.

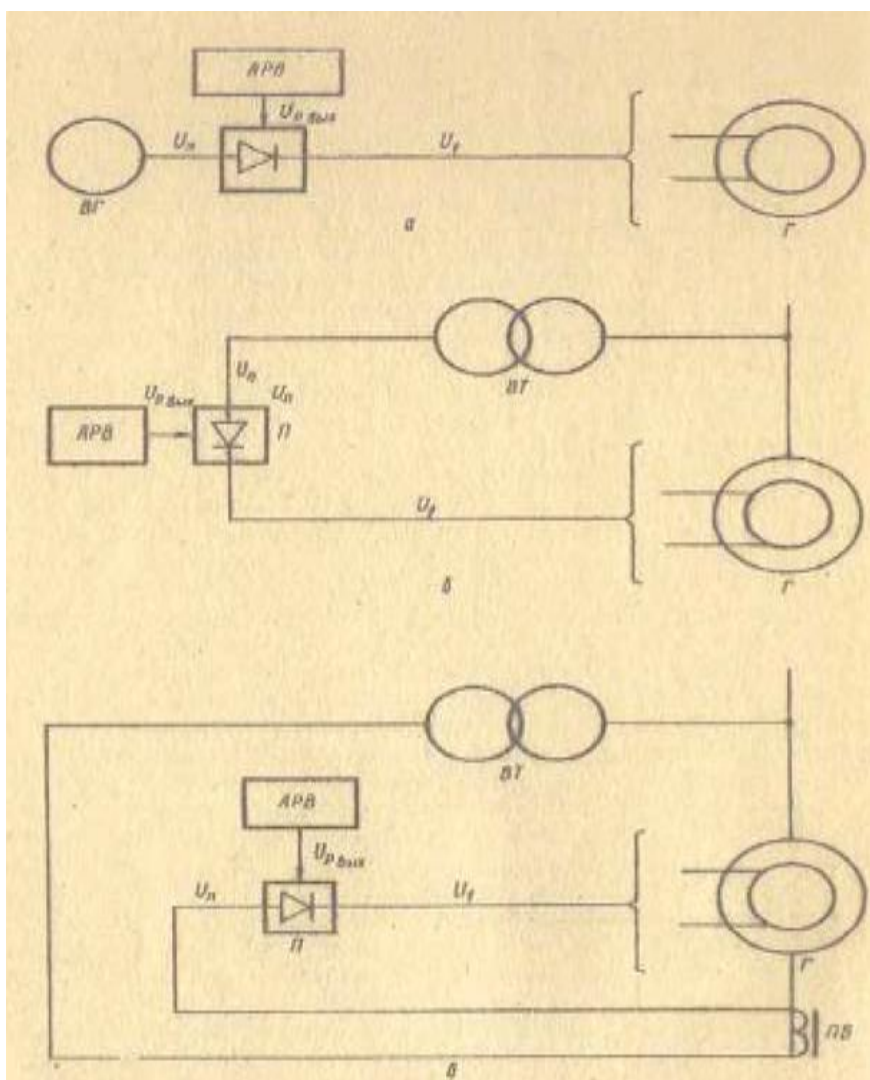


Рис. 2.1

У програмі передбачається, що ознакою схеми незалежного збудження є рівність нулю напруги живлення перетворювача, за якої відбувається зрив самозбудження; нерівність нулю реактивного опору взаємоіндукції послідовного трансформатора означає змішане самозбудження, а в іншому випадку в розрахунку формується модель паралельного самозбудження.

На рис. 2–4 показані схеми АРЗ (автоматичного регулювання збудження). Моделі типу РФ, РФР, НДІ, ВЧВ (рис. 2), НД2 (рис. 3), СДТ, СДЧ (рис. 4). Ці моделі подають електромашинний збудник у вигляді аперіодичної ланки та враховують його насичення наближено — шляхом задання відповідного обмеження експоненційно зростаючої напруги збудження.

Однак необхідність підвищення точності моделювання АРЗ призвела до створення складніших моделей — триланкових (рис. 5, 6), які повніше відображають динамічні характеристики системи АРЗ. У цих моделях додатково враховується еквівалентна ланка зворотного зв'язку, а також ланка чистого запізнення з параметром $T_{рег}/(1+pT_{рег})$ (рис. 6) при визначенні регулятора обмежувальної ланки.

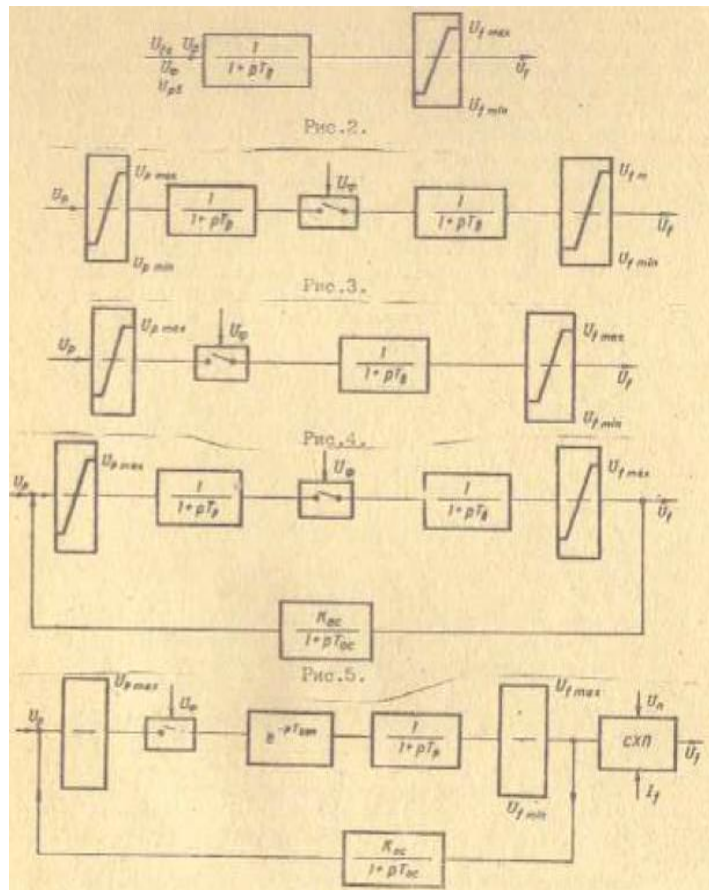


Рис. 2.2-2.5 схеми АРЗ (автоматичного регулювання збудження). Моделі типу РФ, РФР, НДІ, ВЧВ (рис. 2.2), НД2 (рис. 2.3), СДТ, СДЧ (рис. 2.4).

Рівняння дво- та триланкових моделей формуються відповідно до структурних схем; ланка чистого запізнення у розрахунках моделюється алгоритмічно — затримкою вихідного сигналу ланки відносно до вхідного на величину $T_{зд}$.

Для моделі СДС передбачено врахування можливості налаштування на регульовану напругу в проміжній точці підвищувального трансформатора [38].

Чисельне розв’язання рівнянь динаміки енергосистеми

Прийнята модель ЕЕС для розрахунків динамічної стійкості та перехідних процесів передбачає, як зазвичай, нехтування швидкоплинними електромагнітними процесами в електричній мережі та в колах статорів синхронних машин. Таке припущення призводить до того, що динаміка енергетичної системи описується виродженою системою —

$$\frac{dX_1}{dt} =$$

$$F_1(X_1, X_2, t)$$

$$F_2(X_1, X_2) = 0$$

де — вектор інтегрованих змінних, — вектор неінтегрованих змінних. Відповідно, вектор-функція характеризує підсистему змінних, що визначаються чисельним інтегруванням диференціальних рівнянь, а описує квазістаціонарний електричний режим ЕЕС у кожний момент часу t .

Як базовий метод чисельного інтегрування прийнято неявний метод Адамса другого порядку (іноді званий середньоінтервальним методом), який застосовується в програмах розрахунку динамічної стійкості.

Цей метод для рівняння у формі Коші , якщо позначити , має формулу прогнозу за методом Ейлера:

$$y_{n+1}^{(0)} = y_n + h \cdot f_n,$$

а корекції — за методом трапеції:

$$y_{n+1}^{(k)} = y_n + \frac{h}{2} (f_n + f_{n+1}^{(k-1)})$$

Особливістю розрахунку електромеханічного перехідного процесу ЕЕС є те, що його основу становить механічний рух роторів синхронних машин під дією електромагнітного моменту генератора та механічного моменту турбіни, який описується диференціальним рівнянням другого порядку відносно кута ротора.

Стандартні методи чисельного інтегрування вимагають перетворення рівнянь до нормальної форми (форми Коші), тобто до системи рівнянь, розв'язаних відносно перших похідних змінних [40]. Це досягається введенням проміжної змінної — ковзання.

Урахування того, що фактично ми маємо справу з другою похідною кута, дає змогу модифікувати формули прогнозу та корекції для змінних i — основних змінних електромеханічних перехідних процесів.

Враховуючи, що $d\delta/dt = s$, доцільно використовувати квадратичну формулу прогнозу кута δ :

$$\delta_{n+1}^{(0)} = \delta_n + s_n \cdot h + s'_n \cdot h^2/2, \text{ где } s'_n = ds/dt \quad (1)$$

Ціною збереження одного додаткового масиву — прискорення, яке інтегрально відображає вплив на механічний рух усіх інших змінних — можна ще підвищити порядок формул прогнозу й корекції. Припускаючи лінійну екстраполяцію прискорення, отримуємо формули прогнозу:

$$s_{n+1}^{(0)} = s_n + s'_n \cdot h_{n+1} + \frac{s'_n - s'_{n-1}}{h_n} \cdot \frac{h_{n+1}^2}{2}, \quad (2)$$

$$\delta_{n+1}^{(0)} = \delta_n + s_n \cdot h_{n+1} + s'_n \cdot \frac{h_{n+1}^2}{2} + \frac{s'_n - s'_{n-1}}{h_n} \cdot \frac{h_{n+1}^3}{6} \quad (3)$$

Під час розрахунку першого кроку та кроків, що слідують за впливами, які призводять до розривів правих частин, останній доданок у формулах (2) і (3) не використовується.

Формула корекції кута δ набуває вигляду:

$$\delta_{n+1}^{(k)} = \delta_n + s_n \cdot h_{n+1} + s'_n \cdot \frac{h_{n+1}^2}{2} + (s_{n+1}^{(k-1)} - s'_n) \cdot \frac{h_{n+1}^2}{6} \quad (4)$$

Особливості структури диф. рівнянь, що описують електромагнітні процеси в синхронній машині, а також їх АРВ дозволяють застосовувати чисельно-аналітичне рішення як ефективний апарат для інтегрування жорсткої диференціальної системи, в якій швидкості різних процесів можуть відрізнятися на 2 порядку і більше.

Спрощені рівняння Парку-Горьова для синхронної машини, представлені двома контурами – обмоткою збудження по поздовжній осі та еквівалентним демпферним контурам по поперечній осі – за наявності АРВ, що описується аперіодичною ланкою, можуть бути записані в наступній формі:

$$\begin{aligned}\frac{d\Psi_f}{dt} &= \frac{1}{T_{d0}x'_d/x_d} [U_f \frac{x'_d}{x_d} + (1 - \frac{x'_d}{x_d})U_q - \Psi_f] \\ \frac{d\Psi_{1q}}{dt} &= \frac{1}{T_{1q0}x'_q/x_q} [-U_d(1 - \frac{x'_q}{x_q}) - \Psi_{1q}] \\ \frac{dU_t}{dt} &= \frac{1}{T_p} (U_p - U_f)\end{aligned}\quad (5)$$

(позначення загальноприйняті)

Кожне рівняння системи (5) може бути представлене у вигляді, що допускає наближене аналітичне рішення на етапі розрахунку:

$$\frac{dy_{вых}}{dt} = \frac{1}{T} (y_{вх} - y_{вых})$$

Якщо ці рівняння розглядати незалежно кожної змінної, тобто. знехтувати їх взаємними зв'язками, то, припускаючи вхідну величину постійної на кроці, можна записати формулу прогнозу збільшення змінної на кроці:

$$\Delta y_{вых,n+1}^{(0)} = (y_{вх,n} - y_{вых,n})(1 - e^{-\frac{h}{T}}) \quad (6)$$

При корекціях використовується середнє значення вхідної змінної на кроці:

$$\Delta y_{вых,n+1}^{(k)} = \left(\frac{y_{вх,n} + y_{вх,n+1}^{(k-1)}}{2} - y_{вых,n} \right) (1 - e^{-\frac{h}{T}}) \quad (7)$$

Ефективність методу демонструється таким прикладом: у схемі, де T'_{q0} генераторів дорівнювали 0.03 - 0.08с, $T_p = 0,1с$ при збуренні, що викликає асинхронний хід, задовільна точність розрахунку виходить при $h = 0.08с$.

Таким чином, враховуючи, що генератори при розрахунку квазістаціонарного режиму представляються ЕРС, що відповідають електромагнітному стану синхронної машини в даний момент, система рівнянь алгебри в (3.56) записується в наступному вигляді:

$$YU=GE, \quad (8)$$

де Y - квадратна симетрична матриця провідностей електричної мережі, G - діагональна матриця провідностей генераторів, за якими прикладається ЕРС, U - вектор-стовпець напруги у вузлах, E - вектор-стовпець ЕРС генераторів.

Для моделі $E = \text{const}$ ЕРС генератора за опором хг обчислюється в доаварійному режимі і приймається постійною в перехідному процесі.

Для моделі МОДК

$$\dot{E}_2 = (E'_q + jE'_d)e^{j\delta}, \quad \text{де}$$

$$E'_q = \psi_f, \quad E'_d = -\psi_{1q},$$

$x_2 = x'_d$ (тобто без урахування перехідної явнополюсності)

Для моделі М2ДК

$$\dot{E}_2 = (E''_q e^{j\delta}), \quad \text{де}$$

$$E''_q = \frac{[\psi_f(x_{ad} - x_d + x'_{1d}) + \psi_{1d}(x_{ad} - x_d + x'_d)]x_{ad}}{x_{ad}^2 - (x_d - x'_d)(x_d - x'_{1d})},$$

$$E''_d = -\psi_{1q},$$

$x_2 = x''_d = x''_q$ (тобто без урахування надперехідної явнополюсності)

Для синхронних машин (генераторів) у комплексі реалізовані три різні за повнотою та складністю моделі: найпростіша модель динаміки $E = \text{const}$, модель МОДК, що не вимагає завдання параметрів демпферних контурів машини; модель М2ДК, що забезпечує облік двох демпферних контурів - один по поздовжній та один по поперечній осі машини [12,16]. Якщо не задана жодна з цих моделей, а у вузлі є генерація, то ця генерація перераховується за напругою доаварійного режиму статичний шунт постійної провідності і динаміка цього генератора, природно, не враховується.

Модель динаміки системи реалізує завдання використовуваних у конкретному розрахунку моделей динамічних елементів системи у складі МОЖЛИВИХ.

Моделювання генераторів (рис.2.6) дає можливість задати моделі динамічних елементів системи, що використовуються в конкретному розрахунку, з числа МОЖЛИВИХ.

E=const

Генератори													Вузли				
Прим	Имя	N#	Unom	Pnom	cos fi	Tj	Xr	Kdr	Rr	Kрт	Nрт	Mг	Ном...	Имя	U	Pgen	Qgen
	Gen101 ...	101	242...	2000.000000	0.85...	10.8...	0.35...	2.00...	0.00...	1	1	1	101	Gen101 ...	242	1549	965
	Gen1	1	525...	400.000000	0.85...	7.00...	0.27...	2.00...	0.00...	1	1	1	1	Gen1	525	400	43
	Gen3	3	242...	400.000000	0.85...	7.00...	0.27...	2.00...	0.00...	1	1	1	3	Gen3	242	396	197
*	СК7	7	230...	3.200000	0.01...	2.80...	0.44...	2.00...	0.00...	1	1	1	203	Gen203 ...	20	1200	151
	Gen203 ...	203	20.0...	1200.000000	0.85...	6.40...	0.24...	2.00...	0.00...	1	1	1	201	Gen201 ...	20	1200	35
	Gen201 ...	201	20.0...	1200.000000	0.85...	6.40...	0.24...	2.00...	0.00...	1	1	1					

Прим.	Имя	N#	Unom	Pnom	cos fi	Tj	Xr	Kdr	Rr	Kрт	Nрт	Mг	Xq	Xs	Xгг/а	NPC	Pmax	Pmin	Iрот max
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Виконати OK Відміна

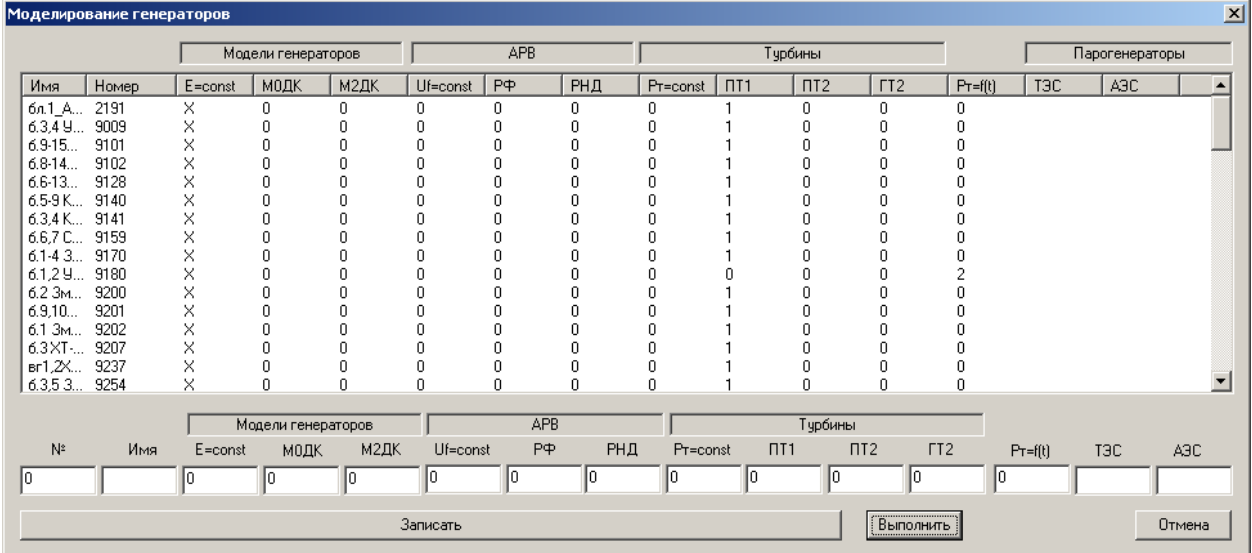
Генератори МОДК, М2ДК

Генератори														Вузли							
Прим.	Назва	N#	Xd	Xq	X'd	Td0	T'q0	Kd0d	KMB	NMB	XdOM	XqOM	X'dO...	X''d	Xs	T'	Ном...	Назва	U	Pgen	Qge
	Gen101 ...	101	0.00...	0.00...	0.00...	8.50...	0.40...	0.00...	2	1	20.2...	20.2...	9.79...	0.25...	0.20...	0.1	101	Gen101 ...	242	1549	965
*	СК7	7	0.00...	0.00...	0.00...	8.50...	0.40...	0.00...	2	1	222...	222...	74.2...	0.25...	0.20...	0.1	1	Gen1	525	400	43
	Gen1	1	0.00...	0.00...	0.00...	6.38...	0.40...	0.00...	2	1	1102...	1102...	161...	0.25...	0.20...	0.1	3	Gen3	242	396	197
	Gen3	3	0.00...	0.00...	0.00...	6.38...	0.40...	0.00...	2	1	234...	234...	34.2...	0.25...	0.20...	0.1	203	Gen203 ...	20	1200	151
	Gen203 ...	203	0.00...	0.00...	0.00...	5.90...	0.40...	0.00...	2	1	0.48...	0.48...	0.07...	0.25...	0.20...	0.1	201	Gen201 ...	20	1200	35
	Gen201 ...	201	0.00...	0.00...	0.00...	5.90...	0.40...	0.00...	2	1	0.48...	0.48...	0.07...	0.25...	0.20...	0.1					

Прим.	N#	Xd	Xq	X'd	Td0	T'q0	Kd0d	KMB	NMB	XdOm	XqOm	X'dOm	X''d	Xs	T'd0	Kd2d
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Записати OK Відміна

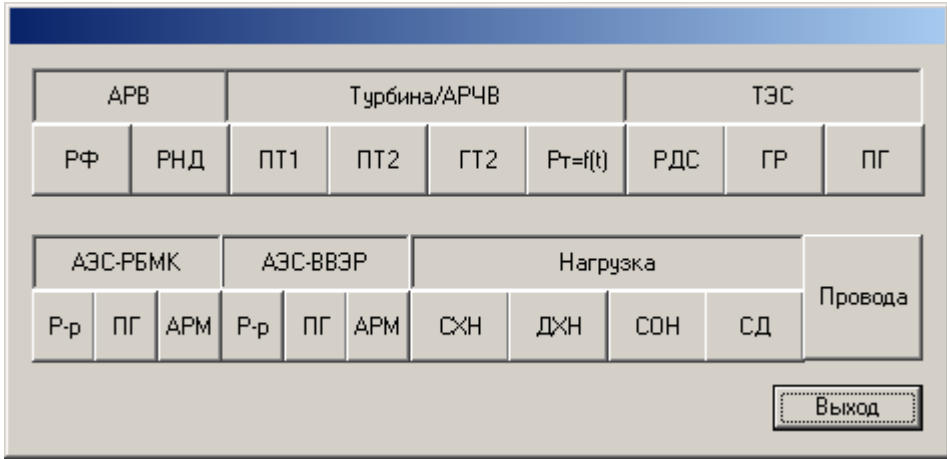
Для моделей генераторів у таблиці має бути задано число $\neq 0$ для однієї із трьох моделей. Для АРВ у разі завдання $U_f = \text{const}$ у цій колонці задається 1, а двох інших 0; якщо потрібно задати РФ чи РНД, то відповідній колонці пишеться номер використовуваного набору параметрів РФ, РНД. Аналогічно потрібно робити для моделей турбін.



Модели генераторов		АРВ			Турбины				Парогенераторы					
Имя	Номер	E=const	МОДК	М2ДК	Uf=const	РФ	РНД	Pt=const	ПТ1	ПТ2	ГТ2	Pt=f(t)	ТЭС	АЭС
бл.1.А...	2191	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.3.4.У...	9009	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.9-15...	9101	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.8-14...	9102	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.6-13...	9128	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.5-9К...	9140	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.3.4К...	9141	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.6.7С...	9159	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.1-4З...	9170	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.1.2У...	9180	X	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2		
б.2Зм...	9200	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.9.10...	9201	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.1Зм...	9202	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.3ХТ...	9207	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
вр1.2Х...	9237	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
б.3.5З...	9254	X	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		

Рис. 2.6. Моделювання генераторів.

«Топологічно незалежна інформація» (рис.2.7) запроваджується та коригується у відповідних таблицях.



АРВ		Турбина/АРЧВ				ТЭС			
РФ	РНД	ПТ1	ПТ2	ГТ2	Pt=f(t)	РДС	ГР	ПГ	
АЭС-РБМК			АЭС-ВВЭР			Нагрузка		Провода	
Р-р	ПГ	АРМ	Р-р	ПГ	АРМ	СХН	ДХН		СОН

Выход

Рис. 2.7. Компоненты меню "Топологічно незалежна інформація".

Системи автоматичного регулювання збудження (АРВ) включають дві моделі: РФ – релейне форсування, РНД – регулятор безперервної дії. Набір

параметрів АРВ забезпечується номером (типом), який здійснюється посилання в описі генераторів М0ДК, М2ДК.

РФ

НРФ	U _ф	T _ф	U1	U2	dt _ф	T _в	U _{fmax}	U _{фрв}	T _{рв}	U3	U4
1	2.00...	0.15...	0.85...	1.05...	0.10...	0.01...	2.00...	0.00...	0.00...	0.00...	0.00...
2	2.00...	0.15...	0.85...	1.05...	0.10...	0.10...	2.00...	1.50...	0.50...	1.15...	1.05...

НРФ	U _ф	T _ф	U1	U2	dt _ф	T _в	U _{fmax}	U _{фрв}	T _{рв}	U3	U4
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

Записать

РБД

НРВ	TВ	UFM...	UFM...	IFM...	СВ	TR	UR...	UR...	НРФ	В	В1	KF	KF1	KIF1	KIF	KI
2	0.16...	2.00...	-2.00...	9.00...	0	0.15...	2.00...	-2.00...	0	-2.50...	-0.28...	0.45...	0.19...	-1.25...	0.00...	0.00...
5	0.16...	2.00...	-2.00...	9.00...	0	0.15...	2.00...	-2.00...	0	-5.00...	-0.56...	0.90...	0.38...	-1.25...	0.00...	0.00...
10	0.16...	2.00...	-2.00...	9.00...	1	0.15...	2.00...	-2.00...	0	-10.0...	-1.00...	2.00...	1.00...	-1.25...	0.00...	0.00...
25	0.00...	2.00...	-2.00...	9.00...	1	0.15...	2.00...	-2.00...	0	-25.0...	-2.80...	4.50...	1.90...	-1.25...	0.00...	0.00...
50	0.16...	2.00...	-2.00...	9.00...	1	0.15...	2.00...	-2.00...	0	-50.0...	-5.10...	1.44...	2.75...	-2.40...	0.00...	0.00...
250	0.16...	2.00...	-2.00...	9.00...	0	0.15...	2.00...	-2.00...	0	-25.0...	-2.80...	0.00...	0.00...	0.00...	0.00...	0.00...
500	0.16...	2.00...	-2.00...	9.00...	0	0.15...	2.00...	-2.00...	0	-50.0...	-5.10...	0.00...	0.00...	0.00...	0.00...	0.00...

НРВ	TВ	UFMAX	UFMIN	IFMAX	СЗ	TR	URMAX	URMIN	НРФ	В	В1	KF	KF1	KIF1	KIF	KI
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

Записать

Для розрахунків динамічної стійкості в базу даних повинна бути завантажена додатково спеціальна інформація про елементи динаміки (генератори та АРВ, турбіни та АРЧВ, навантаження).

Для обліку автоматичних регуляторів частоти обертання (АРЧВ) агрегатів турбіна-генератор у комплексі АВР-84 передбачається три типи моделей:

- найпростіша одноланкова ПТ1,
- дволанкова модель парової турбіни ПТ2,
- Дволанкова модель гідротурбіни ГТ2.

Набір параметрів моделі ПТ1 також має номер (тип) характеристики, яку здійснюється посилання в завданні на моделювання динаміки елементів системи.

Модель ГТ2 є загальноприйнятою у розрахунках динамічної стійкості.

Модель $P_t=f(t)$ передбачає використання заданої шматково-лінійної функції потужності турбіни від часу. Ця функція визначається інтервалами лінійності dt_i і величиною P_{t_i} [о.е.] в кінці інтервалу. Для першої точки апроксимуючої функції потрібно задати t_1 рівним $t_{поч}$ імпульсного розвантаження. При $t > t_n$ де $t_n = t_1 + SGM dt_i$ для всієї характеристики відбувається перехід на динамічну модель АРЧВ, якщо вона була задана для даного генератора.

РОЗДІЛ 3. ВИБІР КОЕФІЦІЄНТІВ РЕГУЛЮВАННЯ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЯТОРА ЗБУДЖЕННЯ ДЛЯ ЗБЕРЕЖЕННЯ КОЛИВАЛЬНОЇ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З КЕРОВАНОЮ ЛІНІЄЮ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Керовані пристрої поздовжньої компенсації (КППК) значно збільшують межу передаваної потужності, а також покращують стійкість електроенергетичної системи [1, 2]. Однак, оскільки керована ЛЕП СВН є не єдиним регульованим елементом, то необхідно дослідити, як застосування УУПК на таких лініях впливає на налаштування інших керованих пристроїв, зокрема АРВ генераторів. Таким чином, необхідно оцінити вплив коефіцієнтів регулювання УУПК на налаштувальні параметри АРВ СД.

3.1. Модель розглянутої електроенергетичної системи.

Дослідження проводилося для найпростішої електроенергетичної системи, що містить керовану ЛЕП СВН (рис. 3.1). Генератори електричної станції з сумарною номінальною потужністю 2400 МВт мають пристрій АРВ СД і з'єднані з системою двоконтурною лінією електропередачі 500 кВ довжиною 1000 км з встановленим посередині УУПК. На виводах УУПК

встановлені керовані шунтуючі реактори (УШР). На рис. 2 представлена схема заміщення досліджуваної системи [4].

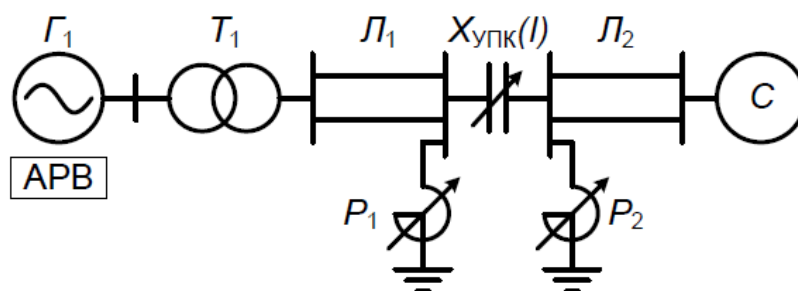


Рис. 3.1. Досліджувана електроенергетична система, що містить керовану ЛЕП СВН

Регулювання в УПК здійснюється шляхом зміни ємнісного опору залежно від струму лінії (що передається по лінії потужності) [4, 5]:

$$X_{\text{УПК}}(I) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - K_2 \cdot I)}$$

де $X_{\text{УПК}}(I)$ – опір регульованого УПК, Ом; I – струм лінії, кА; K_1, K_2 – коефіцієнти регулювання УПК, мкФ і мкФ/кА відповідно.

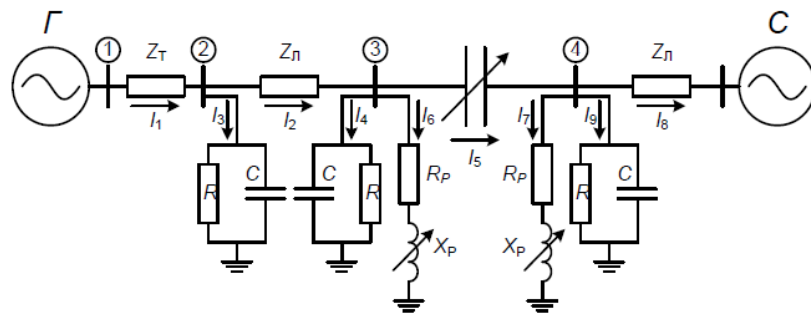


Рис. 3.2. Схема заміщення досліджуваної електроенергетичної системи

Представлений закон регулювання можна реалізувати із застосуванням потужної силової електроніки (технологія TCSC) [6].

Плавне регулювання ШР здійснюється шляхом зміни індуктивного опору залежно від напруги в точці підключення ШР [7]:

$$X_{\text{УШР}}(U) = -K_{\text{УШР}}(U - U_0)$$

де $\Delta X_{\text{УШР}}(U)$ – зміна опору УШР, Ом;

U – напруга в точці підключення УШР, кВ;

U_0 – уставка УШР по напрузі, кВ;

$K_{\text{УШР}}$ – коефіцієнт регулювання УШР, кА-1.

Еквівалентний генератор представлений рівняннями Парка-Горева. Система АРВ представлена наступною функцією, що описує відхилення напруги від уставки, а також першу і другу похідні зміни кута в часі [8]:

$$\Delta E_{qe} = \frac{-K_{OU}(U_{\Gamma} - U_0) + (K_{1АРВ} + pK_{2АРВ})p\Delta\delta}{(1 + pT_e)(1 + pT_p)}$$

де ΔE_{qe} – зміна стаціонарної синхронної ЕРС генератора, кВ; U_{Γ} – напруга на виводах генератора, кВ; U_0 – уставка АРВ по напрузі, кВ; K_{OU} – коефіцієнт регулювання АРВ по відхиленню напруги ротора генератора; $K_{1АРВ}$, $K_{2АРВ}$ – коефіцієнти регулювання АРВ по першій і другій похідних кута ротора генератора кВ/град·с і кВ/град·с² відповідно; p - оператор диференціювання; T_e – постійна час збудника, с; T_p – постійна часу перетворювального пристрою, с.

Модель для представленої системи можна сформулювати у вигляді наступних матричних блоків диференціальних і алгебраїчних рівнянь [4]:

1. Рівняння перехідних процесів синхронного генератора – рівняння Парка-Горева в їх звичайній формі. Для запису рівнянь синхронних машин використовується система координат (d, q), що обертається з частотою ротора даної машини.
2. Диференціальні рівняння електромагнітних перехідних процесів. Для елементів електричної мережі записуються в системі координат синхронного генератора.
3. Алгебраїчні рівняння балансів струмів у вузлах мережі.
4. Рівняння зв'язку генератора з мережею – рівняння перетворення координат у вузлах підключення синхронного генератора.
5. Рівняння взаємного кута ротора генератора і еквівалентної системи.
6. Рівняння для УУПК.

7. Рівняння для УШР.
8. Рівняння для системи АРВ генератора

3.2. Методика побудови областей стійкості.

Для коректного вибору коефіцієнтів регулювання АРВ необхідно побудувати області стійкості для кожного конкретного режиму роботи електроенергетичної системи. У даному дослідженні для побудови використовується модель, що враховує як електромагнітні процеси в обмотках ротора і статора, так і електромеханічний перехідний процес [11]. При фіксації одного з коефіцієнтів (в даному випадку це $K_{2АРВ}$) і зміні другого ($K_{1АРВ}$) проводиться обчислювальний експеримент з визначення у межі у стійкості. Мощність турбіни короткочасно (на 0,1 с) підвищується на 5 % від значення в початковому стаціонарному режимі.

За результату протікання перехідного процесу робиться висновок про стійкість. Для аналізу використовуються залежності кута ротора δ_{12} активної потужності РГ, що видається генератором. На рис. 3, 4 представлені графіки залежностей за таких умов: $K_2 = 2$, $K_{УШР} = 0$, $K_{OU} = 20$, $K_{1АРВ} = 0$, $K_{2АРВ} = 0$, що відповідає наявності в системі АРВ про порціональної дії, роботі УУПК і нерегульованих ШР.

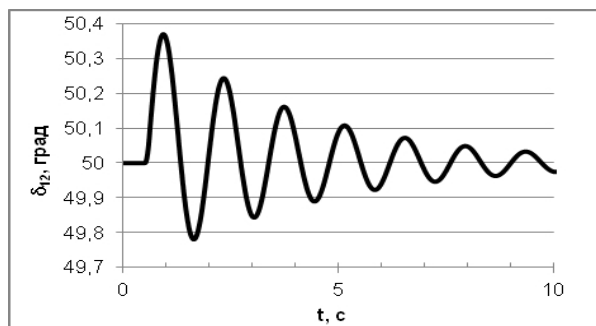


Рис. 3.3. Графік зміни кута ротора δ_{12} у часі при $K_2 = 2$, $K_{УШР} = 0$, $K_{OU} = 20$,

$$K_{1АРВ} = 0, K_{2АРВ} = 0$$

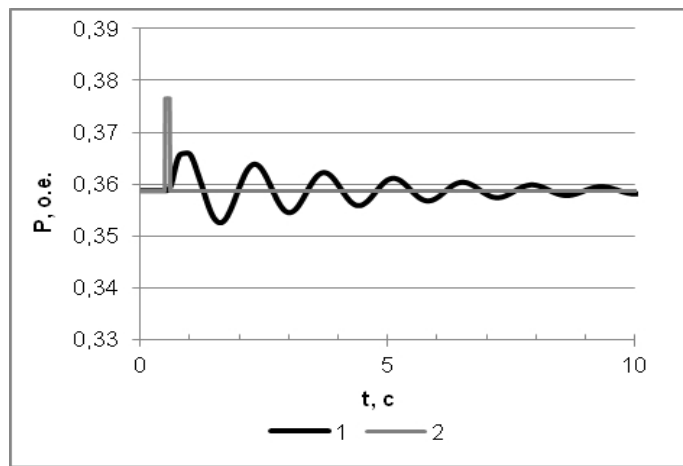


Рис. 3.4. Графік зміни активної потужності РГ (1), що видається генератором, і потужності турбіни РТ (2) у часі при $K_2 = 2$, $K_{УШР} = 0$, $K_{OU} = 20$, $K_{1АРВ} = 0$, $K_{2АРВ} = 0$

На графіках чітко видно стандартний перехідний процес без значного згладжування через відсутність регулювання АРВ за першою та другою похідними кута ротора генератора. На рис. 5, 6 зображено графіки тих самих залежностей при різних значеннях $K_{1АРВ}$.

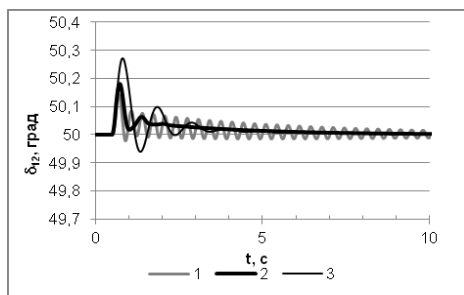


Рис. 3.5. Графік зміни кута ротора δ_{12} у часі:

1 – $K_{OU} = 20$, $K_{1АРВ} = 7,5$, $K_{2АРВ} = 0$;

2 – $K_{OU} = 20$, $K_{1АРВ} = 4$, $K_{2АРВ} = 0$;

3 – $K_{OU} = 20$, $K_{1АРВ} = 1$, $K_{2АРВ} = 0$

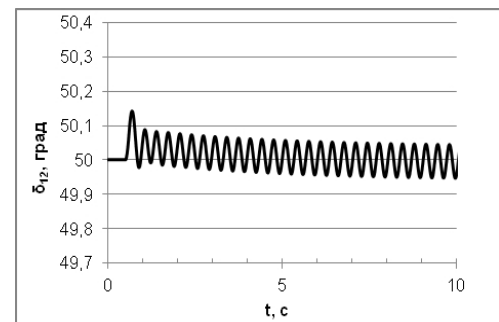


Рис. 3.7. Графік зміни кута ротора δ_{12} у часі при $K_{OU} = 20$, $K_{1АРВ} = 7,69$, $K_{2АРВ} = 0$

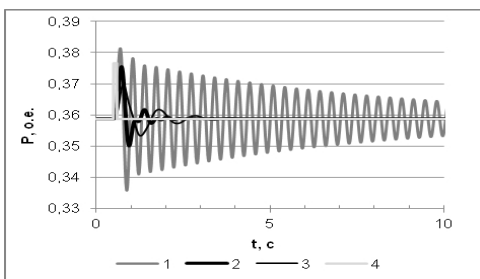


Рис. 3.6. Графік зміни активної потужності РГ (1-3), що видається генератором, і потужності турбіни РТ (4) у часі: 1 – $K_{OU} = 20$

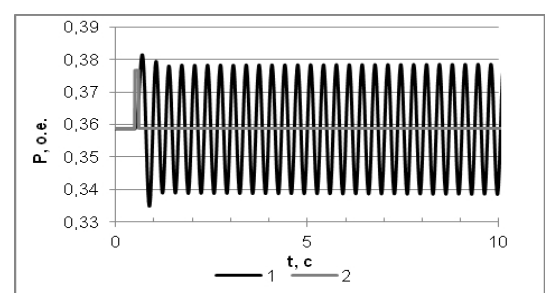


Рис. 3.8. Графік зміни активної потужності РГ (1), що видається генератором, і потужності турбіни РТ (2) у часі при $K_{OU} = 20$, $K_{1АРВ} = 7,69$, $K_{2АРВ} = 0$

Аналізуючи отримані залежності (рис. 3.3– 3.6), можна зробити висновок про те, що збільшення коефіцієнтів регулювання АРВ СД призводить до різних наслідків. На початку спостерігається позитивний ефект на згладжування графіків перехідних процесів, проте існує деяке значення коефіцієнтів, коли має місце перерегулювання і в системі виникають коливання з частотою набагато вищою за ту, що існує в системі без регулювання за похідними кута ротора. Даний ефект свідчить про те, що робоча точка знаходиться на невеликій відстані від межі коливальної стійкості [9].

Графіки на рис. 3.7, 3.8 відповідають межі коливальної стійкості – в системі мають місце незатухаючі коливання кута і потужності.

Таким чином, значення $K1APB = 7,69$ при $K2APB = 0$ вважається межею коливальної стійкості.

Аналогічним чином знайдено точки межі стійкості і при інших значеннях $K2APB$.

3.3 Області стійкості за результатами обчислювального експерименту.

Після проведення обчислювального експерименту для різних значень $K2\delta$ і знаходження для кожного з них відповідної точки межі стійкості можна побудувати область стійкості для розглянутої системи в площині коефіцієнтів регулювання АРВ. На рис. 9 представлені області стійкості при зміні коефіцієнта регулювання УУПК.

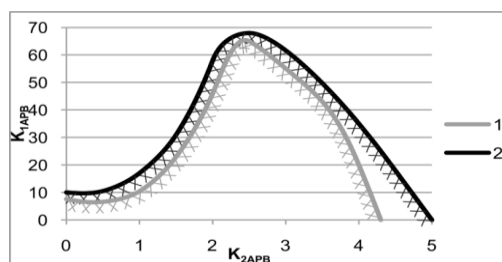


Рис. 3.9. Області коливальної стійкості: 1 – $K0U = 20$, $K2 = 2$, $KУШР = 0$; 2 – $K0U = 20$, $K2 = 0,5$, $KУШР = 0$

Аналіз отриманих залежностей (рис. 9) показує, що зниження коефіцієнта регулювання УУПК збільшує допустимий діапазон вибору коефіцієнтів регулювання АРВ [19]. Даний ефект обумовлений тим, що при зниженні коефіцієнта регулювання УУПК для досягнення режим перерегулювання, тобто втрати коливальної стійкості, необхідний більший регулюючий вплив від АРВ на генераторах при одному і тому ж збуренні.

Спостережуваний ефект, що призводить до саморозгойдування синхронних генераторів еквівалентний негативному демпфі [9].

Для оцінки впливу УШР на показники стійкості побудовано області стійкості за наявності та відсутності їх регулювання (рис.10)

3.4. Аналіз можливості застосування спрощеної моделі для оцінки коливальної стійкості системи.

Проведення обчислювального експерименту пов'язане з досить тривалими розрахунками, оскільки складається з великої кількості послідовних розрахунків перехідного процесу в ЕЕС при різних значеннях коефіцієнтів регулювання. З цієї причини проведено аналіз можливості використання спрощеної моделі ЕЕС для вибору коефіцієнтів регулювання АРВ та оцінки коливальної стійкості. Для цього традиційно використовується метод D-розбиття характеристичного рівняння, складеного за спрощеною математичною моделлю. Данна модель зазвичай враховує електро- механічний перехідний процес, а також електромагнітний перехідний процес в обмотці збудження генератора і закон регулювання АРВ:

$$\begin{cases} T_j p^2 \delta + P_d p \delta = P_T - P_E, \\ T_{do} p E'_q + E_q = E_{qe}, \\ E_{qe} = E_{qo} + \sum_j W'_{pj}(p) \Pi_j \end{cases}$$

де $W_{ПГ}(p)$ – передавальна функція системи збудження та АРВ синхронної машини.

Після запису характеристичного визначника знаходиться характеристичне рівняння наступного виду:

$$D(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_n,$$

де a_0, a_1, \dots, a_n – коефіцієнти характеристичного рівняння; n – порядок характеристичного рівняння.

Коефіцієнти характеристичного рівняння містять в собі часткові похідні параметрів вихідного режиму.

Для найпростіших систем, що не містять поперечних елементів або при мінімальній їх кількості, розрахунок часткових похідних, що входять в характеристичне рівняння, проводиться за аналітичними виразами [10]. Однак у наведеній системі присутня велика кількість нелінійних елементів і поперечних гілок (рис. 2), що призводить до нераціональності і неможливості розрахунку часткових похідних аналітичними методами.

Для вирішення поставленої задачі часткові похідні можна розрахувати тільки чисельним методом – як відношення різниці між параметрами ускладненого усталеного режиму і вихідного:

$$\frac{\partial P}{\partial \delta_{12}} \approx \frac{\Delta P}{\Delta \delta_{12}}$$

Причому обтяження проводиться при «малому» відхиленні від вихідного режиму для мінімізації похибки від такого припущення.

3.5. Математична модель розглянутої електроенергетичної системи з регульованим УПК і пристроєм АРВ генератора.

Спрощена математична модель, використана для отримання області стійкості за коефіцієнтами регулювання АРВ, має такий вигляд [11]:

$$\begin{cases} T_j p^2 \delta + P_d p \delta = P_T - P_E, \\ T_{do} p E'_q + E_q = E_{qe}, \\ I = f(\delta, E_q, X_{уПК}) \\ X_{уПК} = f(I_{уПК}) \\ E_{qe} = E_{qo} + \sum_j W'_{Пj}(p) П_j \end{cases}$$

де – передавальна функція системи збудження та АРВ синхронної машини.

Дана модель складається з рівнянь електромеханічного перехідного процесу в досліджуваній ЕЕС та електромагнітного перехідного процесу в обмотці збудження синхронного генератора, при цьому враховані закони регулювання УУПК та АРВ.

3.6. Визначення часткових похідних для системи з регульованим УПК і пристроєм АРВ.

Після лінеаризації рівнянь складено характеристичний визначник 5 порядку:

$$D(p) = \begin{vmatrix} T_j p^2 + Dp + \frac{\partial P_T}{\partial \delta} & \frac{\partial P_T}{\partial E'_q} & \frac{\partial P_T}{\partial X_{уПК}} & 0 & 0 \\ T_d p \frac{\partial E_q}{\partial \delta} & T_d p \frac{\partial E_q}{\partial E'_q} + 1 & T_d p \frac{\partial E_q}{\partial X_{уПК}} & 0 & -1 \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} & \frac{\partial I}{\partial E'_q} & \frac{\partial I}{\partial X_{уПК}} & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \frac{\partial X_{уПК}}{\partial I} & 0 \\ a & b & c & 0 & -1 \end{vmatrix}$$

$$\text{где } a = \frac{K_{OU} \frac{\partial U_{\Gamma}}{\partial \delta} + (K_{1APB} + K_{2APB} p) p \frac{\partial I_{\Gamma}}{\partial \delta}}{(T_e p + 1) (T_p p + 1)};$$

$$b = \frac{K_{OU} \frac{\partial U_{\Gamma}}{\partial E} + (K_{1APB} + K_{2APB} p) p \frac{\partial I_{\Gamma}}{\partial E}}{(T_e p + 1) (T_p p + 1)};$$

$$c = \frac{K_{OU} \frac{\partial U_{\Gamma}}{\partial X_{УПК}} + (K_{1APB} + K_{2APB} p) p \frac{\partial I_{\Gamma}}{\partial X_{УПК}}}{(T_e p + 1) (T_p p + 1)}.$$

Розкриваючи характеристичний визначник, отримаємо наступне характеристичне рівняння 5 порядку:

$$D(p) = a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5,$$

Де a_0 , a_1 , a_2 , a_3 , a_4 , a_5 – коефіцієнти характеристичного рівняння.

Необхідно визначити значення всіх часткових похідних, що входять у вирази коефіцієнтів характеристичного рівняння (8), крім значення $\frac{\partial X_{УПК}}{\partial I}$, яке безпосередньо включає в себе параметр регулювання УПК К2, що визначає крутизну залежності ХУПК (I). Дану часткову похідну легко знайти за аналітичним виразу з огляду на його простоту. Вираз $\frac{\partial X_{УПК}}{\partial I}$ пов'язано з коефіцієнтом К2 наступним чином

При розгляді конкретного встановленого режиму залежність (9) можна представити у вигляді лінійного виразу (10). Коефіцієнт пропорційності a отримано при підстановці у вираз (9) значень режимних параметрів, що відповідають точці вихідного встановленого режиму:

У даному випадку для побудови кожної з областей стійкості параметр К2 буде фіксованим, тому часткова похідна опору УПК по струму буде приймати кінцеве значення [11]. Пошук приватних похідних здійснювався двома шляхами:

Окреме посилення режиму за кожним аргументом часткових похідних (δ , E_q , ХУПК) і пошук похідних відповідно до приросту ре-тиску;

2) за загальним приростом режиму, тобто з одноразовим невеликим ускладненням режиму за кутом і пошуком усіх приватних похідних.

3.7. Області стійкості для системи з регульованим УПК і пристроєм АРВ за методом ускладнення режиму за одним з параметрів.

Розглянуті параметри регулювання АРВ входять в характеристичне рівняння (8) лінійно. При цьому дане рівняння можна представити в наступному вигляді:

$$D(p) = D_0(p) + K_{1АРВ}D_1(p) + K_{2АРВ}D_2(p) = 0. \quad (11)$$

Межа D-розбиття являє собою відображення уявної осі комплексної площини коренів на площині досліджуваних параметрів, тому для побудови області стійкості приймаємо в рівнянні (11) чисто уявний корінь:

$$p = j\omega; \quad (12)$$

$$D(j\omega) = D_0(j\omega) + K_{1АРВ}D_1(j\omega) + K_{2АРВ}D_2(j\omega) = 0. \quad (13)$$

Таким чином, рівняння (11) розпадається на два рівняння:

$$\left. \begin{aligned} K_{2АРВ} \operatorname{Re}_2(\omega) + K_{1АРВ} \operatorname{Re}_1(\omega) &= -\operatorname{Re}_0(\omega), \\ K_{2АРВ} \operatorname{Im}_2(\omega) + K_{1АРВ} \operatorname{Im}_1(\omega) &= -\operatorname{Im}_0(\omega). \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

Вирішивши систему (14) щодо $K_{1АРВ}$ і $K_{2АРВ}$, отримаємо вирази для розглянутих коефіцієнтів регулювання. При підстановці в них значень ω від ∞ до $+\infty$ отримаємо для кожного значення ω пару значень $K_{1АРВ}$ і $K_{2АРВ}$. За цими точками можна побудувати криву D-розбиття в площині розглянутих коефіцієнтів (рис. 3.10). Крива D-розбиття розбиває площину $K_{2АРВ}$, $K_{1АРВ}$ на області $D(m)$, показані на рис. 11, де m – число нестійких коренів. Щоб з'ясувати, яка з областей $D(m)$ є претендентом на область стійкості, необхідно застосувати правило штрихування.

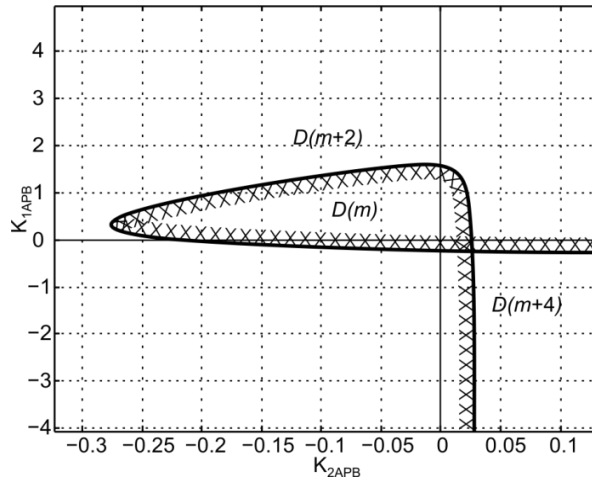


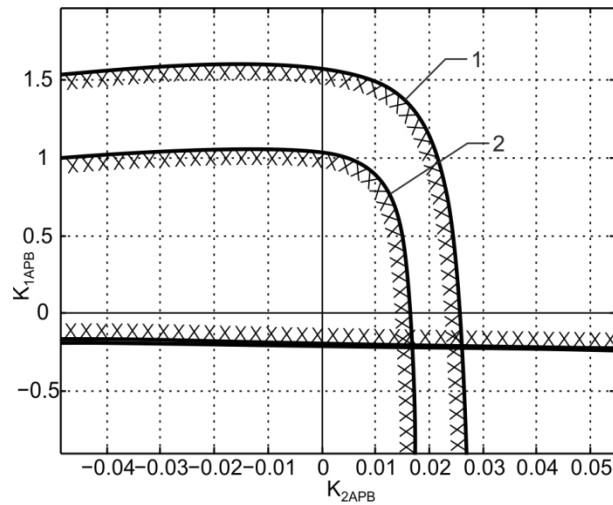
Рис. 3.10. Межа D-розбиття в площині коефіцієнтів регулювання АРВ

З метою перевірки претендента на область стійкості підставимо $K1АРВ$ і $K2АРВ$ з отриманої області в характеристичне рівняння і обчислимо корені. Для $K1АРВ = 1$ і $K2АРВ = 0,01$ отримали наступні корені характеристичного рівняння: $p1 = -156,255$; $p2,3 = -13,465 \pm 61,465i$; $p4,5 = -1,237 \pm 3,594i$.

При $K1АРВ = 1$ і $K2АРВ = 1$ отримали два нестійких кореня з п'яти: $p1 = 9475,87$; $p2 = 14,457$; $p3 = -13,025$; $p4,5 = -0,443 \pm 2,194i$.

Налаштування регульованих пристроїв, що входять до досліджуваної системи, необхідно проводити з урахуванням їх впливу один на одного. Іншими словами, доцільно виявити можливу зміну області ус-відповідності для коефіцієнтів регулювання АРВ при зміні коефіцієнта регулювання УПК. Це можна виконати з (14) за допомогою методу D-розбиття за трьома параметрами [10]: для кожного, що цікавить значення коефіцієнта регулювання УПК потрібно виконати побудову області стійкості в координатах коефіцієнтів регулювання АРВ. Таким чином, суть методу D-розбиття за трьома параметрами зводиться до декількох послідовних розрахунків за методом D-розбиття за двома параметрами. При цьому області стійкості будуються або в одній площині (рис. 12), або у вигляді тривимірної фігури (рис. 13).

Слід зазначити, що при збільшенні коефіцієнта регулювання УПК



область можливих значень коефіцієнтів регулювання АРВ звужується.

Рис. 3.11 Межа D-розбиття в координатах коефіцієнтів регулювання АРВ:

1 – $K_2 = 0$; 2 – $K_2 = 10$

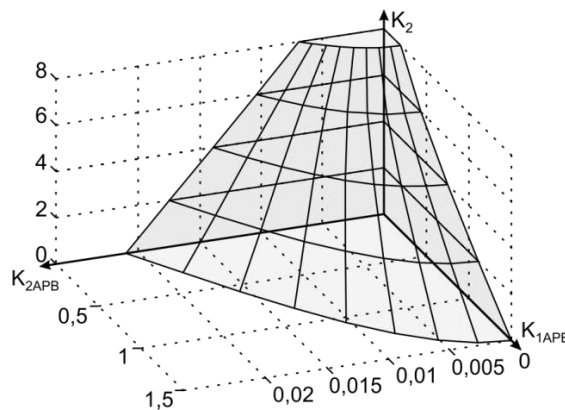


Рис. 3.12 Область стійкості в координатах коефіцієнтів регулювання УПК і АРВ

3.8. Области стійкості для системи з регульованим УПК і пристроєм АРВ за методом загального приросту режиму. Використовуючи приватні похідні, за методом загального приросту режиму побудовано межу D-розбиття в координатах $K_{1АРВ}$, $K_{2АРВ}$ (рис. 14).

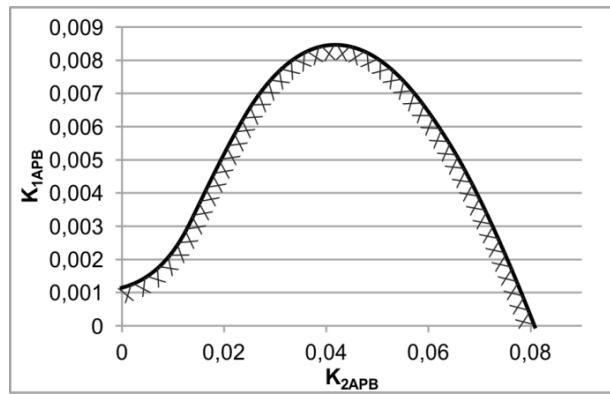
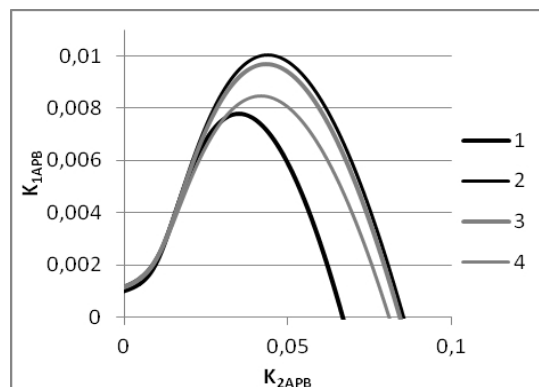


Рис. 3.13 Межа D-розбиття при використанні методу загального приросту режиму

Досліджено вплив коефіцієнта підсилення K_{OU} АРВ СД генератора. Дослідження проводилися для значень коефіцієнта підсилення в 20, 40, 50, 300 одиниць. При $K_{OU} = 20$ отримали найменшу область стійкості, при $K_{OU} = 40$ – найбільшу (рис. 15, тут і далі штрихування області не проводиться для більш наочного представлення виду областей; прийнято, що напрямок штрихування відповідає штрихуванню на рис. 14).

Проведено дослідження впливу коефіцієнта K_2 на область стійкості (рис. 16). Встановлено, що при зменшенні K_2 межі зміни коефіцієнтів АРВ СД збільшуються. Це пояснюється тим, що збільшення K_2 призводить до більш швидкої зміни опору УУПК і, відповідно, більш швидкого виходу на режим



перекомпенсації, що веде за собою скорочення області.

Рис. 3.14 Межа D-розбиття при зміні коефіцієнта підсилення РВ: 1 – $K_{OU} = 20$; 2 – $K_{OU} = 40$; 3 – $K_{OU} = 50$; 4 – $K_{OU} = 200$

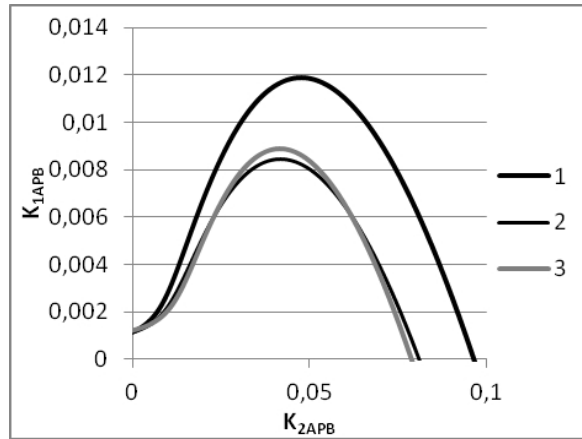
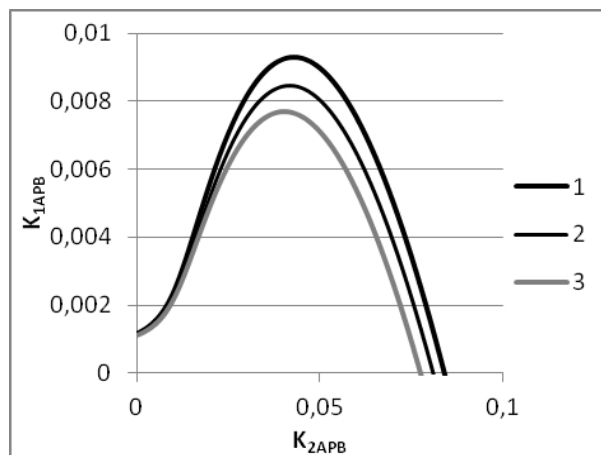


Рис. 3.15 Межа D-розбиття при зміні коефіцієнта регулювання K_2 УУПК: 1 – $K_2 = 1$; 2 – $K_2 = 2$; 3 – $K_2 = 3$

Подальші дослідження проведені для аналізу впливу зміни значення опору пристрою УПК (початкового ступеня компенсації індуктивного опору лінії) на поведінку меж області (рис. 17). Зменшення значення опору УУПК призводить до збільшення області стійкості. Це відбувається через те, що при зменшенні опору УУПК знижується ступінь компенсації, збільшується опір



зв'язку між генератором і системою, тому потрібний більший регулюючий вплив АРВ генератора для підтримки необхідного рівня напруги на виводах генератора.

Рис. 3.16 Межа D-розбиття при зміні ступеня компенсації лінії:

1 – $X_{УПК} = 1,3$; 2 – $X_{УПК} = 1,6$; 3 – $X_{УПК} = 1,8$

Аналіз результатів проведених досліджень дозволяє зробити ряд важливих висновків:

Запропонована методика спільного отримання можливих настроювальних параметрів регулювання УПК і АРВ дозволяє вибирати коефіцієнти, що позитивно впливають на стійкість досліджуваної ЕЕС при здійсненні регулювання за допомогою цих пристроїв. Підбір коефіцієнтів дозволяє збільшити межу передаваної потужності, поліпшити аперіодичну статичну і динамічну стійкість, а також відійти від коливальної нестійкості ЕЕС, обумовленої специфікою закону регулювання УПК.

Певні діапазони зміни параметрів регулювання УПК і АРВ для вихідного робочого режиму і при збільшенні регулюючого впливу з боку УПК свідчать про зменшення зазначеного діапазону для параметрів регулювання АРВ.

Наведені результати показують, що застосування спрощеної моделі для аналізу коливальної стійкості дає велику розбіжність з обчислювальним експериментом, що використовує більш детальний математичний опис. Таким чином, застосування спрощеної моделі для аналізу коливальної стійкості в уже існуючій електроенергетичній системі недоцільне.

Існуюча розбіжність обумовлена тим, що в досліджуваній системі присутня велика кількість нелінійних елементів (УУПК, АРВ, синхронний генератор), а спрощена модель не враховує електромагнітні перехідні процеси в елементах ЕЕС.

Коефіцієнти регулювання АРВ, обрані при використанні спрощеної моделі, входять в область стійкості, отриману при більш детальному математичному описі. Відповідно, для вибору коефіцієнтів регулювання застосування спрощеної моделі є допустимим. Для більш точного виявлення межі стійкості необхідно використання більш повної математичної моделі.

3.9. Smart-моніторинг електроенергетичних систем.

Глобальна трансформація енергетики, що передбачає відмову від систем, заснованих на використанні викопних палив, на користь низьковуглецевих та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), відома як енергетичний перехід. Вона характеризується трьома ключовими напрямками, відомими як концепція «3D»: декарбонізацією, яка полягає у формуванні вуглецево-нейтральної енергетики; децентралізацією, спрямованою на розвиток розподілених енергетичних систем; а також диджиталізацією (цифровізацією), що передбачає широке впровадження цифрових технологій в енергетичну галузь [1]. Науково-інноваційним підґрунтям цього переходу на початку XXI століття стала концепція Smart Grid [2, 3], а також Архітектурна модель Smart Grid (Smart Grid Architecture Model, SGAM), розроблена Національним інститутом стандартів і технологій США (NIST), яка визначає функціональні зони, домени та рівні взаємодії в інтелектуальних електроенергетичних системах [4].

На сучасному етапі розвиток електроенергетики характеризується активною інтеграцією диспетчеризованих і недиспетчеризованих відновлюваних джерел енергії в енергосистему, широким упровадженням систем накопичення електроенергії, електромобілів, а також механізмів керування попитом з боку споживачів, які трансформуються в активних учасників енергетичного ринку. Це зумовлює тісне поєднання на системному рівні змін у підходах до виробництва, розподілу та споживання електричної енергії з процесами цифрової трансформації [5, 6].

Синергія технологій Інтернету речей (IoT) з розподіленими енергетичними системами сприяла формуванню концепції Інтернету енергії (Internet of Energy, IoE), яка є якісно новим етапом розвитку систем керування генерацією, передачею та споживанням енергії. Вона забезпечує балансування енергетичних потоків шляхом створення оцифрованої, динамічної та гнучкої енергетичної системи [7–9]. По суті, IoE реалізується як система систем (System of Systems, SoS), архітектура якої базується на інтеграції трьох взаємопов'язаних підсистем: системи формування, контролю виконання та

фінансових розрахунків смарт-контрактів у межах концепції Transactive Energy (TE); системи міжмашинної взаємодії та обміну керуючими впливами між енергетичними комірками й обладнанням на основі IoT; а також системи режимного керування, підтримання балансу потужності та забезпечення статичної й динамічної стійкості енергосистеми Neural Grid (NG) [8].

Інтелектуальне керування двонапрямленими потоками електричної енергії в межах ІоЕ реалізується через однорангові енергетичні транзакції між її користувачами. При цьому енергетична транзакція розглядається як акт взаємодії двох або більше суб'єктів мікроенергосистеми (Microgrid), зокрема енергетичних комірок [7, 8]. Така взаємодія здійснюється на основі трирівневої структури енергоінформаційного обміну, яка включає економічний (фінансово-договірний), інформаційно-керуючий та фізичний (електричний) рівні [7, 8].

Перспективним напрямом реалізації концепції ІоЕ є розроблення цифрових хмарних енергетичних платформ, у межах яких задачі системної оптимізації енергетичних процесів і інформаційної взаємодії переносяться до хмарного середовища з використанням паралельних обчислень та методів штучного інтелекту [7]. Як інноваційний підхід до формування нової архітектури енергетичних систем запропоновано концепцію Energy Cloud, що орієнтована на створення доданої вартості для бізнесу завдяки використанню революційних енергетичних платформ [11].

Поєднання фізичного енергетичного обладнання й активів, програмного забезпечення, продуктів і сервісів, а також мережевих учасників дозволило виокремити основні складові платформи Energy Cloud, до яких належать Integrated DER, Building2Grid, Transportation2Grid, Internet of Energy, Transactive Energy, Neural Grid та Smart Cities. Зазначені компоненти формуються в результаті конвергенції сучасних проривних технологій і створюють передумови для впровадження нових бізнес-моделей, орієнтованих на багатосторонній обмін цінностями.

З метою підвищення ефективності керування потужністю розподільних мереж та оптимізації використання наявної мережевої інфраструктури запропоновано концепцію платформи «оркестрування електромережі» (Grid Orchestration). Вона передбачає активну диспетчеризацію локальних енергетичних ресурсів — від зарядних станцій для електромобілів та інтелектуальних термостатів до акумуляторних систем на підстанціях і промислових навантажень [12, 13]. Така платформа інтегрує в єдиному інтерфейсі чотири ключові функціональні можливості: моніторинг стану електромережі, прогнозування, керування розподіленими енергетичними ресурсами (PER) та аналітичну підтримку планування [12–14].

Використання широкого спектра технологій IoT, а також їх подальший розвиток у контексті оцінювання двонапрямлених потоків енергоінформаційної взаємодії в ІоЕ в межах нової архітектури енергетичних систем зумовлює необхідність удосконалення теорії моніторингу в енергетиці. Зокрема, це стосується формування моніторингових процедур з розширеним функціональним наповненням [7, 8, 11, 13, 15, 16]. Такий моніторинг має охоплювати не лише технологічні, а й бізнес-процеси, а також враховувати властивості емерджентності складних систем, коли характеристики всієї системи не зводяться до суми властивостей її окремих компонентів. Особливо актуальним це є під час реалізації завдань енергетичної трансформації відповідно до сучасних концепцій Smart Grid, ІоЕ та Energy Cloud на регіональному, децентралізованому рівні, зокрема в локальних системах енергозабезпечення середньої та низької напруги, де задачі моніторингу й керування мають максимально враховувати специфіку побудови та функціонування таких систем [7, 9–11, 17].

Основу процесів моніторингу становлять інформаційні процедури, за допомогою яких формується кількісна або якісна, зокрема лексикографічна, інформація щодо характеристик об'єкта моніторингу та його поточного стану. Оброблення такої інформації охоплює сукупність операцій зі збирання,

введення, фіксації, перетворення, зчитування, зберігання та реєстрації даних і потребує подальшого розвитку з урахуванням взаємозв'язку між категоріями кількості та якості, а також можливостей їх взаємних перетворень [23].

До ключових завдань традиційного моніторингу належать безперервне спостереження за станом об'єкта, його оцінювання та прогнозування, визначення рівня впливу зовнішніх і внутрішніх факторів на процеси функціонування, а також ідентифікація джерел і чинників такого впливу [23]. При цьому єдність, взаємозв'язок і взаємозалежність кількісних та якісних характеристик узагальнюються в категорії міри. Залежно від цілей і інформаційних потреб споживачів результатів моніторингу виділяють чотири основні варіанти реалізації базових моніторингових процедур і відповідних управлінських рішень [5, 21–23].

У першому випадку моніторингова інформація повинна надаватися негайно безпосередньо на об'єкті моніторингу для оперативної передачі до немоніторингових інформаційних систем і швидкого виконання необхідних дій. Другий варіант передбачає використання моніторингових даних людиною — оператором, диспетчером, черговим персоналом або керівником — для прийняття рішень у реальному часі. Третій випадок характеризується потребою у відкладеному в часі використанні отриманої інформації як на місці її формування, так і в іншому пункті. Четвертий варіант полягає в передачі моніторингової інформації до віддаленого місця для негайного або відкладеного використання.

Особливості моніторингу в електроенергетиці, порівняно з іншими галузями, зумовлені специфікою та різноманіттям фізичних процесів, безперервністю основного технологічного циклу, а також необхідністю постійного забезпечення балансу між виробництвом і споживанням електричної енергії [23, 24]. У зв'язку з цим основні завдання традиційного моніторингу в електроенергетиці можна сформулювати таким чином:

- оперативне, у режимі on-line, забезпечення інформацією систем автоматичного керування, зокрема автоматичного регулювання, автоматики, релейного захисту та систем стеження, з мінімальними часовими затримками;
- оперативне, у режимі on-line, інформаційне забезпечення автоматизованого та ручного оперативно-диспетчерського керування;
- накопичення вимірювальних і розрахункових даних, формування баз даних, баз знань та архівів;
- виконання ретроспективного аналізу (визначення тенденцій, напрямів і оцінка розвитку процесів) та поточного аналізу (спостереження, контроль, діагностика, розпізнавання станів) з оцінюванням стану об'єктів моніторингу;
- організація передачі та обміну моніторинговою інформацією між об'єктами і суб'єктами ієрархічної структури, залученими до технологічних процесів електроенергетики.

Як приклад застосування моніторингу в енергетичній галузі можна розглядати моніторинг споживання енергетичних ресурсів, або енергомоніторинг, який являє собою сукупність організаційних і технічних заходів, спрямованих на збирання даних про рівні енергоспоживання об'єктів, формування відповідних баз даних та їх подальше опрацювання з метою виявлення відхилень від установлених або очікуваних режимів споживання [24].

До основних переваг енергомоніторингу належать можливості автоматизованого та раннього оповіщення про виникнення нестандартних або аварійних режимів споживання енергії з передаванням повідомлень відповідальним особам через різні канали зв'язку (SMS, електронну пошту тощо). Важливою перевагою є також автоматичне визначення потенціалу зниження енергоспоживання завдяки використанню аналітичних інструментів, зокрема механізмів аналізу пікових навантажень електроенергії. Крім того,

енергомоніторинг забезпечує динамічну оцінку ефективності експлуатації окремих будівель, груп будівель або функціональних зон, а також дає змогу встановлювати й здійснювати регулярний контроль ключових показників ефективності та цільових індикаторів у сфері енергоефективності й сталого розвитку.

Відповідно до вимог міжнародного стандарту ISO 50001, енергетичний моніторинг є одним із базових інструментів системи енергетичного менеджменту та призначений для систематичного контролю процесів споживання енергетичних ресурсів.

Моніторинг централізованих енергосистем. Реалізація принципу інтегральної організації моніторингу в умовах традиційної (централізованої) електроенергетики передбачає формування єдиного інформаційного поля на рівні окремих електроенергетичних об'єктів моніторингу, а також створення уніфікованого інформаційного простору в межах об'єднаних або національних енергосистем, а в окремих випадках — міждержавних енергетичних об'єднань, що відповідає концепції глобального моніторингу [23, 25]. При цьому інформація трактується як результат упорядкованого опрацювання та взаємного зв'язування даних, які формують змістове навантаження та значення відповідно до стандарту ISO 5127:2017.

Ефективність використання інформації визначається сукупністю показників її якості, до основних з яких належать:

– точність, що характеризує ступінь відповідності інформації реальному стану об'єкта, процесу або явища;

– актуальність, яка відображає рівень збереження цінності інформації на момент її застосування та є особливо важливою для даних, що змінюються в часі;

– достовірність, яка визначається здатністю інформації адекватно відображати реальні об'єкти з необхідною точністю; кількісною мірою цього показника може слугувати довірна ймовірність досягнення заданого рівня точності;

– доступність, що характеризує можливість сприйняття інформації користувачем і забезпечується реалізацією відповідних процедур її отримання та подання.

Далі наведено характеристики процедур одного з найбільш поширених і добре відпрацьованих видів моніторингу в електроенергетиці [23, 25, 26].

Моніторинг зі спостереженням стану. Базові процедури моніторингу.

Підрахунок. Полягає у виконанні операцій лічби первинної інформації, що характеризує перебіг технологічних процесів в електроенергетиці.

Вимірювання. Забезпечує отримання кількісної первинної інформації про технологічні процеси шляхом прямого вимірювання, тобто визначення значення фізичної величини без перетворення її роду.

Моніторинг зі спостереженням та оцінюванням стану. Цей вид моніторингу охоплює три базові процедури — контроль, діагностування та розпізнавання образів. На відміну від процедур моніторингу зі спостереженням стану, вони формують переважно якісну інформацію про об'єкт.

Базові процедури моніторингу.

- **Контроль.** Ґрунтується на елементарному вимірюванні з двозначною шкалою оцінювання та передбачає отримання якісної інформації у вигляді одного біту. У межах процедури контролю здійснюється перевірка відповідності значень контрольованих параметрів установленим нормам або фіксується їх вихід за допустимі межі.

- **Діагностування.** Передбачає формування й оцінювання діагностичної інформації з використанням відповідних моделей та алгоритмів прийняття рішень з метою підвищення надійності та продовження ресурсу електроенергетичних систем. У результаті визначаються значення параметрів, що характеризують технічний стан системи.

- **Розпізнавання образів.** Реалізується шляхом класифікації об'єктів із застосуванням методів кластерного аналізу. Ця процедура не охоплює комерційний облік електричної енергії, оскільки останній має економічне, а не технологічне призначення.

Системні процедури моніторингу

- **Індикація.** Полягає у відображенні визначеної інформації на фізичних засобах відображення та забезпечує спостереження, фіксацію, контроль, характеристику й оцінювання стану та етапів розвитку процесів і об'єктів з метою встановлення та контролю їх залежностей від зміни умов у часі.

- **Реєстрація.** Передбачає запис і фіксацію фактів або подій з метою їх обліку та надання їм офіційного статусу.

- **Передача інформації.** Забезпечує переміщення визначеного обсягу інформації у просторі або організацію фізичного доступу суб'єктів до інформаційних ресурсів.

Вагомою проблемою впровадження запропонованих підходів до моніторингу в електроенергетиці залишається їх технічна реалізація, зокрема забезпечення функції оперативного та локального надання моніторингової інформації немоніторинговим системам. При цьому кінцевою метою розширеного моніторингу завжди є формування об'єктивної оцінки стану об'єкта спостереження. Фактично встановлено, що моніторинг доцільно розглядати не лише як процес збору даних, а як поєднання безперервного

спостереження та оцінювання стану об'єкта моніторингу, як з позицій цільового призначення, так і з погляду технічної реалізації.

На сучасному етапі система глобального моніторингу Wide Area Monitoring/Measurement System (WAMS) являє собою інтегрований комплекс технічних і програмних засобів, призначених для відстеження стану централізованих енергосистем і реалізації функцій моніторингу та оцінювання на основі синхронізованих векторних вимірювань, що виконуються за допомогою приладів Phasor Measurement Unit (PMU). Система WAMS здатна функціонувати на значних територіях, забезпечуючи охоплення електроенергетичної системи в цілому та підтримку задач системного аналізу і керування [25].

Переваги застосування систем WAMS у централізованих енергосистемах полягають у наступному:

- забезпеченні безперервного моніторингу та контролю стану електричних мереж у режимі реального часу;
- синхронізації та архівуванні вимірювальних даних, що дає змогу обмінюватися інформацією між окремими регіонами електроенергетичної системи у разі її територіального поділу завдяки використанню приладів PMU;
- доступності повного обсягу інформації щодо параметрів режиму роботи (струмів, напруг, фазових кутів, активної та реактивної потужності), а також характеристик мережі, зокрема рівнів навантаження;
- можливості відстеження динамічних процесів у масштабі всієї енергосистеми та завчасного виявлення і запобігання небажаним порушенням її стійкої роботи;

– використанні окремими підстанціями результатів розрахунку рівнів пульсацій високої напруги для підвищення надійності експлуатації обладнання.

Сучасні системи WAMS фактично слід розглядати не лише як засіб моніторингу, а й як інструмент керування та контролю динамічних режимів електричних мереж високої напруги, що реалізується в режимі реального часу завдяки використанню глобальних систем позиціювання (GPS). Такі системи забезпечують можливість прогнозування подальшої поведінки енергетичних систем на основі аналізу синхронізованих даних про частоту, напругу та струми, що сприяє підвищенню рівня надійності й стійкості їх функціонування [27].

Загострення проблеми перевантаження електричних мереж, а також зростання кількості системних збоїв і аварій зумовили необхідність подальшого вдосконалення електроенергетичних систем шляхом упровадження концепції глобального моніторингу, захисту та керування — Wide Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC) [28]. Концепція WAMPAC передбачає використання інформації загальносистемного рівня та передавання відібраних локальних даних до віддалених центрів обробки з метою запобігання поширенню значних збурень і аварійних процесів у енергосистемі.

Очікується, що подальший розвиток і впровадження систем WAMS сприятиме зменшенню кількості масштабних аварійних відключень електроенергії та загальному підвищенню надійності й безпеки процесів виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, особливо в мережах з високим рівнем експлуатаційної невизначеності. Важливою складовою та технологічною основою реалізації WAMPAC є технологія синхронізованих вимірювань (Synchronized Measurement Technology, SMT).

Інтегрована система WAMPAC, що функціонує в режимі реального часу, має ієрархічну структуру та включає чотири основні рівні [28].

Рівень 1: Локальний моніторинг, захист і керування (автоматизація підстанцій, локальне керування генерацією).

Рівень 2: Регіональний моніторинг і керування (локальне балансування навантаження, локальна комутація мереж, використання систем SCADA).

Рівень 3: Управління енергетичною системою, зональний контроль (оцінка стану мережі, оцінка безпеки, регулювання з урахуванням обмежень безпеки).

Рівень 4: Глобальний моніторинг, захист і керування — на основі синхронізованих векторних вимірювань (широкомасштабне балансування генерації, підтримання адекватного рівня напруги, корегувальні дії, аварійне скидання навантаження за частотою, демпфування коливань, скоординований адаптивний захист; динамічне налаштування локальних засобів захисту та використання даних синхронізованих векторних вимірювань). Сучасні методи моніторингу електроенергетичних систем базуються на інтеграції силової частини мережі з платформою моніторингу, використовуючи переваги хмарних технологій [29]. Відповідно до визначення NIST, хмарні обчислення (Cloud Computing) являють собою модель, що забезпечує зручний доступ через мережу до спільного набору налаштованих обчислювальних ресурсів (комунікаційних мереж, серверів, сховищ даних, програмного забезпечення та сервісів). Ці ресурси можуть швидко розподілятися чи виділятися із мінімальними зусиллями з управління чи взаємодії зі сторони постачальника.

Дані, отримані під час вимірювання, передаються безпосередньо до хмарного середовища. Хмарні технології пропонують ефективні й зручні рішення для управління послугами, пов'язаними з Інтернетом речей (IoT), а також забезпечують інструменти для аналізу отриманих даних.

Одним із прикладів успішної реалізації системи WAMS в Україні є система моніторингу перехідних процесів «Регіна-Ч» [30]. Вона виконує такі функції:

- реєстрацію миттєвих значень напруг і струмів під час перехідних процесів;
- вимірювання параметрів змінного струму, таких як сила струму, напруга, потужність, фаза та частота;
- зберігання отриманих результатів у пам'яті;
- програмну обробку даних вимірювань із подальшим представленням у вигляді цифрових масивів та текстових звітів;
- передачу обробленої інформації на вищі управлінські рівні з прив'язкою до сигналів точного часу, отриманих через GPS-приймач.

Переваги інтелектуальних електромереж, які стають досяжними завдяки моніторингу, оперативному спостереженню й оцінці стану системи, можна узагальнити наступним чином [30, 31]:

- Укріплення ключової ролі диспетчерського контролю та збору даних у функціонуванні електромережі.
- Проведення технічного обслуговування виключно за потреби та своєчасно, що сприятиме зменшенню витрат на обслуговування та забезпеченню високої надійності системи.
- Збільшення терміну експлуатації електротехнічного обладнання, що дозволяє покращити показники повернення інвестицій (ROI).

- Розроблення інноваційних підходів до формування профілів навантаження.

- Виконання онлайн-діагностики для виявлення характеристик, пов'язаних із швидкими механізмами виходу обладнання з ладу.

- Проведення оцінки індексу стану ("здоров'я") та визначення залишкового терміну експлуатації обладнання.

У процесі забезпечується виконання таких завдань:

- отримання достовірної актуальної інформації та її впорядкування;

- розпізнавання образів різної фізичної природи, зокрема електрофізичних процесів (сонячні електростанції), механічних характеристик (вітрові електростанції) та температурних показників енергетичних накопичувачів, які мають різні вимоги;

- аналіз ретроспективних і поточних даних із формуванням прогнозних сценаріїв;

- підвищення ефективності управління технологічними й бізнес-процесами;

- моніторинг та діагностика стану обладнання як у нормальних, так і в аварійних режимах із попередженням розвитку аварійних ситуацій;

- спостереження в системах енергоменеджменту.

У сучасних електроенергетичних системах розподілена система управління енергетичними ресурсами (Distributed Energy Resource Management System, DERMS) виконує функцію інтеграції з основною енергосистемою та взаємодії з іншими системами, такими як система управління розподілом електроенергії (Distribution Management System, DMS), вдосконалена система

управління розподілом електроенергії (Advanced Distribution Management System, ADMS) або система управління попитом (Demand Response Management System, DRMS), які можуть належати як енергетичним компаніям, так і споживачам. DRMS, DMS, ADMS та сам DERMS є наслідком розвитку систем управління енергетичними ресурсами (Energy Resource Management Systems, EMS).

Функціонування усіх цих систем неможливе без розширених можливостей моніторингу, особливо в умовах стрімкого розповсюдження розподілених енергетичних ресурсів (Distributed Energy Resources, DER). У цьому контексті вдосконалена система DERMS повинна виконувати ряд ключових завдань, таких як моніторинг роботи генераторів, ліній електропередачі, накопичувачів енергії та навантажень, здійснюваний через систему розумного моніторингу (Energy Smart Monitor), а також оцінку витрат первинного палива та формування вартості виробленої або спожитої електроенергії.

На рівні EMS, DMS, DEMS, ADMS та DERMS виникає необхідність модернізації системи WAMS (Wide Area Monitoring System) для розширення її функціональних можливостей, які б охоплювали різноманітність існуючих систем та сфер їх впровадження. Нові вимоги до моніторингу зосереджуються на використанні більш якісної та точної інформації, її систематизації і глибшому аналізі. Важливим є переосмислення процесу контролю як невід'ємної частини управління, адаптація метрик для оцінки параметрів процесів, а також подальша деталізація процедур розпізнавання закономірностей з акцентом на оцінці ефективності та результативності системи.

Сучасний моніторинг в електроенергетиці має перейти на новий рівень розвитку і стати справді інтелектуальним. Запровадження Smart-моніторингу

передбачає гнучкість, адаптивність та здатність генерувати точну й корисну аналітику у динамічних умовах.

SMART-моніторинг в електроенергетиці є результатом поступового розвитку поняття "моніторинг". Проведений аналіз дозволяє представити цю еволюцію наступними етапами:

Перший етап: спостереження навколишнього середовища.

Другий етап: спостереження за конкретним об'єктом.

Третій етап: спостереження та оцінка стану об'єкта.

Четвертий етап: впровадження Smart-моніторингу.

Для подальшого аналізу особливостей Smart-моніторингу варто зазначити, що аббревіатура S.M.A.R.T. (self-monitoring, analysis, and reporting technology) розшифровується як «технологія самоконтролю, аналізу та звітності». У концепції Smart-моніторингу термін "Smart" акцентує увагу на значно ширшому функціоналі запропонованих моніторингових процедур. Smart-моніторинг у сфері електроенергетики передбачає здійснення інтелектуального моніторингу, який полягає в систематичному автоматизованому спостереженні за технологічними і бізнес-процесами галузі. Він включає аналіз поточного стану об'єктів, проведення ретроспективного аналізу та прогнозування подальших станів.

Платформений підхід до побудови структури та процедур Smart-моніторингу знаходить реалізацію у процесі створення бізнес-моделей спільної діяльності різних суб'єктів, таких як енергетичні комірки, із застосуванням цифрових технологій. Цей підхід базується на принципах узгодженості,

масштабованості та відкритості, де цифрові платформи відіграють ключову роль у формуванні нових цінностей.

Smart-моніторинг розглядається як якісно новий рівень підтримки прийняття управлінських рішень. Він являє собою комплексний і системний підхід, який дозволяє на сучасному інноваційному рівні забезпечувати контроль як за технологічною, так і за економічною ефективністю роботи окремих елементів та всієї системи в цілому. При оцінці стану він спроможний проводити ідентифікацію об'єктів, явищ, процесів, сигналів і ситуацій в межах електроенергетичної системи. Водночас враховуються розширені вимоги функціонування енергетичних ринків, особливо на локальному рівні.

При визначенні ключових характеристик Smart-моніторингу важливим є розширення трактування поняття «інформація». У цьому контексті якість інформації оцінюється за додатковими параметрами, зокрема:

- репрезентативність, яка визначається коректністю та логічною обґрунтованістю відбору суттєвих ознак і взаємозв'язків досліджуваного явища;

- змістовність, що характеризує семантичну насиченість і виражається у відношенні кількості смислової інформації, представленої в повідомленні, до загального обсягу оброблюваних даних;

- достатність (або повнота), яка залежить від мінімального необхідного набору показників для прийняття обґрунтованого рішення. Це поняття тісно пов'язане із семантичним значенням інформації та її споживчими властивостями;

- стійкість, що відображає здатність інформації зберігати точність за умови зміни вихідних даних.

На відміну від традиційного моніторингу, який зводиться до запису, порівняння та звітування, Smart-моніторинг включає низку новітніх функцій.

Серед них варто звернути увагу на аналітичну складову, що дозволяє співвідносити рівень споживання енергії з обсягами генерації електроенергії, визначеними на підставі вимірювань. Однією з ключових особливостей є також можливість формування цілей, наприклад для зменшення чи оптимізації рівня генерації та енергоспоживання. Окрім цього, у рамках Smart-моніторингу запроваджується контролінг як систематизований процес управління інформацією, який передбачає централізований збір і координацію даних.

Особливе значення має ідентифікація даних за критерієм їх «корисності», тобто здатності забезпечити потреби системи у якісних параметрах електроенергії та надійному енергопостачанні. Smart-моніторинг представлено як цілеспрямований моніторинговий підхід із чітко визначеними цільовими завданнями (Monitoring & Target, M&T), адаптований до специфіки конкретних сфер застосування. Наприклад, пропонується проводити аналіз поточної економічної ефективності окремих елементів системи.

Інноваційне впровадження понять «еталонного тарифу» та профілів генерації і споживання електроенергії як базових характеристик роботи системи значно розширює можливості Smart-моніторингу. Це дозволяє оперативно реагувати на зміну параметрів та режимів функціонування системи. У межах концепції Smart-моніторингу можна виділити три основних рівні його реалізації.

- Перший рівень зосереджений на оперативному моніторингу параметрів електромережі в реальному часі. Він включає аналіз якості показників електричної енергії та швидке повідомлення про будь-які невідповідності системи.

- Другий рівень передбачає контроль якості енергопостачання, забезпечення відповідності параметрів електромережі встановленим

стандартам, а також координування процесів синхронізації та обміну електроенергією між складовими елементами системи.

- Третій рівень спрямований на формування інформації для взаємодії між об'єктами системи, зокрема для участі в ринкових процесах електроенергії. Завдяки новій «якості» інформації створюється нова «кількість» даних для гармонійної взаємодії об'єктів. На цьому етапі здійснюється загальна оцінка стану системи та розробляються прогнози рішень.

Отже, узагальнені етапи впровадження Smart-моніторингу охоплюють весь цикл — від моніторингу параметрів до стратегічного планування та прогнозування.

Базовий рівень (локальна електроенергетична система, ЛЕС) передбачає виконання таких завдань, як індикація показників, прийняття оперативних рішень та розв'язання оптимізаційних задач.

Верхній рівень (системи передачі та розподілу електроенергії, локальний енергоринок) стосується вирішення системних питань забезпечення функціонування більш масштабних енергосистем, серед яких ключову роль відіграють системи енергетичного менеджменту (СЕМ).

Нижній рівень (підсистеми окремих ЛЕС, навантаження, індивідуальні генеруючі потужності) фокусується на безпосередньому управлінні різними компонентами системи.

Системи WAMS та WAMPAC зазвичай використовуються на рівні високої та середньої напруги, що характерно для операторів передачі електроенергії (TSO). Натомість сфера застосування Smart-моніторингу охоплює рівні середньої та низької напруги, які є зоною відповідальності операторів розподілу електроенергії (DSO). Одна з ключових задач сучасних

енергосистем — налагодження ефективної взаємодії між WAMS та WAMPAC, такими як система WAMS «РЕГІНА-Ч», і Smart-моніторингом на рівнях середньої напруги. На базовому рівні Smart-моніторинг інтегрується або взаємодіє з такими системами, як EMS, DMS, DEMS, ADMS та DERMS, виконуючи роль їхнього елемента.

Складовими нижнього рівня цієї технології є інтелектуальні електронні пристрої (IED) і Smart лічильники, які забезпечують технічну основу для вирішення завдань аналізу і оптимізації, а також синтезу — включаючи проектування, планування та управління. У межах ієрархічної структури сучасних енергооб'єктів принцип роботи Smart-моніторингу спрямований на підвищення інтелектуальних можливостей системи при зниженні вимог до точності з підвищенням рангу управлінської ієрархії.

Основними функціями є двосторонній зв'язок із об'єктами, прогнозування технічної і фінансово-економічної діяльності, інтегрована інформаційно-аналітична підтримка, ідентифікація та обробка даних. Smart-моніторинг також виступає як апаратно-програмна система, що відповідає критеріям інтелектуальної системи. Вона здатна вирішувати задачі творчого характеру в конкретній предметній області на основі збережених знань. Технологія передбачає три ключові елементи: базу знань, механізм прийняття рішень та інтелектуальний інтерфейс.

Сфери застосування Smart-моніторингу охоплюють широкий спектр завдань. Серед них: аналіз стану обладнання генераторів і навантаження; динамічне ціноутворення, формування тарифної політики; оцінка витрат ресурсів, економічної ефективності роботи генераторів і навантажень; екологічні аспекти діяльності, включаючи моніторинг викидів CO₂; оптимізація керування системою; регулювання попиту (DSM), контроль максимального енергоспоживання; створення прогнозів розвитку системи; аналіз взаємопотоків електроенергії; забезпечення стійкості до зовнішніх

впливів; оцінка метрологічних характеристик та потенціалу ВДЕ (зокрема СЕС і ВЕС); аналіз витрат; моніторинг електромагнітної сумісності компонентів системи і роботи накопичувачів енергії; ретроспективний аналіз даних; моніторинг конфігурації системи; участь у локальних ринках електроенергії; визначення тарифних стратегій з урахуванням цінових імпульсів.

Методологія Smart-моніторингу базується на реалізації ключових функцій, які гарантують ефективність та інтелектуальність енергетичних систем у складному багат шаровому середовищі сучасної енергетики.

- класифікація і ранжування образів;
- визначення впливових факторів та ранжування їх за важливістю;
- аналіз дольової участі із застосуванням процедур неінтрузивного моніторингу, що передбачає дезагрегацію даних та збереження відкритості;
- впровадження оптимізаційних механізмів для систем генерації та споживання електроенергії;
- інтеграція прогностичних функцій для ефективного планування;
- збір та аналіз техніко-економічних показників як окремих елементів системи, так і її комплексного функціонування;
- забезпечення стійкості системи перед впливом збурень різного характеру;
- гарантування конфіденційності даних під час роботи системи;
- використання концепцій «еталонного тарифу» та «еталонних» профілів для генерації і споживання електроенергії;
- побудова ієрархічної структури завдань для підвищення ефективності управління системою.

Ключова роль відводиться процесу самоналаштування (самонавчання), тобто здатності системи адаптувати свої внутрішні параметри для досягнення оптимального виконання поставлених завдань. Зазвичай, це передбачає максимізацію ефективності або мінімізацію похибок у роботі. Для ілюстрації розглянемо основні операції Smart-моніторингу, спрямовані на аналіз економічних і технічних показників локальної енергосистеми (ЛЕС):

1. Встановлення початкових умов. Цей етап включає визначення критеріїв якості електроенергії, завантаження графіків залежностей витрат енергетичних джерел, що працюють у системі, задавання еталонних тарифів, які будуть використовуватися, та встановлення інтервалів часу для проведення вимірювань.

2. Проведення вимірювань. Спеціалізовані сенсори у вузлах ЛЕС фіксують такі параметри, як обсяги споживання і генерації електроенергії, а також інші електричні і неелектричні показники.

3. Оцінка виробництва електроенергії та супутніх пропозицій. Аналізується продуктивність кожного джерела живлення в ЛЕС з урахуванням графіку залежностей між витратами і генерованою потужністю, а також тимчасових характеристик, таких як добові та сезонні коливання.

4. Обчислення загальних витрат на виробництво електроенергії.

5. Аналіз споживання електроенергії різними навантаженнями.

6. Аналіз балансу потужності. Співставляється обсяг генерованої потужності із потребами споживачів. У разі перевищення виробництва над споживанням система Smart-моніторингу перевіряє дотримання стандартів якості електроенергії. При виявленні відхилень від нормативних вимог, передбачене накладення штрафних санкцій на постачальника, а за умови тривалого недотримання стандартів — можлива навіть його дискваліфікація.

7. Оцінювання ефективності механізмів управління попитом.

8. Перевірка відповідності всіх технічних параметрів встановленим нормам із подальшою передачею інформації до систем управління ЛЕС, агрегаторів та постачальників.

9. Розрахунки тарифів для забезпечення участі на локальних енергетичних ринках.

Функціональна структура системи Smart-моніторингу наведена на рисунку 3.17.

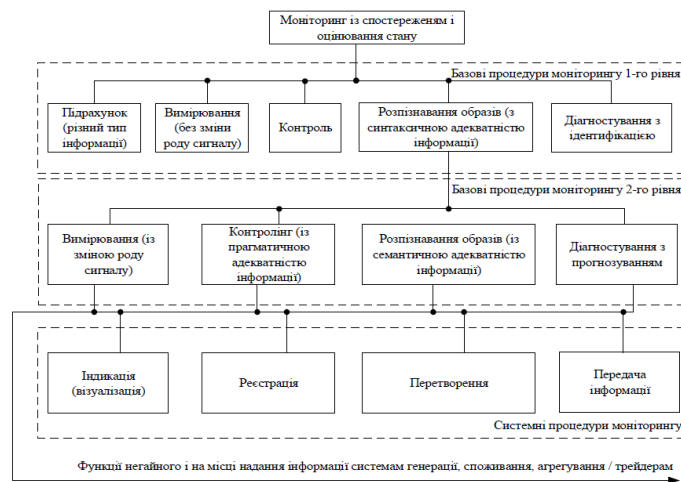


Рис.3.17 - Функціональна структура Smart-моніторингу

Розглянемо характерні особливості Smart-моніторингу (див. рис. 3.17) порівняно з системами WAMS. Слід зазначити, що основні принципи побудови та функціонування Smart-моніторингу спрямовані на поєднання технічної (технологічної) та економічної ефективності. Рівень адекватності інформації, яку надає Smart-моніторинг, оцінюється за трьома критеріями: синтаксичним, семантичним і прагматичним.

Синтаксична адекватність характеризує формально-структурні аспекти інформації, не торкаючись її змістового наповнення.

Семантична (змістова) адекватність визначає ступінь відповідності між образом об'єкта та самим об'єктом, акцентуючи увагу на змісті отриманої інформації.

Прагматична (споживча) адекватність відображає, наскільки інформація відповідає інтересам та потребам її користувача, а також її придатність для досягнення управлінських цілей.

Детальну структуру Smart-моніторингу як відкритої системи можна побачити на рис. 3.18.

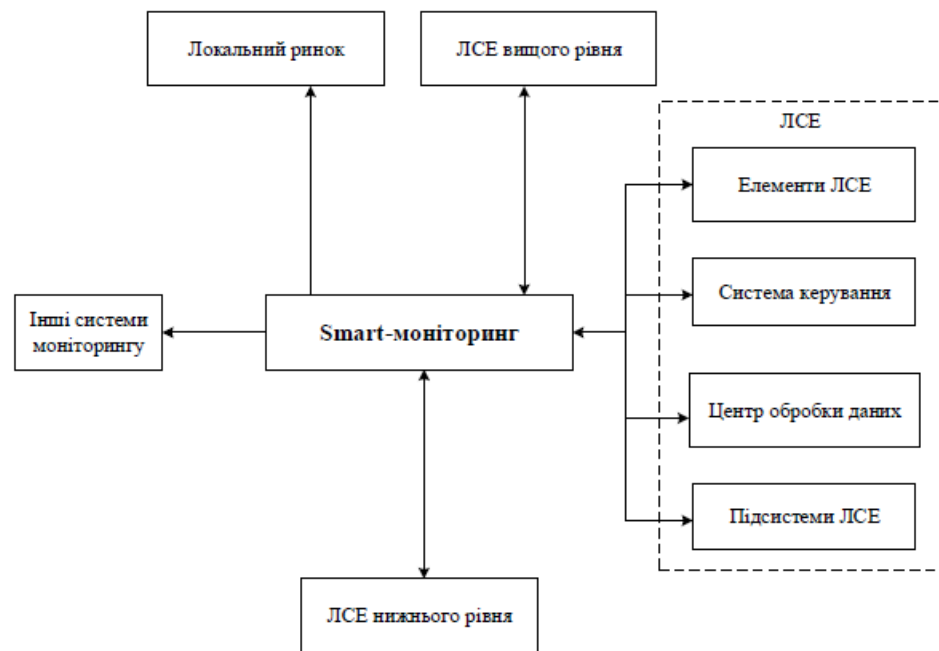


Рис. 3.18 - Структура Smart-моніторингу як відкритої системи

Основні процедури Smart-моніторингу першого рівня:

- Підрахунок. Обсяги даних значною мірою розширюються, включаючи різноманітну технічну та економічну інформацію, необхідну для аналізу функціонування системи. Процес перерахунку виконує функцію ідентифікації

елементів, належних до скінченних (комбінаторних) або нескінченних множин, шляхом призначення унікального номера кожному елементу.

- Вимірювання (без зміни природи сигналу). Цей процес виступає інструментом пізнання, що дозволяє отримати числове значення певної фізичної величини. Вимірювання включає такі методи: пряме вимірювання (визначення значення величини безпосередньо, без змін її природи); абсолютне вимірювання (засноване на прямому отриманні значень однієї чи кількох базових величин) та відносне вимірювання (встановлення співвідношення між вимірюваною величиною і однорідною їй величиною).

- Контроль. Контроль (від фр. *contrôle* – подвійний список) – це процес перевірки, обліку та спостереження за будь-якою діяльністю чи об'єктами. Це є ключовою завершальною функцією керування. Під контролем розуміється система моніторингу та перевірки функціонування або стану керованого об'єкта, яка спрямована на досягнення запланованого результату. Це здійснюється шляхом порівняння фактичного стану системи з бажаним, як у якісному, так і кількісному вимірі. Важливою складовою процесу є швидка адаптація до нових обставин з метою забезпечення злагодженого та синхронного функціонування елементів системи. Особливий акцент робиться на контролі якості електроенергії та енергопостачання. У цьому контексті ефективність оцінюється через узагальнені характеристики елементів системи та всієї її структури.

- Розпізнавання образів (з акцентом на синтаксичну адекватність інформації). Успішна інтеграція базових механізмів контролю та розпізнавання образів враховує унікальність явищ і їх різноманітність, а також важливість забезпечення безперервності процесів та інтерактивного зв'язку зі системами вищого рівня. Завдання розпізнавання полягає в зіставленні ознак певного зразкового образу з характеристиками реального об'єкта та визначенні, чи належить об'єкт до даного класу. Для вирішення цього завдання

використовуються певні технологічні й економічні критерії, які виступають показниками ступеня відповідності між ідентифікованим і еталонним образами. Розпізнавання образів є симбіозом методик класифікації й ідентифікації, що застосовуються для аналізу різних об'єктів — явищ, процесів, сигналів, ситуацій тощо — за допомогою обмеженого набору властивостей і ознак. Це завдання передбачає визначення належності вихідних даних до конкретного класу шляхом виділення ключових ознак (англ. feature extraction), які мають найвищу інформативність і є суттєвими для аналізу в умовах наявності численних другорядних даних. Забезпечення максимальної інформативності виділених ознак має велике значення в реалізації цієї процедури.

- Діагностика з ідентифікацією передбачає визначення технічного та технологічного стану об'єктів шляхом розпізнавання їх характеристик за допомогою методів контролю та вимірювань. Ця процедура включає аналіз стану об'єктів системи для оцінки рівня зносу, необхідності проведення ремонтних робіт чи можливості їх подальшої експлуатації.

Основні етапи Smart-моніторингу 2-го рівня включають:

- Вимірювання зі зміною типу сигналу. У рамках цієї процедури здійснюється перетворення результатів вимірювання за допомогою інтелектуальних датчиків. До таких вимірювань належать:

- Непряме вимірювання, що базується на перетворенні однієї чи кількох величин для отримання кінцевого результату.

- Опосередковане вимірювання, яке також базується на зміні характеру величини під час вимірювання.

Ці методи застосовуються як для сукупних, так і для сумісних вимірювань. Порівняння з еталонними значеннями під час формування оптимального тарифного плану (наприклад, з використанням квадратичної

норми) дає змогу проводити оцінку змін тарифів не лише за визначені часові інтервали, а й у режимі реального часу, з урахуванням поточних показників витрат палива, генерації і споживання потужності. Окремо враховуються активна та реактивна потужність, втрати в електричних мережах та профілі навантаження.

Крім того, розрахунок миттєвої вартості електроенергії дозволяє отримати усереднені інтегральні характеристики її ціни на коротких проміжках часу, що є важливим аспектом в системах моніторингу і аналізу енергоспоживання.

- Контролінг, що ґрунтується на прагматично точній і адекватній інформації, трактується як міжфункціональна сфера розробки управлінських рішень. Він охоплює ідентифікацію подій, які визначають характер керуючих впливів, управління прибутковістю системи у найширшому розумінні, а також аналіз і виявлення причин відхилень фактичних показників від запланованих. На основі цього здійснюється ухвалення управлінських рішень з метою мінімізації таких невідповідностей.

Основна концепція контролінгу спрямована на оформлення і досягнення довгострокових цілей, розробку конкретних завдань для їх реалізації. Особливий акцент робиться на забезпеченні керованості та спостережуваності системи - її здатності бути ефективно впорядкованою чи адаптованою до змін. Водночас контролінг передбачає розроблення рекомендацій щодо усунення або пом'якшення потенційно негативних змін для стабільного функціонування системи.

- Розпізнавання образів із врахуванням семантичної адекватності інформації полягає у віднесенні початкових даних до визначеного класу через виділення ключових характеристик, що описують ці дані. Процес розпізнавання може охоплювати різні об'єкти, сигнали, ситуації, явища або процеси і спрямований на ідентифікацію об'єктів разом з визначенням їх властивостей

через аналіз притаманних їм ознак із перевіркою відповідності змістовної інформації. Образ у цьому контексті розглядається як класифікаційне угруповання, яке об'єднує специфічну групу об'єктів на основі певних ознак. Ознака, у свою чергу, є властивістю або особливістю предмета чи явища, що визначає його схожість із іншими об'єктами або відмінність від них. Розпізнавання образів з урахуванням значення інформації не обмежується лише кластерним аналізом або кластеризацією. Воно включає також розробку і використання специфічних метрик, що сприяють визначенню керуючих впливів, оцінці технічної чи технологічної ефективності, аналізу економічної доцільності, а також формуванню «оптимального» або квазіоптимального образу. Таким чином, ця процедура має комплексний характер, поєднуючи класифікацію із практичними аспектами застосування отриманих результатів.

- Діагностування з прогнозуванням передбачає визначення стану об'єкта з урахуванням майбутніх змін та потенційних негативних наслідків за умов прагматичної (споживчої) придатності. У цьому процесі ключове значення мають інтелектуальні датчики, методи аналізу даних і здатність системи до самонавчання та самодіагностики. Для оцінювання стану об'єкта створюються діагностичні тести або маркери, які є оптимальною сукупністю контрольних перевірок. Ефективність таких тестів підвищується завдяки інтеграції в систему компонентів, що відповідають за поточну діагностику й прогнозування подальших змін. Цей підхід базується на інтелектуальному аналізі даних, основним завданням якого є моделювання й інтеграція отриманих даних для здобуття нових знань з великих масивів інформації, замість простого їх опису.

Системні процедури моніторингу.

- Індикація (візуалізація). Індикація (від лат. in-dico – показувати) представляє собою методи й прийоми, призначені для спостереження, фіксації, контролю, характеристики та оцінки стану або етапів розвитку процесів,

об'єктів і систем загалом. Вона дає змогу встановлювати й відстежувати залежності від змін зовнішніх умов у часі, аналізувати кількісні та якісні показники, а також порівнювати їх із нормативними значеннями. У Smart-моніторингу індикація охоплює процеси визначення показників, їх вимірювання та запис, як для окремих об'єктів, так і для всієї системи. Візуалізація інформації трактується як інтерактивне дослідження візуально представлених даних з метою глибшого їх розуміння.

- Реєстрація. Включає в себе фіксацію та облік різних енергетичних, технічних і економічних характеристик, зокрема тарифів і вартості. У випадках необхідності враховуються також профілі генерації та споживання, включно з еталонними показниками.

- Перетворення. Передбачає зміну форми подання інформаційних сигналів, коли дані передаються іншим способом без зміни суті початкового повідомлення.

- Передача інформації реалізується через повідомлення, які являють собою послідовність сигналів у часовому або просторовому вимірах. Для цього організується багаторівневе ієрархічне «середовище передачі» з довільною глибиною вкладеності. В якості «носіїв» застосовуються хвильово-польові об'єкти фізичної природи, а за певних умов також можуть виступати самі передавані «інформаційні об'єкти» (віртуальні носії). Особливу увагу слід приділяти кодова захищеності, організації двостороннього інформаційного обміну, забезпеченню ефективної взаємодії у єдиному ієрархічному інформаційному просторі функціонування системи.

У процесі створення інформаційної системи Smart-моніторингу важливо сформулювати можливість негайної передачі даних безпосередньо на місці їх генерування, споживання чи агрегування. Це має супроводжуватись оцінкою

умов і способів подальшого використання отриманої інформації з врахуванням мультиагентної взаємодії елементів системи. Впровадження сучасних технологій, таких як АМІ (Advanced Metering Infrastructure), ІКТ, ІЕД, Smart-лічильники, істотно розширює функціональність Smart-моніторингу. Використання високоточного обладнання та гнучких сенсорних систем відіграє ключову роль у прискоренні розвитку мікромереж та інтеграції відновлюваних джерел енергії.

Нова система Smart-моніторингу повинна забезпечувати оперативну оцінку ефективності функціонування систем, формування потоків даних з багаторівневою децентралізованою обробкою в режимі реального часу. Це дозволить відстежувати техніко-економічні показники, аналізувати динаміку процесів та працювати з великими масивами даних (Big Data) у рамках концепції «Дані як послуга» (Data as a Service, DaaS). Окрім того, новітні механізми нададуть можливість забезпечувати гнучкість і баланс потоків енергії в системі.

Критично важливими вимогами до технічних і програмних засобів при побудові таких систем є модульний принцип організації, відкритість архітектури, чіткий розподіл функцій контролю та управління об'єктами, а також виконання суворих стандартів кібербезпеки.

Висновки

1. Наведено структурні схеми найбільш поширених системи збудження синхронних машин та математичні моделі регуляторів безперервної дії та релейного форсування

2. Досліджено методику спільного отримання можливих настроювальних параметрів регулювання УПК і АРЗ, що дозволяє вибирати коефіцієнти, що надають позитивний вплив на стійкість досліджуваної ЕЕС при здійсненні регулювання за допомогою цих пристроїв. Підбір коефіцієнтів дозволяє збільшити межу переданої потужності, поліпшити аперіодичну статичну і динамічну стійкості, а також відбудуватися від коливальної нестійкості ЕЕС, обумовленої специфікою закону регулювання УПК.

3. Певні діапазони зміни параметрів регулювання УПК і АРЗ для вихідного робочого режиму і при збільшенні регулюючого впливу зі сторони УПК свідчать про зменшення зазначеного діапазону для параметрів регулювання АРЗ.

4. Наведені результати показують, що застосування спрощеної моделі для аналізу коливальної стійкості дає велику розбіжність з обчислювальним експериментом, що використовує більш детальний математичний опис. Таким чином, застосування спрощеної моделі для аналізу коливальної стійкості у вже існуючій електроенергетичній системі є недоцільним.

5. Існуюче розбіжність обумовлено тим, що в досліджуваній системі присутня велика кількість нелінійних елементів (УПК, АРЗ, синхронний генератор), а спрощена модель не враховує електромагнітні перехідні процеси в елементах ЕЕС.

6. Коефіцієнти регулювання АРЗ, обрані при використанні спрощеної моделі, входять в область стійкості, отриману при більш детальному математичному описі. Відповідно, вибору коефіцієнтів регулювання застосування спрощеної моделі припустимо. Для більш точного виявлення межі стійкості необхідне використання повнішої математичної моделі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність конкурентоспроможність». Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>
2. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України / О.В. Кириленко, І.В. Блінов, Є.В. Парус // Технічна електродинаміка. - 2013. - № 5. - С. 55-60.
3. Yandulskiy O.S., Hulyi V.S. Peculiarities of tps units participation in the secondary frequency control in the itegrated energy system of Ukraine /
4. O.S. Yandulskiy, V.S. Hulyi // Scientific Works of VNTU. - 2017. - № 4. - С. 1-4.
5. Павловський В.В., Стелюк А.О. Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків атомних електростанцій на живучість та стійкість ОЕС України за частотою / В.В. Павловський, А.О. Стелюк // Технічна електродинаміка. - 2015. - № 6. - С. 53-57.
6. Abbaspourtorbati F., Scherer M., Ulbig A., Andersson G. Towards an Optimal Activation Pattern of Tertiary Control Reserves in the Power System of Switzerland / F. Abbaspourtorbati, M. Scherer, A. Ulbig, G. Andersson // American Control Conference (ACC). - 2012. - P. 3629 - 3636.
7. Rodr'iguez M. de la Torre, Scherer M., Whitley D., Reyer F. Frequency Containment Reserves Dimensioning and Target Performance in the European Power System / M. de la Torre Rodr'iguez, M. Scherer, D. Whitley, and F. Reyer // 2014 IEEE PES General Meeting. - 2014. - Conference Exposition. - P. 1-5.
8. Яндульский А.С., Стелюк А.О., Лукаш Н.П. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергосистемах. - К.: НТУУ «КПІ», 2010. - 88 с.
9. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах / М.М. Кулик, І.В. Дрьомін // Проблеми загальної енергетики. - 2013. - Вип. 4 (35). - С. 5-15.
10. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Узагальнена математична модель та характеристики адаптивних систем автоматичного регулювання частоти і потужності / М.М. Кулик, І.В. Дрьомін // Проблеми загальної енергетики. - 2015. - Вип. 4 (43). - С. 14-23.
11. Дрёмин И.В. Моделирование межсистемных перетоков мощности при автоматическом регулировании частоты / И.В. Дрёмин // Проблеми загальної енергетики. - 2012. - Вип. 4 (31). - С. 5-11.
12. Яндульский А.С. Моделирование системы автоматического регулирования частоты и активной мощности в динамических режимах / А.С. Яндульский, А.О. Стелюк, Н.П. Лукаш // Энергетика и электрификация. - 2012. - № 7. - С. 42-48.

13. Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы. - М.: Атомэнергоиздат. - 1983. - 384 с.
14. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. [Чинний від 01.01.2000]. - К.: Изд-во стандартов, 1999. - 31 с.
15. Характеристики нагрузки электропоставки в электрических сетях общего назначения (EN 50160:2010, IDT): ДСТУ EN 50160:2014. [Чинний від 01.10.2014]. - К.: Мінекономрозвитку України 2014. - 27 с.
16. Вимоги до регулювання частоти і потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. Чинний від 2009-05-23. - Київ: Мінпаливенерго, 2009. - 54 с.
17. Load-Frequency Control and Performance [E]. A1 - Appendix1. [Чинний від 2004-03-01]. - UCTE OpНВ. - Режим доступу: http://www.pseoperator.pl/uploads/kontener/UCTE_Operation_Handbook_Appendix1.pdf.
18. План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки. - Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/03/ПРОЕКТ-Planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2019-2028-roky.pdf>
19. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. 2018 р. - Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/11/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej.pdf>
20. Національна енергетична компанія «Укренерго». Офіційний веб-сайт. - Режим доступу: <https://ua.energy/>
21. Управление режимами энергосистем и вопросы автоматизации: учеб. пособ. / А.А. Минченко, В.Н. Яровой. - Харьков: НТУ «ХПИ», 2009. - 189 с.
22. ENTSO-E. Офіційний веб-сайт. - Режим доступу: www.entsoe.eu
23. Power facts Europe 2019. - Режим доступу: <https://www.entsoe.eu/news/2019/01/22/entso-e-releases-new-data-driven-report-powerfacts-europe-2019/>
24. UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency control. Final version. - Approved by SC on 19 March 2009. - 33 p.
25. UCTE Operation Handbook - Introduction. Final version. - Approved by SCon 24 June 2004. - 18 p.
26. UCTE Operation Handbook – Glossary. Final version. - Approved by SCon 24 June 2004. - 17 p.
27. Nordic Grid Code 2007 – Nordic collection of rules. - Approved by Nordel 15 January 2007. - 190 p.
28. Balancing code №.3. Frequency control process. Issue 5 Revision 0. - Approved by National Grid Electricity Transmission 17 August 2012. - 8 p.
29. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Настанова. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

30. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ГЕС. Настанова. СОУ-Н ЕЕ04.158:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>
31. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Настанова. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>
32. Методики і рекомендації щодо перевірки готовності ТЕС, ГЕС і АЕС доучасті у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>
33. Load-Frequency Control and Performance [E]. P1 – Policy 1., 19. 03. 2009. - Режим доступу: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf
34. Лазарев Ю. Ф. MATLAB і моделювання динамічних систем. Навчальний посібник. Глава 4. Засоби взаємодії Matlab з Simulink. - Київ: НТУУ «КПІ», 2009. - 63 с.
35. Load Frequency Control (Single Area Case). HEEEGUIDE. - Режим доступу: <http://www.eeeguide.com/load-frequency-control/>
36. Thesis-1: Automatic Generation Control (AGC). - Part_3. Only engineering, 29. 06. 2012. - Режим доступу: https://onlyengineering.wordpress.com/2012/06/29/thesis-1-automatic-generation-control-agc-part_3/#comments
37. Turbine Governing System, Inside Power Station, 08. 09. 2009. - Режим доступу: <http://idpowerstation.blogspot.com/2009/09/turbine-governing-system.html>
38. Kyrylenko O. Measures and Ways of Transforming Ukraine's Energy Sector into an Intelligent Environmentally Friendly System. *Visnyk Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2022. No 3. PP. 18-23. (Ukr)
39. US Department of Energy. Smart Grid system report, July 2009. URL: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2009%20Smart%20Grid%20System%20Report%20Appendix%20A%20%26%20B.pdf> (Available at 15.05.2024)
40. Intelligent electrical networks: elements and modes. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2016. 400 p. (Ukr)
41. Kyrylenko O., Denysiuk S., Blinov I. Digital transformation of the energy industry: current trends and task. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2022. No 63. Pp. 5–12. DOI:<https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005> (Ukr)
42. Yadoshchuk V. Digital Transformation in The Energy Industry: Overview and Tips. •Content Writer.Updated April 29, 2024. URL: (Available at 15.05.2024)
43. Navigant research «Transactive Energy Markets», Navigant, 2018.
44. GridWise Architecture Council's Transactive Energy Framework. URL:https://gridwiseac.org/pdfs/te_framework_report_pnnl-22946.pdf (Available at 15.05.2024)

45. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchanskyy V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Keiv, Ukraine, 2021. Pp. 262-265. DOI:<https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
46. Kyrylenko O., Blinov I., Tankevych S. Smart grid and organization of information exchange in electric power systems. Tekhnichna elektrodynamika. 2012. No 3. Pp. 44–54. (Ukr)
47. Navigant research «Energy Cloud 4.0: Capturing Value through Disruptive Energy Platforms», Navigant, 2018 г.
48. Market Solutions to our Energy Needs. URL: <https://renewableplus.blogspot.com/2020/04/successprinciples-for-energy-iotcloud.html> (Available at 15.05.2024)
49. Renewable energy world. URL: <https://www.renewableenergyworld.com/storage/der/the-next-phase-of-theenergy-transformation-platform-thinking/#gref> (Available at 15.05.2024)
50. What is Grid Orchestration and how does it differ from DERMS? URL: <https://www.camus.energy/gridorchestration> (Available at 15.05.2024)
51. Digitalising our Energy System for Net Zero: Strategy and Action Plan 2021. URL: <https://www.gov.uk/government/publications/digitalising-our-energy-system-for-net-zero-strategy-and-action-plan> (Available at 15.05.2024)
52. Being a world-class energy services provider. URL: <https://clouglobal.com/neural-networks-for-smartmeters-and-smart-grids/> (Available at 15.05.2024)