

Хмельницький національний університет
Факультет інформаційних технологій
Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Метод керування інтегрованою енергетичною мережею

Назва теми

КвРАКІТР. 2024084.01.08.ПЗ

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 17 «Електроніка, автоматизація та електронні комунікації»

Шифр, назва


Спеціальність 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка»

Шифр, назва

Освітня програма «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка»

Назва

Виконав:

студент ІІ курсу, група АКІТРм-24-1  Віталій МАРТИНЮК

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Керівник: д-р техн. наук, проф.  Валерій МАРТИНЮК

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Нормоконтролер  Галина РАДЕЛЬЧУК

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

До захисту допускаю:
зав. кафедри АКІТтаР  Людмила КОРЕЦЬКА

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

« 18 » грудня 2025 р.

Хмельницький 2025

ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інформаційних технологій
Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки
Рівень вищої освіти другий (магістерський)
Галузь знань 17 – Електроніка, автоматизація та електронні комунікації
Спеціальність 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка
Освітня програма Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри АКИТтаР

Людмила КОРЕЦЬКА

01 вересня 2025р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Мартинюку Віталію Богдановичу

Прізвище, ім'я, по батькові студента

1 Тема роботи Метод керування інтегрованою енергетичною мережею

Керівник роботи Мартинюк Валерій Володимирович, д.т.н, професор

Прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, учене звання

Затверджено наказом ректора університету від 25.08.25 р. № 65


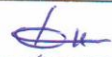
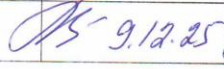
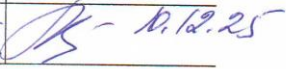
2 Строк подання студентом роботи на кафедру 06.12.25 р.

3 Вихідні дані до роботи Аналіз сучасного стану автоматизованих систем керування інтегрованими енергетичними мережами. Розробка методу керування інтегрованою енергетичною мережею.

4 Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. Огляд літературних джерел та патентних даних. Математична модель процесу керування інтегрованою енергетичною мережею. Імітаційна модель методу керування інтегрованою енергетичною мережею. Експериментальне дослідження методу керування інтегрованою енергетичною мережею. Висновки.

5 Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслень)
презентаційні матеріали (слайди)

6 Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Антиплагіат	Федула М.В., доцент кафедри АКИТтаР		
Нормоконтроль	Радельчук Г.І., доцент кафедри АКИТтаР	 9.12.25	 10.12.25

7 Дата видачі завдання 01 вересня 2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва розділу кваліфікаційної роботи	Строк виконання	Примітка
1 Вступ	15.09.2025р.	виконано
2 Проблематика керування інтегрованими енергетичними мережами	30.09.2025р.	виконано
3 Математична модель процесу керування інтегрованою енергетичною мережею	16.10.2025р.	виконано
4 Імітаційна модель методу керування інтегрованою енергетичною мережею	01.11.2025р.	виконано
5 Експериментальне дослідження методу керування інтегрованою енергетичною мережею	12.11.2025р.	виконано
6 Висновки	14.11.2025р.	виконано
7 Оформлення пояснювальної записки до КРМ	25.11.2025р.	виконано
8 Оформлення презентаційних матеріалів	01.12.2025р.	виконано

Студент


Підпис

Віталій МАРТИНЮК
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Керівник кваліфікаційної роботи


Підпис

Валерій МАРТИНЮК
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

АНОТАЦІЯ

Тема кваліфікаційної роботи: «Метод керування інтегрованою енергетичною мережею».

Автор роботи: Мартинюк Віталій Богданович.

Керівник роботи: Мартинюк Валерій Володимирович

Пояснювальна записка: 87 с., 37 рис., 0 табл., 4 дод., 75 джерел.

Графічна частина: 14 презентаційних слайдів.

ІНТЕГРОВАНА ЕНЕРГЕТИЧНА МЕРЕЖА, МЕТОД КЕРУВАННЯ, МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ, MATLAB/SIMULINK, ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ, СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ, РОЗПОДІЛЕНА ГЕНЕРАЦІЯ.

Об'єкт дослідження: процес керування режимами роботи інтегрованої енергетичної мережі.

Мета роботи: розробка методу керування інтегрованою енергетичною мережею. Проведено огляд літературних джерел та патентних даних про методи керування інтегрованими енергетичними системами. Розроблено математичну модель процесів перетворення та розподілу енергії в інтегрованій мережі. Розроблено імітаційну модель методу керування інтегрованою енергетичною мережею в середовищі MATLAB/Simulink та проведено дослідження перехідних процесів.



Підпис студента

05.12.2025

Дата

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПАТЕНТНИХ ДАНИХ.....	7
1.1 Особливості енергетичних мереж	7
1.2 Особливості інтегрованої енергетичної мережі.....	11
1.3 Висновки до першого розділу.....	14
2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ІНТЕГРОВАНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	16
2.1 Особливості моделювання інтегрованої енергетичної мережі	16
2.2 Математична модель методу керування інтегрованою енергетичною мережею	27
2.3 Висновки до другого розділу	40
3 ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ МЕТОДУ КЕРУВАННЯ ІНТЕГРОВАНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ МЕРЕЖЕЮ	42
3.1 Особливості імітаційної моделі методу керування інтегрованою енергетичною мережею	42
3.2 Імітаційне моделювання методу керування інтегрованою енергетичною мережею	45
3.3 Висновки до третього розділу.....	64
4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДУ КЕРУВАННЯ ІНТЕГРОВАНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ МЕРЕЖЕЮ	65
4.1 Особливості експериментального дослідження методу керування інтегрованою енергетичною мережею.....	65
4.2 Експериментального дослідження методу керування інтегрованою енергетичною мережею	69
4.3 Висновки до четвертого розділу.....	74
ВИСНОВКИ.....	75
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	77
ДОДАТОК А Стаття в журналі вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах.....	84

ВСТУП

Актуальність теми. Інтегрована енергетична мережа - це складна система, що об'єднує різні види енергоносіїв електричної енергії, теплової енергії та газу, а також та забезпечує їхню взаємодію для підвищення загальної ефективності енергопостачання.

Сьогодні інтегровані системи енергопостачання та концепція Smart Grid набувають особливо важливої ролі в умовах глобального енергетичного переходу, декарбонізації та необхідності інтеграції відновлюваних джерел енергії.

Вони дозволяють підвищити надійність системи, забезпечити гнучкість керування потоками потужності та оптимізувати використання ресурсів як на рівні генерації, так і на рівні споживачів.

Тому розробка методу керування інтегрованою енергетичною мережею, який забезпечує стійкість та ефективність її роботи, є актуальною задачею.

Метою роботи є розробка методу керування інтегрованою енергетичною мережею.

Відповідно до поставленої мети необхідно вирішити завдання:

- виконати огляд літературних джерел та патентних даних про методи керування інтегрованими енергетичними системами;
- розробити математичну модель процесів перетворення та розподілу енергії в інтегрованій мережі;
- розробити імітаційну модель методу керування інтегрованою енергетичною мережею в середовищі MATLAB/Simulink та провести дослідження перехідних процесів.

Об'єктом дослідження є процес керування режимами роботи інтегрованої енергетичної мережі.

Предметом дослідження є метод керування інтегрованою енергетичною мережею.

Методи досліджень. При вирішенні поставлених завдань у роботі були використані методи системного аналізу, теорії електричних кіл, теорії автоматичного керування, методи математичного моделювання, а також методи комп'ютерної симуляції із використанням пакетів MATLAB/Simulink/Simscape.

Наукова новизна отриманих результатів.

У результаті проведеного дослідження розроблено метод керування інтегрованою енергетичною мережею, який дозволяє забезпечити динамічну стійкість системи при змінах навантаження.

1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПАТЕНТНИХ ДАНИХ

1.1 Особливості енергетичних мереж

Енергія є необхідним ресурсом для забезпечення щоденної діяльності людини. Сектори економіки від сільського господарства до промисловості, від житлового сектору до комерційного сектору, від освіти до системи охорони здоров'я – усі потребують енергії для належного функціонування.

Глобальне енергоспоживання продовжує зростати разом із урбанізацією та індустріалізацією. Рекордне зростання енергоспоживання пояснюється не лише розвитком світової економіки, а й підвищенням попиту на опалення та охолодження, спричиненим зміною клімату, коли середні зимові та літні температури перевищили історичні показники в багатьох регіонах.

Через зростання глобального енергоспоживання з одного боку, та виснаження запасів і екологічні ризики використання викопного палива з іншого боку, енергетика стала одним із головних викликів людства у XXI столітті. В Україні ці виклики додатково ускладнюються необхідністю підвищення енергетичної безпеки та інтеграції до європейських ринків, що відображено в Енергетичній стратегії України [1].

Розв'язання проблеми зростання глобального енергоспоживання можна вирішити шляхом енергетичного переходу - тобто поступового переходу від викопної до безвуглецевої енергетики, який має бути реалізований до другої половини цього століття.

Вважається, що до 90% цілей декарбонізації можна досягти шляхом активного розвитку відновлюваної енергетики та підвищення енергоефективності, що також закріплено Законом України «Про енергетичну ефективність» [2]. Організація Об'єднаних Націй також визначила «Доступну та чисту енергію» як одну з 17 цілей сталого розвитку (ЦСР №7) [3].

Її мета – підвищення глобальної енергоефективності, збільшення частки відновлюваних джерел енергії та модернізація енергетичної інфраструктури з тим,

щоб забезпечити універсальний доступ до доступних, надійних і сучасних енергетичних послуг до 2030 року.

В межах глобальних зусиль і відповідно до цілей Паризької кліматичної угоди [4], Європейський Союз у 2019 році прийняв пакет законодавчих ініціатив «Чиста енергія для всіх європейців» (Clean Energy for All Europeans Package) [5], який був уперше запропонований ще у 2016 році.

Метою цього пакета є досягнення вуглецево-нейтральної енергетичної системи до 2050 року, а також встановлення проміжних цілей на 2030 рік:

- зменшення викидів парникових газів на 40% порівняно з рівнем 1990 року;
- збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) до 32% у загальному енергетичному балансі;
- підвищення енергоефективності на 32,5%.

Держави-члени ЄС посилили свої механізми підтримки для досягнення проміжних цілей на 2030 рік. Серед таких механізмів, які застосовуються в різних країнах Європи, відомі наступні:

- «зелені» сертифікати електроенергії;
- «білі» сертифікати енергоефективності;
- динамічні ціни на електроенергію (залежно від часу або географічного розташування) [6];
- тарифи «feed-in» (гарантовані закупівельні ціни для ВДЕ);
- квоти, пільги, бонуси та штрафи;
- система «net-metering»;
- податок на CO₂.

В Україні функціонування таких механізмів регулюється Законом «Про ринок електричної енергії» [7] та Кодексом систем розподілу [8].

Одним із перспективних напрямів для досягнення цілей енергетичного переходу є електрифікація транспортного, теплового та охолоджувального секторів. Сектор опалення й охолодження у країнах ЄС споживає близько 50% кінцевої енергії [9].

Лише опалення приміщень і підігрів побутової води становлять до 79% кінцевого енергоспоживання в домогосподарствах ЄС [9]. Це означає, що саме в цьому секторі зосереджено найбільший потенціал для інтеграції відновлюваних джерел і подальшої декарбонізації, зокрема через технології Power-to-Heat [10].

Централізована традиційна електроенергетична мережа має обмеження у здатності задовольняти зростаючий попит на енергію через низьку ефективність, застарілу інфраструктуру (розширення й модернізація якої є дуже дорогими), а також через появу нових типів споживачів, таких як електромобілі [11].

«Розумна електромережа» (Smart Grid), яка поєднує розподілену генерацію, накопичувачі енергії, системи керування попитом (Demand Side Management) [12], розумні лічильники та інформаційно-комунікаційні технології, вважається здатною усунути ці обмеження [11]. В Україні перспективи впровадження Smart Grid досліджували О.В. Кириленко, Б.С. Стогній та інші [13, 14]. У контексті розвитку таких мереж також розглядається концепція віртуальних електростанцій (VPP), що дозволяє агрегувати розподілені ресурси [15].

Розподілена генерація, як складова Smart Grid, має наступні переваги:

- зниження викидів вуглецю;
- покращення якості електроенергії;
- зменшення втрат у мережі;
- підвищення надійності енергопостачання.

Розумна теплова мережа (Smart Thermal Network), або так звана четверта генерація систем централізованого теплопостачання (4G-DHN), повинна замінити застарілі теплові мережі третього покоління у найближчому майбутньому [16]. Важливу роль у цьому процесі відіграє концепція енергетичних хабів, яка дозволяє описувати взаємодію між різними енергоносіями [17]:

- розумна теплова мережа характеризується наступними перевагами;
- гнучкі розподільчі трубопроводи;
- зниження робочих температур;
- використання «розумних» лічильників;
- інтеграція розподілених джерел тепла;

- використання теплових акумуляторів [18];
- здатність до інтеграції з розумними електричними мережами (Smart Grids).

Разом із розумними електричними, газовими мережами та іншими енергетичними носіями такі системи формують єдину концепцію «Розумної енергосистеми» (Smart Energy System) [19].

Для ефективного використання потенціалу розумної енергосистеми важливим є інтегроване управління розподільчими мережами, оскільки в межах окремих галузей (електро- чи теплопостачання) досягнути цих переваг неможливо.

Одним із найпоширеніших прикладів розумної енергосистеми є когенерація (CHP – Combined Heat and Power), коли крім електроенергії отримується корисне тепло за рахунок утилізації відпрацьованого тепла. Питання оптимізації таких установок, зокрема з використанням сучасних методів прогнозного керування (Model Predictive Control), розглядається як у закордонних [20], так і у вітчизняних працях [21].

У своїй «Стратегії з опалення та охолодження» (Heating and Cooling Strategy) Європейський Союз рекомендує активне використання теплових насосів та когенераційних установок на біомасі для декарбонізації й підвищення ефективності теплового сектора [9].

На практиці теплові насоси зазвичай керуються лише операторами теплових мереж, без урахування стану та обмежень електричних розподільчих мереж [22]. Це призводить до неоптимальної роботи всієї системи в цілому.

Оператор електричних мереж прогнозує попит на електроенергію на основі власних даних, розглядаючи теплові насоси як постійне навантаження. Оператор системи централізованого теплопостачання, зі свого боку, аналізує графік теплового навантаження та доступні джерела тепла і ухвалює рішення про економічно найвигідніший режим роботи теплових насосів.

Враховуючи, що обидва оператори діють незалежно, будь-які розбіжності між їхніми стратегіями можуть призводити до неефективності використання ресурсів, перевантаження мереж і втрати потенційної синергії між секторами.

Будь-які розбіжності між передбаченою та фактичною стратегією роботи теплових насосів можуть знизити загальну ефективність енергосистеми. Більше того, зростання кількості встановлених теплових насосів створює ризики для надійності електричних мереж, оскільки вони можуть перевантажувати низьковольтні розподільчі мережі [23].

Крім того, оптимальне розміщення та економічне керування когенераційними установками, виконане лише з погляду теплової мережі, може призводити до неоптимальних рішень з позиції електричної системи. Це підкреслює обмеження традиційних інструментів моделювання, орієнтованих лише на один тип енергоносія, які не здатні адекватно відтворити робочі параметри багатоканальних розподільчих мереж [24, 25].

В процесі керування поєднаними електричними та тепловими розподільчими мережами необхідно точно відобразити основні експлуатаційні параметри обох розподільчих мереж, що мають кільцеву (meshed) топологію та прос'юмерів (вузлів, які можуть бути як споживачами, так і виробниками енергії).

1.2 Особливості інтегрованої енергетичної мережі

Кірстед [26] визначив міську енергосистему як сукупність процесів отримання та використання енергії, необхідних для задоволення енергетичних потреб певної міської території. Енергосистему можна розглядати з чотирьох взаємопов'язаних сторін, залежно від рівня деталізації та досліджуваних параметрів [26]:

- просторова сторона охоплює географічний масштаб, який може варіюватися від однієї будівлі до району, міста, регіону чи навіть країни;
- багатосервісна сторона відображає різноманіття енергетичних послуг, таких як електропостачання, теплопостачання, охолодження та виробництво хімічних речовин;
- багатопаливна сторона враховує різні джерела енергії, включно з газом, відходами, біомасою, електроенергією, відновлюваними ресурсами (вітровими,

сонячними) та воднем, що досліджується в контексті технологій Power-to-Gas [27];

– багатомережева сторона описує енергетичні розподільчі мережі, призначені для транспортування різних енергоносіїв, таких як електричні та теплові мережі [28].

Енергосистема, у якій кілька видів енергоносіїв взаємодіють на різних рівнях, називається інтегрованою енергетичною системою. В основі математичного опису таких систем лежить концепція «Energy Hub», запропонована у роботах Geidl та Andersson [29]. Терміни «Розумні енергосистеми» (Smart Energy Systems) [9] та «Розумні інтегровані енергетичні мережі» (Smart Multi-Energy Grids) [30] застосовуються у випадках, коли враховується наявність смарт-лічильників та інформаційно-комунікаційних технологій [31].

Традиційно енергетичні сектори, такі як електроенергетика, тепла енергетика, транспорт, газова галузь, розглядалися окремо як у плануванні, так і в експлуатації, хоча на практиці їх взаємодія стає дедалі тіснішою [9, 25].

Розподілені енергетичні технології поєднують декілька секторів:

- електромобілі поєднують транспортний та електричний сектор;
- когенераційні установки поєднують виробництво електроенергії та тепла;
- теплові насоси взаємодіють між електричними та тепловими мережами.

Лунд [16] визначив, що здатність теплових мереж взаємодіяти з розумними електромережами є однією з ключових характеристик систем централізованого теплопостачання 4-го покоління (4G-DHN).

Інтегрована енергетична мережа поєднує велику кількість пристроїв перетворення та зберігання енергії, що працюють з різними типами енергоносіїв і мають численні взаємопов'язані параметри. Це вимагає використання складних методів оптимізації та забезпечення гнучкості системи [32], адже моделювання інтегрованої енергетичної мережі є складним і ресурсоємним процесом, що часто вимагає ко-симуляції [33].

Попри те, що наразі не існує готового програмного забезпечення, здатного повністю враховувати фізичні та експлуатаційні параметри багатоканальних енергомереж, на рівні наукових досліджень останніми роками досягнуто помітного прогресу, зокрема у використанні еволюційних алгоритмів [34]:

- математичні моделі багатоканальних енергомереж поділяються на дві групи;
- математичні моделі, які не враховують параметри розподільчих мереж;
- математичні моделі, які враховують параметри розподільчих мереж;
- математичні моделі, які не враховують параметри розподільчих мереж для імітаційного моделювання, можуть використовувати наявні програмні пакети або власні імітаційні моделі. Огляд таких інструментів наведено у роботі Connolly [35].

TRNSYS – це програмне забезпечення для динамічного моделювання енергетичних систем, розроблене в Університеті Вісконсину-Медісон (США) [36]. Це комерційний інструмент, який широко використовується для досліджень у галузі теплових і гібридних енергетичних систем. Можливості TRNSYS включають детальне моделювання теплових насосів, акумуляторів та когенераційних установок. Однак трубопроводи та лінії передавання енергії моделюються спрощено, без врахування розподільчих втрат.

EnergyPLAN – це безкоштовне програмне забезпечення, розроблене Університетом м. Ольборг, Данія [37]. Програма призначена для імітації роботи національних або регіональних енергетичних систем із погодинним кроком моделювання. EnergyPLAN повністю ігнорує структуру та параметри розподільчих мереж, тому цей інструмент не придатний для аналізу експлуатаційних режимів інтегрованих енергетичних мереж на рівні мереж.

EnergyPRO – це комерційне програмне забезпечення для техніко-економічної оптимізації енергетичних систем [38]. Інструмент розроблено компанією EMD International. Програма дозволяє моделювати роботу когенераційних установок та систем із тепловими насосами.

RETScreen – це безкоштовне програмне забезпечення для управління чистою енергією, розроблене в Канаді [39]. Воно призначене для аналізу доцільності проєктів та оцінки екологічного ефекту. Симуляція виконується з місячним часовим кроком, а оптимізаційного алгоритму програма не має, тому його застосування обмежується етапом планування.

HOMER – це ПЗ для оптимізації гібридних енергетичних систем, розроблене NREL (США) [40]. Воно використовує вбудовані алгоритми для оцінювання погодинних профілів ресурсів. Проте моделі часто не враховують стохастичний характер генерації та споживання, що вимагає застосування більш складних методів стохастичного планування [41] або змішано-цілочисельного лінійного програмування (MILP) [42]. У моделі HOMER всі джерела енергії та споживачі агрегуються, розподільчі мережі не враховуються, а теплові компоненти описані менш детально, ніж електричні.

1.3 Висновки до першого розділу

Аналіз сучасних тенденцій в енергетиці показав, що для досягнення цілей декарбонізації та сталого розвитку критично важливим є перехід до концепції «Розумної енергосистеми» (Smart Energy System). Ця концепція передбачає інтеграцію секторів електропостачання, теплопостачання та транспорту, що дозволяє підвищити енергоефективність та збільшити частку відновлюваних джерел енергії, зокрема через електрифікацію сектору опалення.

Виявлено суттєву проблему в управлінні енергетичними потоками, яка полягає у розрізненості стратегій операторів електричних та теплових мереж. Незалежне керування сполучними технологіями (теповими насосами, когенераційними установками) без урахування обмежень суміжних мереж призводить до втрати синергії, зниження загальної ефективності системи та створює ризики перевантаження розподільчих мереж, особливо низьковольтних.

Встановлено, що інтегрована енергетична мережа є складним об'єктом, який поєднує просторові, багатосервісні та багатомережеві аспекти. Ключовими

елементами такої системи є розподілена генерація, технології перетворення (Power-to-Heat) та накопичення енергії, які потребують узгодженого керування для забезпечення надійності енергопостачання.

Огляд наявних програмних засобів (TRNSYS, EnergyPLAN, EnergyPRO, RETScreen, HOMER) показав, що більшість із них орієнтовані на техніко-економічне планування та балансові розрахунки на рівні агрегованих об'єктів. Головним недоліком цих інструментів у контексті поставленої задачі є ігнорування топології та фізичних параметрів розподільчих мереж (потокорозподілу, рівнів напруги, пропускної здатності трубопроводів), що робить їх непридатними для оперативного керування режимами роботи інтегрованої мережі.

На основі проведеного аналізу обґрунтовано необхідність розроблення нового методу керування інтегрованою енергетичною мережею. Такий метод повинен враховувати взаємозалежність процесів у електричній та тепловій підсистемах, топологію розподільчих мереж та наявність активних споживачів (прос'юмерів), що дозволить оптимізувати режими роботи та підвищити надійність системи в цілому.

2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ІНТЕГРОВАНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Особливості моделювання інтегрованої енергетичної мережі

Найбільш універсальним і модульним підходом до моделювання інтегрованої енергетичної мережі є концепція енергетичного хабу. М. Гейдл та Г. Андерссон [43] визначили енергетичний вузол як інтерфейс, у якому відбуваються процеси вводу/виводу, перетворення, трансформації та зберігання енергії між кількома типами енергоносіїв.

Енергетичний вузол має два основні порти для взаємодії із зовнішнім середовищем:

- вхідний порт, який приймає потоки потужності від різних енергоносіїв;
- вихідний порт, який забезпечує споживачів необхідними видами енергії.

Односпрямовані потоки потужності від різних джерел надходять до вхідного порту, проходять через пристрої перетворення та накопичення енергії, після чого виходять через вихідний порт, задовольняючи попит на електроенергію, тепло чи інші енергетичні потреби у відповідності до рисунку 2.1.

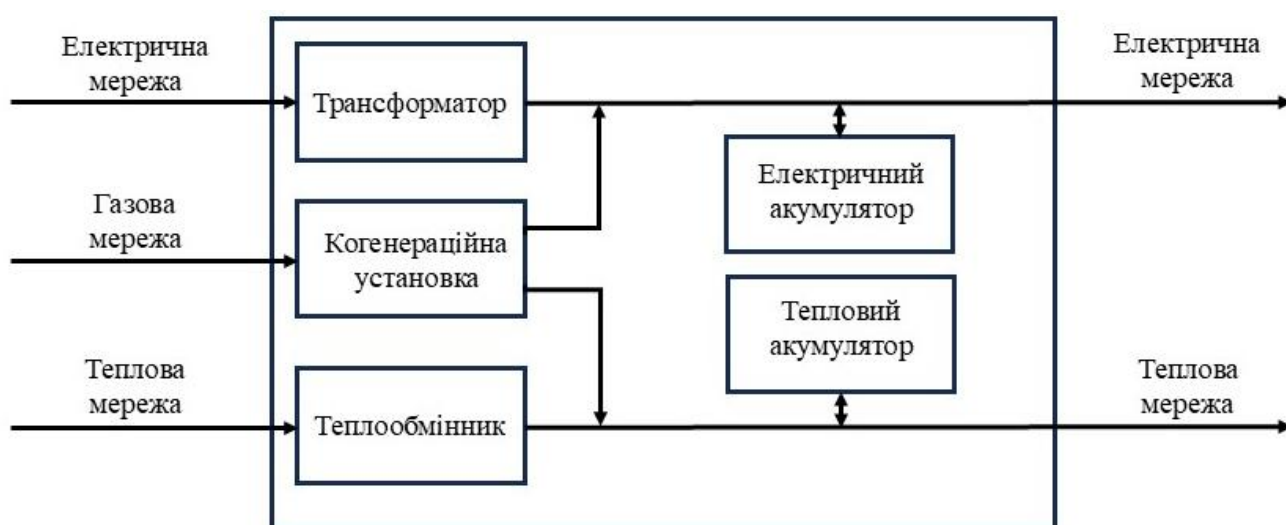


Рисунок 2.1 – Структурна схема енергетичного вузла

Це модель, що описує систему, яка керує потоками, перетворенням та зберіганням різних видів енергії. До вузла надходять три види енергоносіїв із зовнішніх мереж:

- електрична мережа, яка постачає електроенергію;
- газова мережа, яка постачає природний газ;
- теплова мережа, яка постачає теплову енергію.

Кожен вхідний потік потрапляє до відповідного пристрою для обробки або перетворення:

- трансформатор перетворює параметри вхідної електроенергії для використання у внутрішній мережі;
- когенераційна установка використовує газ для одночасного виробництва електричної та теплової енергії;
- теплообмінник передає тепло від зовнішньої теплової мережі до внутрішньої системи споживання.

Верхня лінія показує, що вироблена установкою електроенергія надходить у внутрішню електричну мережу вузла. Нижня лінія показує, що вироблене тепло надходить у внутрішню теплову мережу.

У системі передбачені накопичувачі, які з'єднані з внутрішніми лініями двосторонніми стрілками (що означає можливість як заряджання, так і розряджання):

- електричний акумулятор накопичує надлишок електроенергії та віддає її за потреби;
- тепловий акумулятор накопичує надлишок тепла та віддає його в систему при пікових навантаженнях.

З вузла виходять перетворені та розподілені енергоресурси до споживачів, а саме електрична мережа та теплова мережа. Схema демонструє концепцію інтегрованої енергосистеми, яка поєднує різні енергоносії (електрику, газ, тепло), дозволяє їх конвертувати та зберігати для забезпечення надійного та ефективного енергопостачання споживачів.

Сукупно пристрої перетворення та накопичення енергії називаються технологіями поєднання. На рисунку 2.2 представлено графічне зображення співвідношення між вектором вхідних потужностей $[P_{in}]$ та вектором енергетичних навантажень $[L]$.

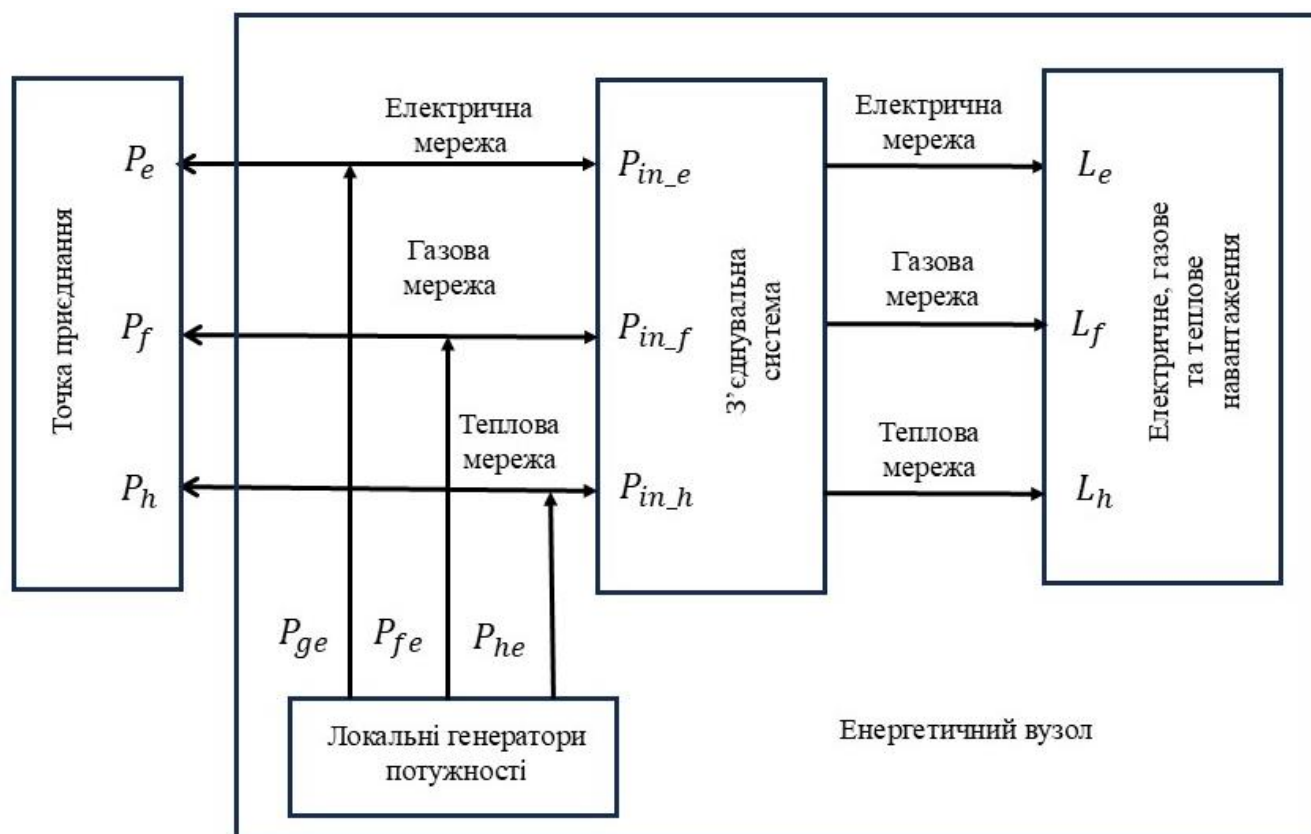


Рисунок 2.2 – Співвідношення між вектором вхідних потужностей $[P_{in}]$ та вектором енергетичних навантажень $[L]$

Ефективність кожної технології використовується для формування матриці зв'язку $[C]$, яка встановлює співвідношення між вектором вхідних потужностей $[P_{in}]$ та вектором енергетичних навантажень $[L]$ енергетичного вузла. Загальна математична модель енергетичного вузла описується матричним рівнянням (2.1).

$$[L] = [C][P_{in}]. \quad (2.1)$$

З урахуванням накопичувачів електричної та теплової енергій загальну математичну модель енергетичного вузла (2.1) можна записати у вигляді:

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ C_{31} & C_{23} & C_{33} & Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{in1} \\ P_{in2} \\ P_{in3} \\ E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

де L_i – локальний попит на енергію типу i ;

C_{ij} – елемент матриці зв'язку, який показує, яка частина вхідної потужності системи зв'язку типу i перетворюється на локальний попит типу j ;

Z_{ij} – елемент матриці зв'язку, який вказує, яка частина потужності від накопичувача типу i йде на забезпечення локального попиту типу j ;

P_{in_i} – чиста вхідна потужність енергоносія типу i у систему зв'язку;

E_j – швидкість зміни у часі накопиченої енергії типу j .

Кожна чиста вхідна потужність у систему зв'язку P_{in_i} у рівнянні (2.2) дорівнює відповідній локальній генерації P_{g_i} мінус подача в мережу P_i відповідного енергоносія у відповідності до рівняння (2.3):

$$P_{in_i} = P_{g_i} - P_i. \quad (2.3)$$

Шляхом підстановки рівняння (2.3) у рівняння (2.2) можна сформулювати розширену версію рівняння зв'язку для інтегрованої енергетичної мережі у відповідності до рівняння (2.4).

Враховуючи, що подачі потужності в мережу (які тепер є частиною рівняння зв'язку) є функціями параметрів мережі у всіх енергетичних вузлах, вони виступають сполучною ланкою між попитом та генерацією в різних енергетичних вузлах.

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ L_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ C_{31} & C_{23} & C_{33} & Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g_1} - P_1 \\ P_{g_2} - P_2 \\ P_{g_3} - P_3 \\ E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix}. \quad (2.4)$$

Точка приєднання - це місце, де відбувається чиста подача потужності з енергетичного вузла в мережу для різних енергоносіїв. Точка приєднання відповідає терміну «шина» в електричній мережі та «вузол» у мережі централізованого теплопостачання.

Припускається, що відстань від системи зв'язку до цієї точки приєднання є дуже малою порівняно з довжиною гілок, що з'єднують два різні енергетичні вузли. Це дозволяє знехтувати можливими падіннями напруги, тиску та температури між системою зв'язку та точкою приєднання.

Однак це не означає, що вони є одним і тим самим. Наприклад, якщо потоки води з різною температурою змішуються в заданій точці приєднання, підключеній до теплогенеруючого енергетичних вузлах, температура води, що виходить у подавальний трубопровід, відрізнятиметься від температури подачі відповідного хабу. Отже, для правильного моделювання теплових мереж важливо розглядати енергетичний вузол і точку приєднання окремо.

У випадках, коли відстань між системою зв'язку та точкою приєднання стає значною, зручніше визначити додаткову точку приєднання поблизу системи зв'язку. Також можливо визначити енергетичний вузол без генерації та навантаження. У такому разі енергетичний вузол виступає переважно як точка приєднання.

З іншого боку, частина інтегрованої енергетичної мережі є фрагментом загальної системи, що об'єднує всі енергетичні вузли. Якщо виробництво потужності будь-якого енергоносія перевищує потреби самого енергетичного вузла, надлишок буде передано до інших енергетичних вузлів, де спостерігається дефіцит.

Якщо ж енергетичний вузол, навпаки, відчуває нестачу певного типу енергоносія, він імпортуватиме його з мережі. Однак слід зазначити, що тип та кількість енергоносія, що має постачатися в мережу або імпортуватися з неї, залежить не лише від попиту та локальної генерації, а й від типів пристроїв зв'язку, наявних у даному енергетичному вузлі.

Іншими словами, залежно від типів пристроїв, доступних у системі зв'язку, певний тип локального попиту може бути забезпечений за рахунок комбінації потужності, що надходить до енергетичного вузла від різних енергоносіїв. Якщо всередині енергетичного вузла виникає надвиробництво певного енергоносія (внаслідок перетворення між різними енергоносіями), цей надлишок буде подано назад у мережу.

Енергетичні вузли в інтегрованій енергетичній мережі з'єднані між собою кількома незалежними мережами передачі, кожна з яких призначена лише для одного енергоносія. Значення параметрів мережі для кожного енергоносія залежать від чистої подачі потужності того ж енергоносія від усіх енергетичних вузлів.

Іншими словами, подачу потужності в мережу в кожному енергетичному вузлі для кожного енергоносія можна визначити як функцію параметрів кожної мережі. Наприклад, подача електричної потужності в даному енергетичному вузлі визначається як функція параметрів електричної мережі, таких як модулі напруги, кути напруги та матриця провідності мережі.

Ці подачі потужності потім пов'язуються з локальною генерацією та попитом у кожному енергетичному вузлі за допомогою матриць зв'язку. У розрахунках поточкорозподілу відома лише частина режимних параметрів, тоді як інші необхідно визначити.

Будь-який розрахунок подачі потужності, що ґрунтується на неточних значеннях невідомих змінних, відрізнятиметься від точних значень подачі в кожному енергетичному вузлі, розрахованих за рівнянням (2.4). Різниця між цими двома величинами, виражена у формі рівняння, називається рівнянням небалансу.

Рівняння для подачі потужності в кожній точці приєднання поєднуються з рівняннями зв'язку (2.4) для визначення всіх рівнянь небалансу, необхідних для знаходження невідомих змінних.

Ця система рівнянь небалансу називається задачею поточкорозподілу для даної інтегрованої енергетичної мережі. Ітераційні чисельні методи, такі як метод Ньютона-Рафсона, використовуються для зменшення величин небалансу шляхом ітеративної зміни значень невідомих змінних. Вважається, що розв'язок зійшовся тоді і тільки тоді, коли величини всіх небалансів є меншими за припустиму похибку.

Деталі рівнянь небалансу отримано шляхом застосування загальної концепції моделі поточкорозподілу інтегрованої енергетичної мережі до пов'язаних електричних і теплових мереж.

При виведенні припускається, що кожен енергетичний вузол обладнано джерелами локальної генерації палива, тепла та електроенергії. Попит на електроенергію та тепло враховується у всіх енергетичних вузлах.

Попит на паливо не розглядається, тому мережа паливостачання відсутня. Електричний енергоносій розділяється на активну та реактивну потужності, хоча обидві вони передаються однією лінією електропередачі. Електрична активна потужність позначається індексом e_r . Електрична реактивна потужність позначається індексом e_q .

Тепловий та паливний енергоносії позначаються індексами h та f відповідно. Локальна генерація для кожного носія позначається шляхом додавання додаткового індексу g . Припускається, що кожен енергетичний вузол має різні енергетичні технології, які пов'язують паливо, тепло та електроенергію.

Поточкорозподіл змінного струму в електричній мережі визначається законами Кірхгофа про струми та напруги. подача повної потужності в кожному енергетичному вузлі, яка є функцією провідності мережі та вузлових напруг, є комплексною величиною, що зазвичай виражається у векторному.

Хоча для моделювання електричної мережі можна використовувати алгебраїчну форму запису комплексних параметрів, таких як напруга та повний

опір, для формулювання рівнянь балансу потужності найширше використовується гібридне представлення, коли напруга записується в полярних координатах, а повний опір записується в алгебраїчній формі.

Для N-вузлової електричної мережі подачі активної P_{ep} та реактивної P_{eq} потужності у відносних одиницях на будь-якій шині і визначаються рівняннями:

$$P_{ep(i)} = \sum_{j=1}^N |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \text{ для } i, j = 1, 2, 3, \dots, N; \quad (2.5)$$

$$P_{eq(i)} = \sum_{j=1}^N |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij}) \text{ для } i, j = 1, 2, 3, \dots, N, \quad (2.6)$$

де $G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij} = Y_{ij}$ – елемент матриці провідності мережі розміром $N \times N$;

θ_{ij} – різниця кутів напруги між вузлами і та j (тобто $\theta_i - \theta_j$).

Недіагональні елементи матриці провідності визначаються за допомогою рівняння (2.7), тоді як діагональні елементи розраховуються за рівнянням (2.8):

$$Y_{ij} = -y_{ij}; \quad (2.7)$$

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^N y_{ij}, \quad (2.8)$$

де y_{ij} – це повна провідність лінії між шинами і та j, з урахуванням трансформатора за наявності;

y_{ii} – це реактивна провідність на шині і.

Рівняння (2.6) справедливе лише для мережі без трансформаторів зі змінним коефіцієнтом трансформації, які ще називаються трансформатори з регулюванням відгалужень. Регулювання відгалужень трансформатора зазвичай моделюється за допомогою їхніх П-подібних схем заміщення.

Для трансформатора з регулюванням, увімкненого між шинами і та j, який має коефіцієнт трансформації a у відносних одиницях у зазначеному порядку, матриця провідності формується за допомогою рівнянь:

$$Y_{ij} = -\frac{y_{ij}}{a}; \quad (2.9)$$

$$Y_{ii} = y_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^N \frac{y_{ij}}{a^2}; \quad (2.10)$$

$$Y_{jj} = y_{jj} + \sum_{i=1, i \neq j}^N y_{ij}. \quad (2.11)$$

Цільовими параметрами, які мають бути визначені гідравлічною моделлю, є масова витрата в кожному трубопроводі та профіль тиску у кожному вузлі теплової мережі. Теплову мережу можна розглядати як дві окремі гідравлічні трубопровідні мережі: подавальну та зворотну.

Подавальна мережа транспортує гарячу воду від джерел до споживачів, тоді як зворотна мережа повертає охолоджену воду назад до джерела після того, як тепло було передано споживачу. Обидві мережі пов'язані між собою через масову витрату в кожному трубопроводі.

Це означає, що якщо масова витрата в одному трубопроводі подавальної мережі відома, то така ж кількість води протікає у відповідному трубопроводі зворотної мережі. Однак профіль тиску необхідно розраховувати окремо для подавальної та зворотної трубопровідних мереж.

Різні чисельні методи, які можуть бути використані для розрахунку гідравлічного напору та масових витрат у мережах водопостачання, представлені у [44, 45], тоді як їх застосування в мережах централізованого тепlopостачання обговорюється в [46].

Діапазон цих методів простягається від класичного методу ув'язки кілець Харді-Кросса до комп'ютеризованого методу Ньютона-Рафсона. У будь-якому з цих методів повинні бути забезпечені принципи неперервності потоку, які описуються законом збереження маси в кожному вузлі та збереження енергії, які описуються рівняння падіння тиску [47].

Було [44] розглянуто чотири типи методів, які можна використовувати для поєднання та реалізації цих двох принципів. Ці методи описуються наступними рівняннями:

– контурні рівняння;

- вузлово-контурні рівняння;
- вузлові рівняння;
- рівняння ділянок трубопроводів.

Контурні рівняння формулюються з використанням нелінійної залежності між падінням тиску та масовою витратою в замкненому контурі. Хоча цей метод дозволяє отримати найменшу можливу кількість рівнянь, він вимагає задання початкових значень, які задовольняють умову збереження маси по всій мережі.

Крім того, для урівноваження кількості рівнянь і кількості невідомих зазвичай потрібні додаткові псевдоконтури, кількість яких залежить від топології, а це ускладнює використання цього методу в комп'ютерних алгоритмах.

З іншого боку, метод вузлово-контурних рівнянь використовує рівняння збереження маси в кожному вузлі та контурні рівняння для замкнених контурів. Залежно від топології також визначаються додаткові псевдоконтури.

Цей метод не потребує точного початкового наближення масових витрат, однак необхідність використання псевдоконтурів залишається недоліком. Через цю негнучкість вузлово-контурні рівняння використовуються для моделювання лише специфічних прикладів мереж централізованого теплопостачання.

На відміну від двох попередніх методів, у яких кожне рівняння виражається як функція масової витрати в трубопроводі, метод вузлових рівнянь визначає збереження маси в кожному вузлі як функцію вузлових тисків.

Отже, він вимагає лише такої кількості рівнянь, що дорівнює кількості вузлів. Це аналогічно рівнянням електричної мережі, які базуються на профілях вузлової напруги. Проте, оскільки масові витрати є параметрами зв'язку між гідравлічною та тепловою моделями, вираження їх як сильно нелінійної функції гідравлічного напору робить загальну систему дуже складною та важкою для розрахунку.

На відміну від трьох інших методів, рівняння ділянок трубопроводів використовують закон збереження маси в кожному вузлі та рівняння падіння тиску для кожного трубопроводу. Таким чином, у цьому методі задіяні обидва параметри тиск і масова витрата ціною появи додаткових рівнянь.

Однак самі рівняння є відносно простішими для обчислення. В результаті гідравлічні моделі, що базуються на рівняннях ділянок трубопроводів, є простішими в роботі та мають однакову (або навіть кращу) швидкість збіжності порівняно з іншими методами. Саме тому цей метод використовується для представлення гідравлічної частини теплової мережі.

Припускаючи, що вода є нестисливою та має постійні властивості по всій мережі, рівняння збереження маси та падіння тиску можна записати рівняннями.

$$H_j - H_i = (\text{sign})k_{ij}|m_{ij}|^\beta; \quad (2.12)$$

$$k_{ij} = \frac{8LF}{gD^5\rho^2\pi^2}, \quad (2.13)$$

де H_j та H_i – це гідравлічні напори, які обумовлені тиском та висотою розташування у вузлах j та i відповідно;

m_{ij} – масова витрата потоку від вузла j до вузла i ;

L – довжина трубопроводу з внутрішнім діаметром D ;

ρ – густина води;

f – коефіцієнт тертя.

Ці рівняння справедливі як для подавальної, так і для зворотної трубопроводних мереж системи тепlopостачання. Всі трубопроводи в мережі мають круглий переріз, є прямими та мають постійний поперечний переріз по всій довжині. Рівняння Дарсі-Вейсбаха для коефіцієнта гідравлічного опору k_{ij} застосовується для широкого діапазону масових витрат.

Динамічні моделі теплових мереж зазвичай застосовуються на рівні окремих пристроїв або теплообмінників. Однак, оскільки така детальна динаміка теплової мережі не вимагається для задач розрахунку потокорозподілу та оптимізації, перевага віддається псеводинамічній фізичній моделі, за умови, що часовий крок є достатньо тривалим для досягнення усталеного режиму.

В рамках псеводинамічного підходу теплова модель описується трьома групами рівнянь, що визначають подачу теплової потужності, падіння

температури на ділянці трубопроводу та збереження енергії при змішуванні води в кожному вузлі.

Теплова потужність, яка постачається до/від даного енергетичного вузла i , визначається рівнянням:

$$P_{h(i)} = C_p m(i) (T_{s(i)} - T_{r(i)}), \quad (2.14)$$

де $P_{h(i)}$ – теплова потужність (додатна для джерела та від'ємна для навантаження);

$m(i)$ – масова витрата потоку від хабу до подавальної мережі системи теплопостачання (додатна для джерела та від'ємна для навантаження);

$T_{s(i)}$ та $T_{r(i)}$ – температури в подавальному та зворотному трубопроводах у хабі i відповідно;

C_p – питома теплоємність води.

Рівняння падіння температури виводяться з рівнянь тепловтрат. Під час циркуляції гарячої води мережею частина тепла втрачається в навколишнє середовище, що спричиняє зниження температури води вздовж трубопроводу.

Припускається, що рівень ізоляції та відстань між трубами є достатніми, щоб знехтувати їхньою температурною взаємодією. Також припускається, що теплообмін з навколишнім середовищем відбувається лише в радіальному напрямку.

2.2 Математична модель методу керування інтегрованою енергетичною мережею

Розрахунок потокорозподілу електричної мережі зазвичай виконується у відносних одиницях (в.о.) з використанням однолінійної схеми замість три- або чотирипровідних схем. Значення у відносних одиницях розраховуються шляхом ділення кожної величини на її базисне значення.

Хоча можна задати будь-яке довільне базисне значення, зазвичай за S_{base} приймають найбільшу номінальну повну потужність трифазної системи. Номінальна лінійна напруга з кожного боку трансформатора приймається за V_{base} для відповідної ділянки мережі. Базисні значення струму та повного опору, I_{base} та Z_{base} , потім розраховуються за допомогою рівнянь:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}\sqrt{3}}; \quad (2.15)$$

$$V_{base(phase)} = \frac{V_{base}}{\sqrt{3}}; \quad (2.16)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base(phase)}}{I_{base}} = \frac{V_{base}}{I_{base}\sqrt{3}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}. \quad (2.17)$$

Хоча базисне значення повного опору є різним з двох сторін трансформатора, значення даного повного опору у відносних одиницях (в.о.) залишається незмінним при зведенні до будь-якої зі сторін трансформатора. Це дозволяє спростити трифазну мережу, що складається з багатьох трансформаторів, до єдиної однолінійної схеми.

Оскільки рівняння, що описують теплову мережу, є частиною інтегрованої задачі поточкорозподілу, їх слід виразити у відносних одиницях для забезпечення узгодженості аналізу з електричними величинами. Теплова потужність виражається у в.о. з використанням того ж базисного значення, що й електрична потужність.

Крім того, необхідно визначити базисне значення або для температури, або для витрати. Інше значення потім визначається з рівняння теплової потужності.

Значення температури у в.о. визначаються на основі двох опорних значень. Цими двома опорними величинами є T_{ref1} та T_{ref2} , які відповідають нижньому та верхньому опорним значенням температури відповідно. Відповідно, еквівалент різниці температур у в.о. можна обчислити за допомогою рівняння (2.20), тоді як рівняння теплової потужності у в.о. та через базисні значення наведено у рівнянні (2.21).

$$P_{h(base)} = S_{base}; \quad (2.18)$$

$$T_{i(pu)} = \frac{T_{i(actual)} - T_{ref1}}{T_{ref2} - T_{ref1}}; \quad (2.19)$$

$$\Delta T_{i(pu)} = \frac{\Delta T_{i(actual)}}{T_{ref2} - T_{ref1}}; \quad (2.20)$$

$$P_{h(pu)} P_{h(base)} = C_p m_{(pu)} m_{(base)} \Delta T_{(pu)} (T_{ref2} - T_{ref1}). \quad (2.21)$$

При визначенні рівняння теплової потужності у відносних одиницях, як показано у рівнянні (2.22), залежність між базисною масовою витратою та опорними значеннями температури виводиться так, як показано у рівнянні (2,23).

$$P_{h(pu)} = m_{(pu)} \Delta T_{(pu)}; \quad (2.22)$$

$$m_{(base)} = \frac{P_{h(base)}}{C_p (T_{ref2} - T_{ref1})}. \quad (2.23)$$

Варто зазначити, що рівняння подачі потужності як для електроенергії, так і для теплової енергії, виражені у фізичних одиницях, не обов'язково мають той самий вигляд, що й рівняння у відносних одиницях (в.о.).

За аналогією з параметрами ліній електропередачі, необхідно визначити базисні значення для параметрів трубопроводів теплової мережі, оскільки вони входять до складу рівнянь падіння температури. Нехай ΔT_{w_start} та ΔT_{w_end} - це різниці температур води на вході та виході трубопроводу відносно температури навколишнього середовища (на поверхні радіусом R_s) відповідно.

Трубопровід характеризується довжиною L та витратою m . Рв'язок між ΔT_{w_start} та ΔT_{w_end} описується виразом:

$$\Delta T_{w_end} = \Delta T_{w_start} \exp\left(-\frac{U_{Rs} A_{Rs}}{C_p m}\right) = \Delta T_{w_start} \exp\left(-\frac{U_{Rs} 2\pi R_s L}{C_p m}\right); \quad (2.24)$$

$$(T_{ref2} - T_{ref1}) \Delta T_{w_end} = (T_{ref2} - T_{ref1}) \Delta T_{w_start(pu)} \exp\left(-\frac{U_{Rs} 2\pi R_s L_{pu} L_{base}}{C_p m}\right). \quad (2.25)$$

Якщо вибрати базисне значення довжини трубопроводу чисельно рівним базисному значенню масової витрати (обидва в одиницях CI), то рівняння падіння температури у відносних одиницях можна записати у вигляді:

$$L_{base} = m_{base}; \quad (2.26)$$

$$\Delta T_{w_end(pu)} = \Delta T_{w_start(pu)} \exp\left(-\frac{U_{RS} 2\pi R_S L_{pu}}{C_p m}\right). \quad (2.27)$$

Ще одним рівнянням, яке потребує переведення у відносні одиниці, є рівняння падіння тиску, яке визначається виразом:

$$(H_j - H_i)_{pu} = k_{ij} (m_{ji} |m_{ji}|)_{pu}. \quad (2.28)$$

Тоді базисне значення гідравлічного напору можна визначити рівним квадрату базисної масової витрати, як показано у рівнянні

$$\frac{H_j - H_i}{H_{base}} = \frac{k_{ij} m_{ji} |m_{ji}|}{m_{base}}; \quad (2.29)$$

$$H_{base} = m_{base}^2. \quad (2.30)$$

Загальна задача потокорозподілу розв'язується як єдина задача з використанням ітераційного методу Ньютона-Рафсона. Шуканими змінними при розрахунку потокорозподілу є модуль напруги, фазовий кут напруги, температура в подавальному та зворотному трубопроводах, гідравлічний напір та масові витрати до/від кожного енергетичного вузла. У конкретному енергетичному вузлі деякі змінні можуть бути відомими, тоді як інші - невідомими. Метою розрахунку потокорозподілу є визначення невідомих змінних на основі відомих.

Балансувальним енергетичним вузлом (або енергетичним вузлом) зазвичай є енергетичний вузол, де зосереджена максимальна генеруюча потужність тепла та електроенергії. Якщо генерація електроенергії та тепла не є розв'язаною, у

такому випадку можлива наявність окремих балансувальних вузлів для теплової та електричної мереж, то завжди існуватиме лише один балансувальний енергетичний вузол для обох мереж.

Цей балансувальний енергетичний вузол відповідає за покриття всього дефіциту потужності та втрат в обох мережах. У цьому балансувальному енергетичному вузлі для визначаються опорні значення модуля напруги, фазового кута напруги, гідравлічного напору як для подавальної, так і для зворотної трубопроводних мереж та температури подачі.

З точки зору електричної мережі, енергетичний вузол відмінний від балансувального, де є генерація реактивної потужності, зарезервована для регулювання напруги, називається PV-вузлом. Решта енергетичних вузлів називаються PQ-вузлами.

З іншого боку, з точки зору теплової мережі, припускається, що в кожному вузлі відома лише одна з температур: або в подавальному, або в зворотному трубопроводі, а інша має бути визначена в результаті розрахунку поточкорозподілу.

Енергетичні вузли з відомою температурою подачі позначаються як вузли живлення, тоді як енергетичні вузли з відомою зворотною температурою позначаються як зворотні вузли.

Взаємозв'язок у кожному енергетичному вузлі в інтегрованих мережах розподілу тепла та електроенергії без накопичувачів описується рівнянням:

$$0 = \begin{bmatrix} L_{ep} \\ L_{eq} \\ L_h \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} C_{ep(ep)} & C_{ep(eq)} & C_{ep(h)} & C_{ep(f)} \\ C_{eq(ep)} & C_{eq(eq)} & C_{eq(h)} & C_{eq(f)} \\ C_h(ep) & C_h(eq) & C_h(h) & C_h(f) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{epg} - P_{ep} \\ P_{eqg} - P_{eq} \\ P_{hng} - P_h \\ P_{fg} - P_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_{ep} \\ \Delta P_{eq} \\ \Delta P_h \end{bmatrix}, \quad (2.31)$$

де L та P – це навантаження та потужності (генерація або інжекція), виражені у відносних одиницях (в.о.) відповідно;

C – елементи матриці зв'язку;

ep, eq, h та f – активна, реактивна, тепла та паливна потужності відповідно;

ΔP_{ep} , ΔP_{eq} та ΔP_h – це небаланси активної, реактивної та теплової потужності у даному енергетичному вузлі відповідно.

Рівняння (2.31) застосовується до всіх хабів, окрім балансувального, для формування системи рівнянь, які розв'язується за допомогою ітераційного методу Ньютона-Рафсона. На додаток до цих зв'язаних рівнянь, існують додаткові рівняння небалансів для гідравлічного напору та температурних змінних, як показано у рівняннях:

$$\Delta H_{pipe(ij)} = 0 = (H_j - H_i - k_{ij} m_{ji} |m_{ji}|)_{pu}; \quad (2.32)$$

$$\Delta E_{s(i)} = 0 = (\sum_{j \in in} T_{s_ji} m_{ji} - T_{s(i)} \sum_{j \in in} m_{ji})_{pu}; \quad (2.33)$$

$$\Delta E_{r(k)} = 0 = (\sum_{j \in in} T_{r_jk} m_{jk} - T_{r(k)} \sum_{j \in in} m_{jk})_{pu}, \quad (2.34)$$

де $\Delta H_{pipe(ij)}$ – це небаланс гідравлічного напору, що відповідає ділянці трубопроводу, яка з'єднує вузол i з гідравлічним напором H_i та вузол j з гідравлічним напором H_j ;

$\Delta E_{s(i)}$ – це небаланс теплової енергії у вузлі, підключеному до зворотнього вузла i ;

$\Delta E_{r(k)}$ – це небаланс теплової енергії у вузлі, підключеному до вузла живлення k ;

m_{ji} та m_{jk} – це масові витрати потоків, які прямують від вузла j до вузла i та від вузла j до вузла k відповідно, які включають масові потоки від вузлів i та k , якщо потоки спрямовані від одних до інших вузлів;

s та r – позначають подавальну та зворотну трубопровідні мережі системи тепlopостачання;

T_{s_ji} – це температура води, що тече від вузла j до вузла i , виміряна у вузлі i в подавальній мережі;

T_{r_jk} – це температура води, що тече від вузла j до вузла k , виміряна у вузлі k у зворотній мережі;

$T_{s(i)}$ та $T_{r(k)}$ – це температура подачі у вузлі i та температура зворотної води у

вузлі k відповідно.

Для системи з N вузлів існуватиме $N-1$ рівнянь небалансів для активної потужності. Кількість рівнянь небалансів реактивної потужності дорівнюватиме кількості PQ-вузлів. Крім того, існуватиме $N - 1$ рівнянь небалансів для вузлової інжекції теплової потужності.

Кількість рівнянь небалансів гідравлічного напору дорівнюватиме кількості трубопроводів у тепловій мережі. Кількість рівнянь небалансів температури в подавальному та зворотному трубопроводах дорівнюватиме кількості прямих і зворотніх вузлів відповідно.

Ітераційний метод Ньютона-Рафсона, який використовується для знаходження X у системі рівнянь з багатьма змінними і записується у вигляді $F(X)=0$, описується рівнянням:

$$-\Delta F = J\Delta X. \quad (2.35)$$

У цьому рівнянні ΔF визначає небаланси, а J позначає матрицю Якобі (якобіан). Елементи J визначаються шляхом обчислення частинних похідних кожного рівняння за кожною змінною. Поправки ΔX розраховуються на кожній ітерації шляхом множення вектора небалансів на обернену матрицю Якобі.

Після цього небаланси перераховуються з використанням нових значень X . Якщо будь-який з небалансів виходить за межі заданого допуску, матриця Якобі оновлюється, розраховуються нові поправки ΔX і ітераційний процес продовжується.

Потрібно зауважити, що матриця Якобі є квадратною матрицею і не виродженою. Кількість невідомих змінних повинна дорівнювати кількості рівнянь небалансів.

Профілі тиску у зворотній трубопроводній мережі системи тепlopостачання розраховуються окремо після розв'язання задачі потякорозподілу. Ітераційний метод Ньютона-Рафсона застосовується до системи рівнянь трубопроводів.

У такому випадку кількість рівнянь дорівнюватиме кількості невідомих змінних гідравлічного напору у зворотній трубопроводній мережі. Отже, щоб уникнути надлишковості, слід включати лише ті зворотні трубопроводи, які додають нову інформацію про змінні гідравлічного напору.

Крім того, існують технічні обмеження, які необхідно враховувати в процесі розв'язання:

- обмеження реактивної потужності;
- температурні обмеження.

Першим є обмеження на діапазон регулювання реактивної потужності PV-вузлів в електричній мережі. Якщо генерація реактивної потужності в даному PV-вузлі виходить за межі допустимого діапазону, її необхідно зафіксувати на рівні найближчої границі. Після цього відповідний вузол розглядається як PQ-вузол.

Іншим обмеженням є межі температурних профілів теплової мережі. Температура в подавальному трубопроводі даного вузла повинна бути вищою або дорівнювати відповідній температурі у зворотному трубопроводі. Крім того, в деяких системах теплопостачання можуть бути встановлені вимоги щодо мінімального рівня температури та масових витрат у трубах.

Енергетичні технології можуть містити газові котли, когенераційні установки, теплові насоси та відновлювані джерела енергії такі як вітрова та сонячна енергетика.

Джерела локальної генерації, такі як вітрові, сонячні та геотермальні станції, представлені їхньою вихідною потужністю. З іншого боку, такі технології, як теплові насоси, котли та когенераційні установки, описуються через ефективність перетворення енергії.

Водогрійний котел використовує паливо, таке як вугілля, мазут (нафта), природний газ, біогаз, біомаса та тверді побутові відходи, для виробництва тепла, використовуючи воду як теплоносій. Ефективність його роботи виражається через тепловий ККД.

Водогрійні котли зазвичай використовуються як джерела пікового теплопостачання в системах централізованого теплопостачання. Однак, вони

також можуть використовуватися як джерела розподіленого теплопостачання в країнах, які мають значні запаси природного газу

Когенераційні установки (ТЕЦ – теплоелектроцентралі), на відміну від традиційних теплових електростанцій, утилізують тепло, яке в іншому випадку було б викинуте в навколишнє середовище. Як і водогрійні котли, вони можуть використовувати широкий спектр видів палива, але на додаток до тепла вони виробляють електроенергію.

Ефективність роботи когенераційної установки виражається через її електричний та тепловий ККД. Залежно від того, чи працює установка з відстаючим, чи з випереджаючим коефіцієнтом потужності, когенераційна установка або споживає, або генерує реактивну потужність.

ККД когенераційної установки може змінюватися залежно від її розміру та типу використовуваного палива. Наприклад, газова когенераційна установка з вхідною потужністю по паливу 538 кВт має тепловий та електричний ККД 49% та 37% відповідно. З іншого боку, установка енергетичної утилізації відходів з двигуном внутрішнього згоряння може мати тепловий ККД 57% та електричний ККД 31%.

Тепловий насос компресійного типу використовує електроенергію для перенесення тепла з холоднішої області в більш теплу. Його також можна застосовувати для підвищення температури води, яка є доступною, щоб використовувати її для потреб, що вимагають вищих температур.

Джерелом тепла можуть слугувати стічні води, морська вода, геотермальні джерела, скидне тепло або атмосферне повітря. Його ефективність виражається через коефіцієнт перетворення, який є відношенням транспортованої теплової потужності до кількості спожитої активної електричної потужності. Окрім коефіцієнта перетворення, для розрахунку споживання реактивної потужності тепловим насосом використовується коефіцієнт потужності.

У деяких тематичних дослідженнях також розглядаються джерела відновлюваної енергії, такі як вітрові, сонячні фотоелектричні та сонячні теплові установки. Електроенергія або тепло, вироблені за допомогою таких технологій,

вважаються локально згенерованою електричною або тепловою потужністю відповідно.

Для розрахункових прикладів з моделюванням однієї години у статичному режимі приймаються довільні значення вихідної потужності. Однак для тих випадків, що передбачають моделювання часових рядів, генерація від таких відновлюваних джерел прогнозується за допомогою програмного забезпечення HOMER на основі доступних онлайн даних про середньомісячне сонячне випромінювання та швидкість вітру.

Взаємодії між тепловими, електричними та паливними енергоносіями в моделі інтегрованої енергетичної мережі відбувається в енергетичному вузлі за наявності вищезгаданих енергетичних технологій.

Рівняння зв'язку для газового котла можна записати у вигляді:

$$\begin{bmatrix} L_{ep} \\ L_{eq} \\ L_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \eta_{ГК} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{epg} - P_{ep} \\ P_{eqg} - P_{eq} \\ P_{hng} - P_h \\ P_{fg} \end{bmatrix}, \quad (2.36)$$

де $\eta_{ГК}$ – ККД газового котла.

Рівняння зв'язку для когенераційної установки можна записати у вигляді:

$$\begin{bmatrix} L_{ep} \\ L_{eq} \\ L_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & \eta_e \\ 0 & 1 & 0 & -\eta_e \frac{\sqrt{1-pf_{CHP}^2}}{pf_{CHP}} \\ 0 & 0 & 1 & \eta_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{epg} - P_{ep} \\ P_{eqg} - P_{eq} \\ P_{hng} - P_h \\ P_{fg} \end{bmatrix}, \quad (2.37)$$

де η_e – електричний ККД когенераційної установки;

η_T – тепловий ККД когенераційної установки;

pf_{CHP} – коефіцієнт потужності когенераційної установки.

Рівняння зв'язку для теплового насоса можна записати у вигляді:

$$\begin{bmatrix} L_{ep} + HP_{Lep} \\ L_{eq} + HP_{Lep} \frac{\sqrt{1-pf_{HP}^2}}{pf_{HP}} \\ L_h - HP_{Lep} \cdot COP \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{epg} - P_{ep} \\ P_{eqg} - P_{eq} \\ P_{hng} - P_h \end{bmatrix}, \quad (2.38)$$

де HP_{Lep} – електричне навантаження теплового насоса;

COP – це коефіцієнт перетворення теплового насоса;

pf_{CHP} – коефіцієнт потужності теплового насоса.

Аналогічним чином, рівняння зв'язку, яке описує енергетичний вузол без жодних технологій перетворення (зв'язку), має вигляд:

$$\begin{bmatrix} L_{ep} \\ L_{eq} \\ L_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{epg} - P_{ep} \\ P_{eqg} - P_{eq} \\ P_{hng} - P_h \end{bmatrix}. \quad (2.39)$$

Теплові накопичувачі є важливими для розблокування додаткової гнучкості та збільшення частки відновлюваних джерел енергії в інтегрованих секторах електроенергетики та теплопостачання. Інтеграція теплових накопичувачів дозволяє розділити у часі виробництво та споживання тепла і цей процес часто називають «зрізанням піків».

Електричні накопичувачі дорожчі у 50–100 разів за баки-акумулятори тепла, а будь-який надлишок електроенергії можна перетворити та зберегти у вигляді тепла. Теплові накопичувачі та теплові насоси можуть використовуватися для поєднання систем електро- та теплопостачання, що дозволяє ефективно використовувати нестабільні відновлювані джерела, такі як вітрова генерація.

Рівень гнучкості, який можна отримати завдяки інерції мережі централізованого теплопостачання, інерції будівель та акумуляторів гарячої води за наявності відновлюваних джерел електроенергії, є значним.

Використання теплових накопичувачів може збільшити загальне споживання енергії через ймовірність зростання втрат у розподільчих мережах під

час процесів заряджання та розряджання.

Проте їх переваги є вагомішими:

– зменшується необхідна встановлена потужність за рахунок потенціалу зрізання піків;

– скорочується використання дорогих пікових станцій;

– збільшується рівень інтеграції нестабільних відновлюваних джерел.

Для досягнення оптимальної роботи системи в цілому, при управлінні тепловими накопичувачами необхідно враховувати як електричні, так і теплові розподільчі мережі.

Сценарний аналіз показує, як управління попитом може бути використане для встановлення більшої потужності розподілених теплових насосів без перевантаження електричної мережі. Однак при цьому передбачається локальне теплопостачання для кожного будинку, а тепла розподільча мережа не враховується.

Гнучкість, яку можна отримати шляхом поєднання змінних цін на електроенергію, управління попитом та теплових накопичувачів за наявності нестабільних сонячних та вітрових електростанцій, є суттєвою.

Результати показують, що теплові насоси та електричні котли разом із тепловими накопичувачами можуть збільшити потужність ВДЕ, яку можна встановити в міській енергетичній системі.

Однак ігнорування впливу стратегії управління на розподільчі мережі може призвести до неоптимальних результатів через високі втрати при розподілі, недопустимі відхилення напруги та/або температури. Ідеальний тепловий накопичувач, який працює при постійних температурах подачі та зворотної води, є далеким від реальності.

Рівняння зв'язку для теплового накопичувача можна записати у вигляді:

$$\begin{bmatrix} L_{ep} \\ L_{eq} \\ L_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & Z_{h(h)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{epg} - P_{ep} \\ P_{eqg} - P_{eq} \\ P_{h,g} - P_h \\ P_{fg} \\ E_h \end{bmatrix}, \quad (2.40)$$

де $Z_{h(h)}$ – ефективність (ККД) заряджання/розряджання теплового накопичувача;

E_h – це швидкість зміни накопиченої теплової енергії, яка дорівнює чистій потужності заряджання, що надходить до теплового накопичувача.

У рівнянні (2.40) тепловий накопичувач описаний постійною ефективністю заряджання/розряджання та швидкістю зміни накопиченої енергії. Це зручно для опису технологій зберігання електроенергії та газу, оскільки рівень заряду є єдиним фактором, який визначає, скільки енергії можна зарядити або розрядити при певному надлишку/дефіциті відповідного енергоносія.

Однак у випадку теплових накопичувачів кількість надлишкового тепла, яке може бути збережено, визначається відносною різницею між температурою води всередині накопичувача та температурою води, що надходить до нього.

Надлишкове тепло може бути збережено лише в тому випадку, якщо його температура є вищою за температуру всередині накопичувача. Отже, використання рівняння (2.40) з постійною ефективністю заряджання та розряджання для теплового накопичувача може призвести до нереалістичних розв'язків. Щоб усунути цей недолік, до моделі включено детальний набір рівнянь, які описують динаміку теплового накопичувача.

Керування тепловими накопичувачами може здійснюватися з використанням стратегії на основі правил або стратегії прогнозуючого управління. Правила зазвичай визначаються на основі умов у конкретний момент часу. Як наслідок, вони не здатні охопити будь-які майбутні можливості.

Ці можливості можуть бути зумовлені змінними тарифами та/або надлишковим виробництвом енергії від відновлюваних джерел. Щоб скористатися такими можливостями, самі правила необхідно оптимізувати з урахуванням заданого часового горизонту.

Ці алгоритми враховують всі майбутні змінні протягом періоду з кількома часовими кроками, щоб визначити оптимальну стратегію для поточного кроку. Часовий горизонт повинен бути достатньо коротким, щоб зменшити обчислювальні витрати, але водночас достатньо довгим, щоб охопити всі потенційні можливості.

Накопичувачі гарячої води зазвичай проєктуються для зрізання піків теплового навантаження та для використання періодів низьких цін на електроенергію; обидва ці фактори мають схожі добові закономірності. З огляду на це, для демонстрації запропонованого алгоритму розглядається часовий горизонт у 24 години.

2.3 Висновки до другого розділу

Розроблено комплексну математичну модель інтегрованої енергетичної мережі, що базується на концепції енергетичного вузла. Основні результати та висновки розділу полягають у наступному:

Обґрунтовано використання підходу енергетичний вузол для моделювання взаємодії між різними енергоносіями, а саме електрикою, теплом та газом. Сформульовано матричну модель перетворення та зберігання енергії, що дозволяє уніфікувати опис процесів вводу, виводу та конвертації енергоресурсів.

Для розв'язання системи нелінійних рівнянь усталеного режиму інтегрованої мережі адаптовано ітераційний метод Ньютона-Рафсона. Описано структуру вектора небалансів та матриці Якобі, елементи якої формуються через частинні похідні рівнянь балансу потужності та гідравлічних рівнянь. Це забезпечує високу точність та збіжність розрахунків поточкорозподілу.

Розроблено математичну модель когенераційної установки. Описані через електричний та тепловий ККД із врахуванням можливості роботи з різними коефіцієнтами потужності.

Розроблено математичну модель теплового насоса та водогрійного котла. Наведено коефіцієнт перетворення (COP) та тепловий ККД відповідно. Враховано стохастичний характер генерації вітрових та сонячних станцій.

Визначено алгоритм розрахунку гідравлічних режимів теплової мережі, що виконується після розв'язання задачі поточкорозподілу. Враховано критичні технічні обмеження, такі як ліміти реактивної потужності PV-вузлів, температурні графіки тепломережі та допустимі межі тиску в трубопроводах.

Продемонстровано важливість теплових накопичувачів для підвищення гнучкості енергосистеми та інтеграції ВДЕ для зрізання піків навантаження. Встановлено, що спрощені моделі накопичувачів з постійним ККД можуть призводити до нереалістичних результатів. Натомість запропоновано детальні рівняння динаміки, що враховують температурну стратифікацію.

Проведено порівняння стратегій управління накопичувачами. Показано, що управління на основі правил є недостатньо ефективним для використання майбутніх можливостей ринку. Обґрунтовано доцільність застосування прогнозуючого управління на основі моделі з часовим горизонтом 24 години, що дозволяє оптимізувати роботу системи з урахуванням змінних тарифів та прогнозів генерації ВДЕ.

3 ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ МЕТОДУ КЕРУВАННЯ ІНТЕГРОВАНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ МЕРЕЖЕЮ

3.1 Особливості імітаційної моделі методу керування інтегрованою енергетичною мережею

Імітаційна модель методу керування інтегрованою енергетичною мережею складається із трьох окремих систем: електричної системи, газової системи та теплової системи.

Основою імітаційної моделі методу керування інтегрованою енергетичною мережею є електрична система. Для моделювання електричної системи використовуємо стандартну навчальну систему IEEE 9-bus, яка використовується дослідниками та інженерами в усьому світі для перевірки алгоритмів, тестування нового програмного забезпечення та порівняння результатів наукових робіт.

На рисунку 3.1 зображено стандартну навчальну систему IEEE 9-bus [48].

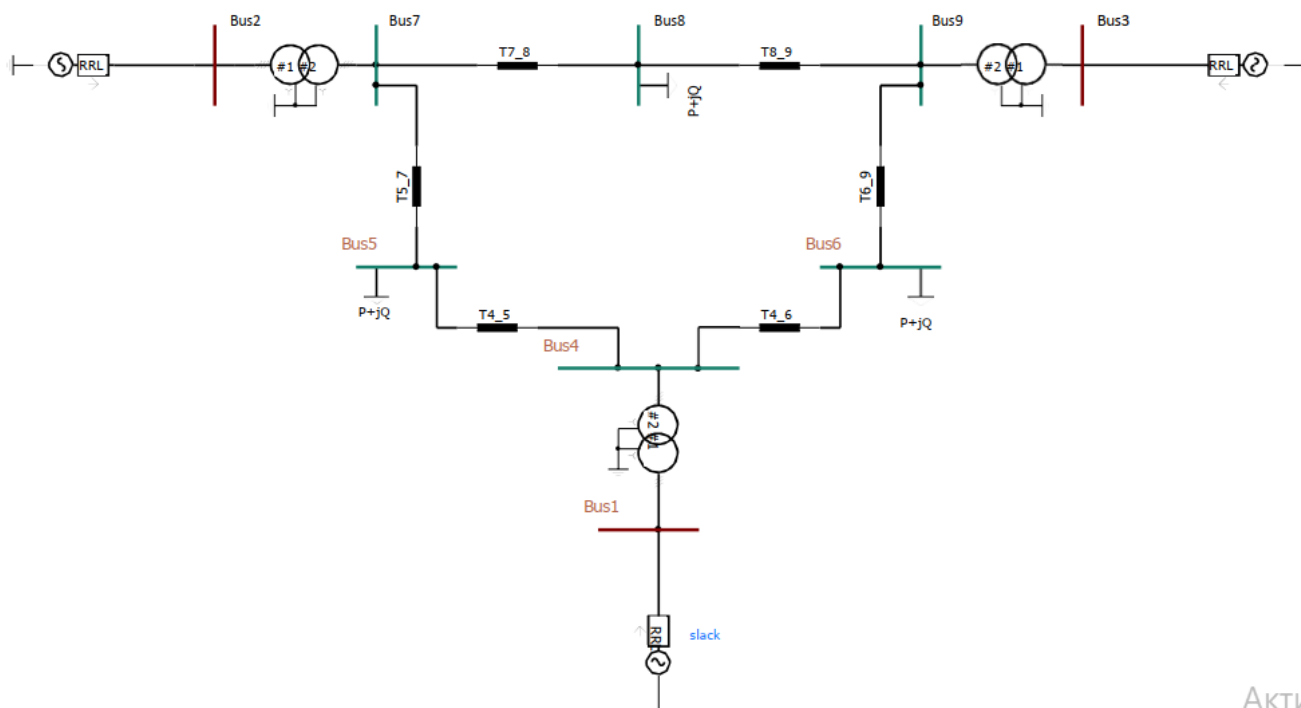


Рисунок 3.1 – Стандартна навчальна система IEEE 9-bus [48]

Стандартна навчальна система IEEE 9-bus [48] має кільцеву структуру на рівні високої напруги, до якої радіально приєднані генератори. Стандартна навчальна систему IEEE 9-bus складається з трьох основних "островів" генерації, які живлять спільну мережу передачі.

Стандартна навчальна система IEEE 9-bus умовно поділяється на два рівні напруги:

- рівень генерації (низька сторона), до якої належать вузли 1, 2 та 3;
- рівень передачі (висока сторона, зазвичай 230 кВ), до якої належать вузли 4, 5, 6, 7, 8 та 9.

Стандартна навчальна система IEEE 9-bus містить 3 синхронні машини (генератори), позначені круглими символами з синусоїдою всередині:

- генератор 1 (Bus 1 – Slack);
- генератор 2 (Bus 2);
- генератор 3 (Bus 3).

Генератор 1 розташований внизу і підписаний як "Slack". Це балансує вузол системи. Він підтримує фіксовану напругу та кут $1.04 \angle 0^\circ$, компенсуючи небаланс потужності в системі. Фізично це найбільша електростанція в цій мережі.

Генератор 2 розташований зліва зверху. Це PV-вузол, якому задана активна потужність P та напруга V .

Генератор 3 розташований справа зверху. Це також PV-вузол.

Кожен генератор з'єднаний із загальною мережею через підвищувальний трансформатор. На схемі вони зображені як два перетнуті кола:

- трансформатор 1 (між Bus 1 та Bus 4);
- трансформатор 2 (між Bus 2 та Bus 7);
- трансформатор 3 (між Bus 3 та Bus 9).

Трансформатор 1 передає енергію від балансуєчого генератора в мережу.

Трансформатор 2 з'єднує генератор 2 з високовольтним кільцем.

Трансформатор 3 з'єднує генератор 3 з високовольтним кільцем.

На схемі лінії передачі позначені прямокутними блоками з написом RRL (Resistive-Reactive Line) або подібними аббревіатурами, які вказують на назву моделі лінії, наприклад, T5_7 та T4_5.

Система має 6 основних ліній, що утворюють замкнене кільце:

- лінія 4-5 (T4_5) з'єднує транзитний вузол 4 з навантажувальним вузлом 5;
- лінія 4-6 (T4_6) з'єднує транзитний вузол 4 з навантажувальним вузлом 6;
- лінія 5-7 (T5_7) з'єднує вузол навантаження 5 з вузлом вводу генерації 7;
- лінія 7-8 (T7_8) з'єднує вузол 7 з навантажувальним вузлом 8;
- лінія 8-9 (T8_9 / T9_8) з'єднує навантаження 8 з вузлом вводу генерації 9;
- лінія 9-6 (T6_9) з'єднує вузол 9 з навантаженням 6.

Блоки на лініях моделюють фізичні параметри: активний опір R , індуктивність L та ємність C відповідної довжини проводу.

На схемі є три точки споживання, позначені стрілками, що виходять із шин, з підписом $P+jQ$ (активна + реактивна потужність):

- bus 5 (Load A) моделює споживач, який розташований між лініями від вузлів 4 та 7;
- bus 6 (Load B) моделює споживач, який між лініями від вузлів 4 та 9;
- bus 8 (Load C). моделює споживач, який між лініями від вузлів 7 та 9.

На схемі можна помітити символи вимірювальних приладів (вольтметри та амперметри), підключені до шин та ліній і які дозволяють знімати осцилограми миттєвих значень напруги та струму для аналізу перехідних процесів.

Енергія генерується у вузлах 1, 2 та 3 на низькій напрузі.

Через трансформатори вона подається на вузли 4, 7 та 9 (вузли вводу високої напруги). Через мережу ліній 230 кВ енергія розподіляється до вузлів споживання 5, 6 та 8. Завдяки кільцевій структурі, якщо, наприклад, лінія T5_7 вийде з ладу, навантаження на Bus 5 продовжить отримувати живлення через лінію T4_5.

Ця візуалізація є класичним прикладом того, як теоретична "однолінійна схема" перетворюється на робочу інженерну модель для симуляції динамічних процесів.

3.2 Імітаційне моделювання методу керування інтегрованою енергетичною мережею

Імітаційна модель стандартної навчальної системи IEEE 9-bus в середовищі Simulink зображена на рисунку 3.2.

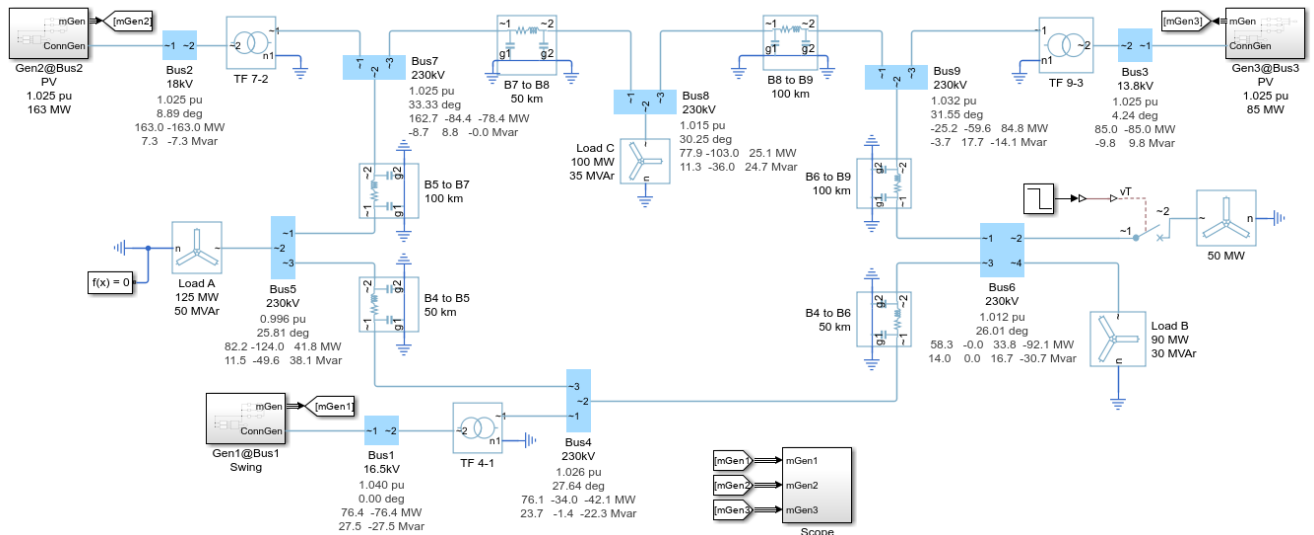


Рисунок 3.2 – Імітаційна модель стандартної навчальної системи IEEE 9-bus в середовищі Simulink

Імітаційна модель стандартної навчальної системи IEEE 9-bus в середовищі Simulink, яка зображена на рисунку 3.2 складається з наступних блоків. Головним блоком є блок Gen1@Bus1 Swing, який зображений на рисунку 3.3.

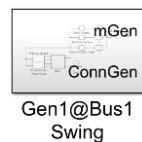


Рисунок 3.3 – Головний блок Gen1@Bus1 Swing

Головний блок Gen1@Bus1 Swing під'єднаний до Bus1 16.5kV і працює в режимі Swing (Балансуєчий). Це найважливіший генератор у системі. В

енергосистемі завжди має бути хоча б один такий генератор. Він є "еталоном" для всієї мережі.

Головний блок Gen1@Bus1 Swing жорстко тримає частоту (наприклад, 60 Гц або 50 Гц). Всі інші генератори синхронізуються під нього. Фазовий кут напруги головного блока Gen1@Bus1 Swing приймається за 0° .

Кути всіх інших шин вимірюються відносно нього. Він покриває різницю між тим, що виробили інші генератори, і тим, що спожили навантаження (+ втрати в лініях). Якщо навантаження в мережі різко зросте, саме цей генератор автоматично візьме на себе удар.

Головний блок Gen1@Bus1 виконаний у вигляді підсистеми, яка зображена на рисунку 3.4.

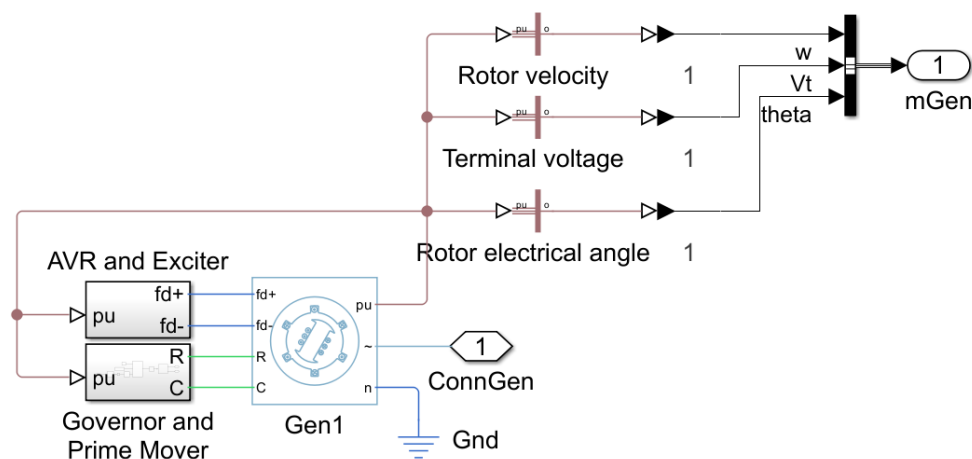


Рисунок 3.4 – Підсистема головний блок Gen1@Bus1 Swing

Всередині цього блоку знаходяться три ключові компоненти, з'єднані між собою. Синхронна машина Gen1 з явнополюсним ротором, параметризована з використанням фундаментальних або стандартних параметрів у відносних одиницях, яка зображена на рисунку 3.5.

Для симуляції зі стандартними параметрами значення перехідних та надперехідних параметрів перетворюються на фундаментальні параметри у відносних одиницях на основі класичних визначень. Повна номінальна

потужність блока синхронна машина Gen1 складає 247,5 кВт, номінальна напруга дорівнює 16,5 кВ, а його номінальний струм складає 100 А.

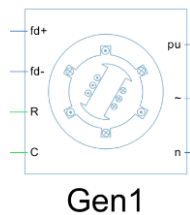


Рисунок 3.5 – Блок синхронна машина Gen1

Підсистема головний блок Gen1@Bus1 Swing побудована не на класичних блоках Specialized Power Systems, де входи є простими стрілочками сигналів, а на базі бібліотеки Simscape Electrical, яка виконує фізичне моделювання. Лінії представляють реальні фізичні зв'язки: електричні дроти зображені синім кольором, а механічні вали зображені зеленим кольором.

На рисунку 3.6 зображені блок AVR and Exciter та блок Governor and Prime Mover.

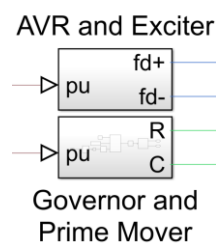


Рисунок 3.6 – Блоки AVR and Exciter та Governor and Prime Mover

Блок AVR and Exciter розшифровується англійською мовою Automatic Voltage Regulator, а українською мовою перекладається АРЗ та Система збудження. АРЗ розшифровується як Автоматичний Регулятор Збудження. Цей блок відповідає за електричну частину керування.

Блок AVR and Exciter під'єднаний до блоку синхронна машина Gen1 через порти fd+ та fd-, які поступають на клеми обмотки збудження ротора.

Блок AVR and Exciter подає постійний струм на обмотку ротора генератора. Струм створює магнітне поле. Чим більший струм він подає, тим сильніше магнітне поле, і тим вищою буде напруга на виході генератора (клеми ~).

Блок AVR and Exciter автоматично підтримує напругу на заданому рівні, яка для Swing-шини зазвичай дорівнює 1.04 в.о. Якщо напруга в мережі просяде, тоді AVR миттєво додасть струму в обмотку fd.

Блок Governor and Prime Mover українською мовою перекладається як Регулятор та Первинний двигун. Блок Governor and Prime Mover відповідає за механічну частину керування. Governor виконує функцію регулятора швидкості, а та Prime Mover виконує функцію первинного двигуна або турбіни.

Порт R (Rotor) з'єднаний з валом генератора. Блок "крутить" цей порт. Порт C (Case) - це корпус (статор/земля), відносно якого відбувається обертання.

Prime Mover виконує функцію моделі самої турбіни (гідравлічної або парової). Вона створює механічний крутний момент, а Governor це "педаль газу", яка керує подачею енергоносія (води/пари) у турбіну.

Prime Mover розкручує ротор генератора до синхронної швидкості (60 Гц). Оскільки це Gen1 (Swing), цей блок має критично важливе завдання: він повинен мати достатню потужність, щоб покрити будь-який дефіцит енергії в системі, утримуючи частоту стабільною.

Напруга з головного блоку Gen1@Bus1 Swing подається на блок Bus1 16,5kV, який зображений на рисунку 3.7.

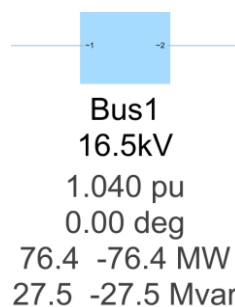


Рисунок 3.7 – Блок Bus1 16,5kV

Блок Bus1 16,5kV - це блок електричної шини (Busbar). У контексті схеми IEEE 9-bus блок Bus1 16,5kV виконує роль "збирача" енергії безпосередньо від блоку Gen1@Bus1 Swing.

Bus1 - це назва вузла українською мовою вузол №1. Номінальна напруга цієї ділянки мережі складає 16,5 кВ. Gen1@Bus1 Swing виробляє саме 16,5 кВ, тому шина знаходиться на стороні генерації до підвищувального трансформатора.

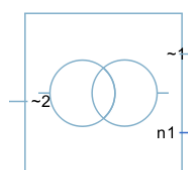
Цифри під блоком показують результати симуляції на момент зупинки, а саме 1,040 pu - це фактична напруга у відносних одиницях (per-unit). Блок AVR налаштований утримувати напругу трохи вище номіналу. Значення 1,040 pu точно відповідає стандарту для вузла №1 у системі IEEE 9-bus1.

У вольтах це буде $16,5 \text{ кВ} \times 1,040 = 17,16 \text{ кВ}$, а 0,00 - це фазовий кут напруги. Він дорівнює нулю, тому що це балансує вузол (Slack Bus).

Усі інші кути в системі (наприклад, на шині 2 або 3) вимірюються відносно цієї точки. Це "початок координат" для синусоїд усієї мережі. 76.4 МВт - це потік активної потужності P. Сама шина енергію не споживає і не втрачає, а моделюється ідеальним провідником. 27,5 Мвар - це потік реактивної потужності Q.

Генератор виробляє 27,5 Мвар реактивної енергії, щоб підтримувати напругу 1.04 pu. Ця енергія також транзитом проходить через шину далі в мережу. Блок Bus1 є точкою комутації. Він показує, що блок Gen1@Bus1 Swing успішно працює, видає напругу 17,16 кВ (1.04 pu) і "штовхає" в мережу 76,4 МВт потужності.

На рисунку 3.8 зображено блок TF 4-1.



TF 4-1

Рисунок 3.8 – Блок TF 4-1

Блок TF 4-1 моделює силовий трансформатора. TF – це скорочення від Transformer українською мовою перекладається як трансформатор. 4-1 вказує на те, які вузли він з'єднує. У даному випадку він з'єднує Bus 1 (генератор) та Bus 4 - магістральну мережу.

Генератори не можуть виробляти надвисоку напругу, тому що складно ізолювати обмотки всередині машини. Але передавати енергію на великі відстані вигідно саме при високій напрузі, для того щоб зменшити струм і втрати в дротах. Тому блок TF 4-1 "піднімає" напругу приблизно в 14 раз до напруги 230 кВ перед подачею в мережу. У високовольтних мережах напругою 230 кВ обмотки трансформаторів зазвичай з'єднані у "Зірку" (Y), а їх нейтральна точка обов'язково заземлюється.

Напруга з високовольтного трансформатора блока TF 4-1 подається на блок Bus4 230kV, який зображений на рисунку 3.9.

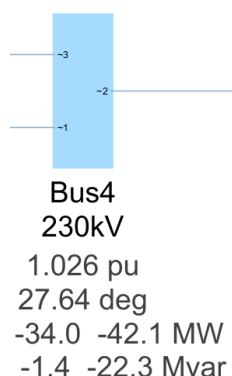


Рисунок 3.9 – Блок Bus4 230kV

Блок Bus4 230kV – це блок високовольтної шини (Busbar), який називається Bus4. Це перша точка магістральної мережі. Якщо до цього блока напруга була 16,5 кВ, то цей блок вже перетворює напругу у високий клас 230 кВ для транспортування на великі відстані.

Це вузол №4 з номінальною напругою 230 кВ. Це розподільчий вузол. Енергія приходить сюди від одного джерела блока Gen1@Bus1 Swing через трансформатор блок TF 4-1 і розгалужується на дві різні лінії електропередачі.

На рисунку 3.10 зображений блок В4 to В5 50 km. Це блок лінії електропередачі (англійською мовою Transmission Line).

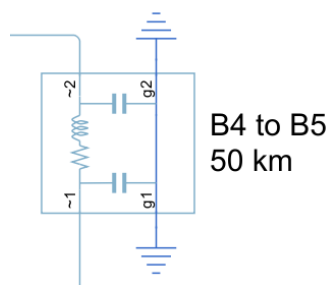


Рисунок 3.10 – Блок В4 to В5 50 km

Блок В4 to В5 50 km моделює фізичний високовольтний дрiт, який з'єднує дві точки енергосистеми. На схемі блок підписаний як "В4 to В5 50 km", що означає лінію довжиною 50 км між 4-ю та 5-ю шинами.

Тип моделі (Pi-Section Line). Всередині блоку намальована схема, схожа на грецьку літеру π . Це стандартна математична модель для ліній середньої довжини. Послідовний опір та індуктивність (англійською мовою Resistor & Inductor).

Хвиляста лінія посередині - це сам дрiт. Струм, проходячи через нього, нагріває метал, що спричиняє втрати активної потужності P і створює магнітне поле, що спричиняє втрати напруги та споживання реактивної потужності Q .

Два конденсатори з боків, підключені до землі. Високовольтний провід над землею працює як величезний конденсатор. Це створює "зарядний струм", який генерує реактивну потужність і трохи підвищує напругу в лінії.

Довжина лінії критично впливає на режим. Чим довша лінія, тим більший опір, а тому і більші втрати напруги. Для 230 кВ довжина 50 км вважається "короткою" або середньою. Втрати тут будуть помірними, але не критичними.

На рисунку 3.11 зображений блок В4 to В6 50 km. Блок В4 to В6 50 km моделює фізичний високовольтний дрiт, який з'єднує дві точки енергосистеми. На схемі блок підписаний як "В4 to В6 50 km", що означає лінію довжиною 50 км між 4-ю та 6-ю шинами.

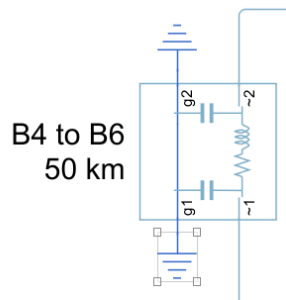


Рисунок 3.11 – Блок B4 to B6 50 km

На рисунку 3.12 зображений блок Bus5 230kV.

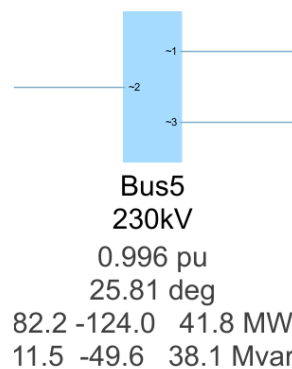


Рисунок 3.12 – Блок Bus5 230kV

Це блок високовольтної шини Bus5 (Вузол №5). Це ще один важливий вузол магістральної мережі 230 кВ. Він приймає естафету від попереднього блоку (лінії) і розподіляє енергію далі.

Напруга дорівнює 0.996 pu. Це дуже цікавий момент. На генераторі (Bus1) напруга була 1.040 pu. На Bus4 напруга була 1.026 pu, а на на Bus5 напруга впала до 0.996 pu, що приблизно дорівнює 229 кВ. Поки струм йшов через трансформатор і 50 км лінії, частина напруги втратилася на опорі дротів. Напруга впала нижче номіналу, але це все ще допустимий робочий режим.

Баланс активної потужності описується трьома числами:

- 82,2 МВт;
- 124,0 МВт;
- 41,8 МВт.

Якщо ці числа додати, тоді $82,2 + 41,8 - 124,0 = 0$. Баланс ідеальний. $-124,0$ МВт – це потужність, яка виходить із шини.

Це живлення великого споживача, який підключений до цього вузла. $82,2$ МВт та $41,8$ МВт - це потужність, яка приходить двома лініями від Bus4 та від іншого боку кільця, Bus7, щоб забезпечити потужністю споживача.

Цей блок показує точку споживання. Енергія була згенерована на Bus1, передана через Bus4, дійшла до Bus5, і тут значна її частина 124 МВт забирається з мережі.

На рисунку 3.13 зображено блок Load A 125 MW.

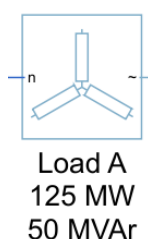


Рисунок 3.13 – Блок Load A 125 MW

Блок Load A 125 MW – це кінцева точка енергії від генератора. Цей блок моделює фізичного споживача, а саме це може бути великий промисловий район, завод або ціле місто.

Під блоком вказані номінальні значення потужності, яку цей споживач "вимагає" від мережі, а саме 125 МВт. Це активна потужність. Це корисна енергія, яка перетворюється на роботу, а саме обертання двигунів, світло або тепло.

Це головна причина, чому турбіна генератора повинна крутитися з певною силою. 50 Мвар – це реактивна потужність. Це енергія, яка необхідна для створення електромагнітних полів у трансформаторах, асинхронних двигунах на заводах тощо.

Споживання реактивної потужності сильно "просаджує" напругу в мережі. Саме через ці 50 Мвар напруга на шині Bus5 впала до 0.996 pu.2. Всередині квадрата намальовано три прямокутники, з'єднані в одній точці. Це схема "Зірка".

Три "промені" символізують три фази навантаження резистори та індуктивності. Порт ~ справа – це порт, куди приходять три фази від шини Bus5.

Порт n зліва - це нейтраль, а саме нульова точка. На загальній схемі видно, що цей порт підключений до "землі". Це означає, що навантаження заземлене, що є стандартом для безпеки та стабільності.

Якщо порівняти цифри номінального навантаження 125 МВт із реальним потоком з Bus5 124,0 МВт, то бачимо різницю в 1 МВт. У Simulink навантаження часто моделюються як постійний опір. За законом Ома, потужність залежить від напруги. Оскільки напруга на шині Bus5 впала трохи нижче номіналу до 0.996 pu, то реальне споживання навантаження також трохи знизилося з 125 до 124 МВт. Це дуже реалістична поведінка системи: коли напруга падає, лампочки світять тьмяніше.

На рисунку 3.14 зображений наступний блок B5 to B7 100 km.

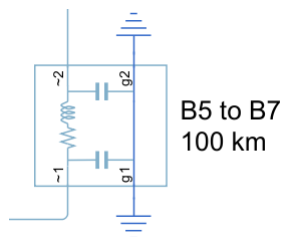


Рисунок 3.14 – Блок B5 to B7 100 km

Це блок Лінії електропередачі, який з'єднує 5-й та 7-й вузли. Він структурно ідентичний попередній лінії B4 to B5, яка була розглянута вище, але має одну критичну відмінність - довжину.

Це вдвічі довша лінія 100 км, ніж попередня, яка мала 50 км, тому опір R та індуктивність L у 2 рази більші. Струму важче пройти цей шлях. Це означає, що втрати напруги та втрати активної потужності на цій ділянці будуть значно помітнішими.

Ємність C також у 2 рази більша. Довший дрід має більшу площу поверхні відносно землі. Це означає, що ця лінія генерує більше зарядної реактивної потужності, ніж коротка. У моменти малого навантаження така лінія може навіть

підвищувати напругу в мережі, що називається ефектом Ферранті, хоча під навантаженням лінія "садить" напругу.

На рисунку 3.15 зображений блок TF 7-2.

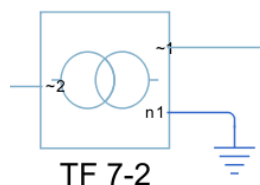


Рисунок 3.15 – Блок TF 7-2

Це блок силового трансформатора TF 7-2. Він є "братом-близнюком" трансформатора TF 4-1, який розміщений біля першого генератора. Блок силового трансформатора TF 7-2 приєднаний до нової точки генерації енергії.

Це означає, що в цій точці на шині Bus7 енергія, яка залишилася після довгої подорожі від першого генератора, змішується зі свіжою енергією від другого генератора. Це робить мережу стабільнішою: якщо Gen 1 "втомиться" або лінія обірветься, Gen 2 підхопить навантаження.

На рисунку 3.16 зображено блок Bus2 18kV.

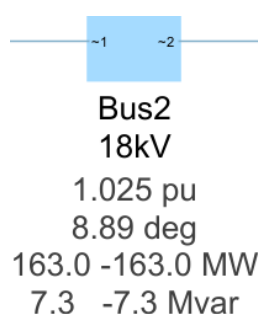


Рисунок 3.16 – Блок Bus2 18kV

Це блок Bus2 18kV (Шина №2). Це термінальна шина другого генератора. Вона виконує ту саму роль, що і Bus1 для першого генератора, але має свої особливості. 8 кВ - це номінальна напруга генерації для Генератора 2. Перший

генератор (Gen 1) мав напругу 16,5 кВ, а генератор (Gen 2) має напругу 18 кВ. Це нормально, різні машини можуть мати різні конструктивні параметри.

Фактична напруга на клеммах становить $1,025 \times 18 \text{ кВ} = 18,45 \text{ кВ}$. Це значення суворо підтримується автоматичним регулятором (АРЗ) цього генератора. Воно трохи вище номіналу, щоб забезпечити підтримку напруги в цій частині мережі.

Активна потужність складає 163,0 МВт. Це "чистий" виробіток Генератора 2. У моделюванні енергосистем цей вузол називається PV-вузлом Active Power & Voltage, що означає, що генератору задана команда видавати рівно 163 МВт і тримай напругу 1,025 pu.

Генератор виконує цю команду. Реактивна потужність складає 7,3 Мвар. Генератор виробляє невелику кількість реактивної енергії, порівняно з Gen 1 (який видавав 27,5 Мвар. Цей генератор працює майже з одиничним коефіцієнтом потужності. Основне навантаження по реактивній потужності, а саме підтримку напруги бере на себе перший генератор.

Це є точкою входу великої кількості енергії 163 МВт в систему. Ця енергія пройде через трансформатор TF 7-2, потрапить на Bus7 і піде живити навантаження Load A, Load B та Load C.

На рисунку 3.17 зображений блок Gen2@Bus2 PV.

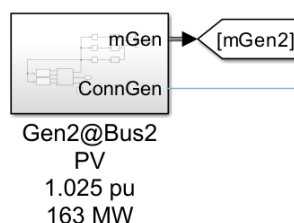


Рисунок 3.17 – Блок Gen2@Bus2 PV

Блок Gen2@Bus2 PV – це "серце" цієї частини енергосистеми. Саме цей блок генерує 163 МВт енергії, які приходять на шину Bus2. Напис PV під назвою

блоку є ключовим. У моделюванні енергосистем генератори поділяються на типи, і це визначає їхню поведінку.

Генератор 1 був Swing – балансує частоту. Він тримає частоту і покриває весь дефіцит потужності в мережі. Генератор 2 є PV - це генератор із фіксованою активною потужністю. Генератору 2 задано видавати рівно 163 МВт. Він не реагуватиме на зміни навантаження в мережі, хіба що частота сильно впаде, він видає в мережу фіксований потік енергії.

Також генератору 2 задано підтримати напругу на рівні 1,025 pu. Він змінюватиме свою реактивну потужність збудження, щоб напруга на його клеммах завжди була ідеальною. Як і у випадку з першим генератором, цей блок є контейнером, всередині якого приховані складні механізми:

- синхронна машина – сам електрогенератор;
- governor - регулятор швидкості турбіни.
- регулятор швидкості турбіни керує подачею пари/води, щоб підтримувати задані 163 МВт;
- AVR – автоматичний регулятор напруги керує струмом збудження ротора, щоб підтримувати напругу 1,025 pu;
- силовий вихід під'єднаний до Bus2;
- mGen – вихід вимірювань, стрілка веде до блоку mGen2.

Це "термінатор" сигналу, який передає дані швидкість ротора, кут та напругу на графіки або дисплеї для інженера.

Генератор 2 забезпечує базове навантаження. Оскільки він знаходиться далеко від Генератора 1 та розділений довгими лініями, він також служить важливим джерелом підтримки напруги в цьому регіоні мережі біля Bus 7.

На рисунку 3.18 зображено блок B7 to B8 50 km.

Це блок лінії електропередачі B7 to B8 50 km. Після того, як енергія від Генератора 2 (Gen 2) потрапила в мережу через трансформатор, вона розподіляється. Цей блок показує шлях до наступного вузла.

Це лінія стандартної довжини для цієї моделі. Вона ідентична першій лінії B4 to B5, а також вдвічі коротша за попередню B5 to B7. Враховуючи, що ця лінія

коротша 50 км проти 100 км, її опір менший. Це означає, що передача енергії від Генератора 2 до Вузла 8 буде супроводжуватися меншими втратами напруги, ніж передача в зворотному напрямку до Вузла 5.

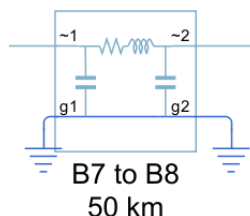


Рисунок 3.18 – Блок B7 to B8 50 km

Генератор 2 знаходиться посередині між двома споживачами. Частина своєї енергії він видає назад до Load A через лінію 100 км) а іншу частину видає вперед через цю лінію 50 км до нового споживача.

На рисунку 3.19 зображений блок Bus8 230kV. Це блок високовольтної шини Bus8 (Вузол №8), який веде до вузла магістральної мережі 230 кВ, пройшовши лінію довжиною 50 км від сьомого вузла.

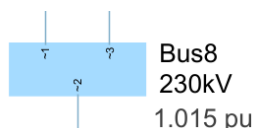


Рисунок 3.19 – Блок Bus8 230kV

Фактична напруга блоку Bus8 230kV становить $1,015 \times 230 \text{ кВ} \approx 233.5 \text{ кВ}$. Це значення знаходиться в ідеальному діапазоні, а саме дуже близько до 1,0 pu. Це свідчить про те, що мережа тут добре збалансована, незважаючи на відстань від генераторів.

Цей вузол є дзеркальним відображенням вузла Bus5. Якщо Bus5 живив навантаження A, то Bus8 живить навантаження C. Це типова структура для кільцевих мереж: генератори розташовані по краях, а споживачі знаходяться на лінії між ними.

На рисунку 3.20 зображений блок Load C 100 MW.

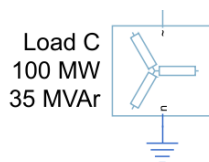


Рисунок 3.20 – Блок Load C 100 MW

Блок Load C 100 MW – це другий великий споживач на магістралі, а першим було навантаження Load A на Bus 5. Він підключений безпосередньо до вузла Bus8. Цей блок споживає значну кількість енергії. Активна потужність блоку складає 100 МВт.

Це корисна робота, а саме освітлення, мотори заводів, опалення. Для порівняння, це трохи менше, ніж Load A, яке споживало 125 МВт.

Реактивна потужність Q складає 35 Мвар. Це енергія, необхідна для створення магнітних полів у трансформаторах та двигунах. Співвідношення 35 до 100 є досить типовим для змішаного промислово-побутового навантаження.

Символ всередині квадрата показує три прямокутники, з'єднані в одній точці. Тип з'єднання – зірка (Y). Це стандарт для підключення потужних навантажень до високовольтних мереж. Центральна точка зірки надійно заземлена, а саме синій символ земля знизу. Це забезпечує стабільність фазної напруги.

Враховуючи, що споживання навантаження 100 МВт менше, ніж генерація на Gen 2, а саме 163 МВт, у вузлі Bus8 залишається надлишок енергії. Цей надлишок енергії тече далі по кільцю мережі.

На рисунку 3.21 зображений блок Bus9 230kV.

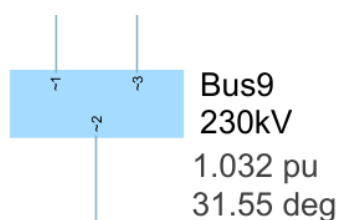


Рисунок 3.21 – Блок Bus9 230kV

Це блок високовольтної шини Bus9 (Вузол №9). Завершується рух по одній зі сторін трикутника енергосистеми. Цей вузол є третьою ключовою точкою магістральної мережі після Bus4 та Bus7.

Напруга блоку Bus9 230kV складає 1,032 pu. Це приблизно 237 кВ. Напруга блоку Bus9 230kV помітно вища, ніж на попередньому вузлі Bus8, де було 1.015 pu і на вузлі Bus5 0.996 pu. Така висока напруга - це вірна ознака того, що поруч знаходиться джерело генерації Генератор 3, яке підтримує напругу в цій точці.

На рисунку 3.22 зображений блок TF 9-3.

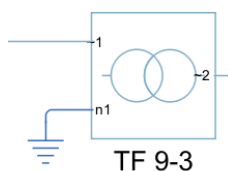


Рисунок 3.22 – Блок TF 9-3

Це блок трансформатора TF 9-3, який відноситься до гілки третього генератора. Цей трансформатор є сполучною ланкою між магістральною мережею вузол 9 та самим генератором.

Це підвищувальний трансформатор. Він з'єднує високовольтний вузол 9 230 кВ з низьковольтною шиною третього генератора вузол 3. Його завдання - підняти напругу, яку виробляє генератор, до рівня мережі 230 кВ, щоб передати енергію з мінімальними втратами. Цей блок є близнюком трансформаторів TF 4-1 та TF 7-2 біля першого та другого генераторів. Він виконує ту саму функцію для третього енергоблоку.

На рисунку 3.23 зображений блок Bus3 13.8kV. Це блок шини Bus3 (Вузол №3) після трансформатора TF 9-3. Це локальний вузол, до якого безпосередньо під'єднаний третій генератор. Номінальна напруга блока шини Bus3 (Вузол №3) складає 13,8 кВ. Це найнижча генераторна напруга в цій системі (Gen 1 має 16.5 кВ, а Gen 2 має 18 кВ).

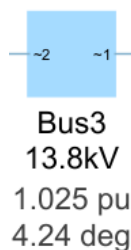


Рисунок 3.23 – Блок Bus3 13.8kV

Це означає, що реальна напруга становить $1,025 \text{ pu} \times 13 \text{ кВ} \approx 14,5 \text{ кВ}$. Значення $1,025 \text{ pu}$ ідентичне значенню для Gen 2. Це стандартна уставка для генераторів у цій схемі, щоб подати реактивну потужність в мережу і компенсувати втрати.

На рисунку 3.24 зображений блок Gen3@Bus3 PV.

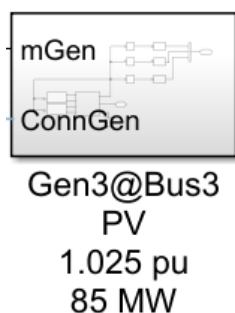


Рисунок 3.24 – Блок Gen3@Bus3 PV

Блок Gen3@Bus3 PV – це джерело енергії, яке живить блок шини Bus3 (Вузол №3). Це найменший генератор у цій системі якщо порівнювати його із Gen 2, який виробляє 163 МВт. Блок Gen3@Bus3 PV виконує допоміжну роль, забезпечуючи локальну генерацію для підтримки балансу в цій частині кільця.

Блок Gen3@Bus3 PV працює в режимі фіксації активної потужності P та напруги V . Він автоматично підлаштовує свою реактивну потужність Q , щоб утримувати напругу на заданому рівні.

Блок Gen3@Bus3 PV налаштований підтримувати напругу на рівні $\sim 14,15 \text{ кВ}$. Це змушує його видавати реактивну енергію в мережу, компенсуючи падіння напруги на лініях.

На рисунку 3.25 зображений блок B6 to B9 100 km.

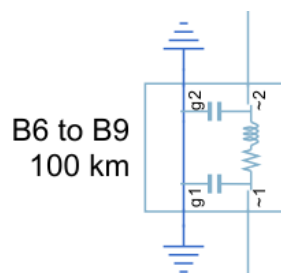


Рисунок 3.25 – Блок B6 to B9 100 km

Блок B6 to B9 100 km – це блок лінії електропередачі, яка веде до вузла Bus 6. Це довга лінія довжиною 100 км. Значна довжина означає вищий опір та індуктивність, що призведе до помітного падіння напруги та зсуву фази під час передачі енергії.

Для ліній 230 кВ довжиною 100 км значним є ємнісний ефект, який і може генерувати реактивну потужність, підвищуючи напругу при малих навантаженнях у відповідності до ефекту Ферранті.

На рисунку 3.26 зображений блок Bus6 230kV. Блок Bus6 230kV замикає периметр і з'єднує гілку третього генератора з початком схеми. Напруга блоку Bus6 230kV дорівнює 1,012 pu. Це приблизно дорівнює 232,8 кВ.

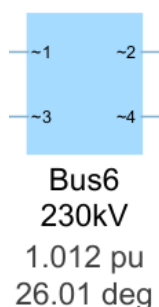


Рисунок 3.26 – Блок Bus6 230kV

Напруга на блок Bus6 230kV надходить від блоку Bus 9, де напруга була 1,032 pu. Падіння напруги на 0,02 pu (близько 4.6 кВ) відбулося через втрати на довгій 100-кілометровій лінії.

На рисунку 3.26 зображена кінцева частина імітаційної схеми, яка дозволяє здійснювати динамічний сценарій симуляції.

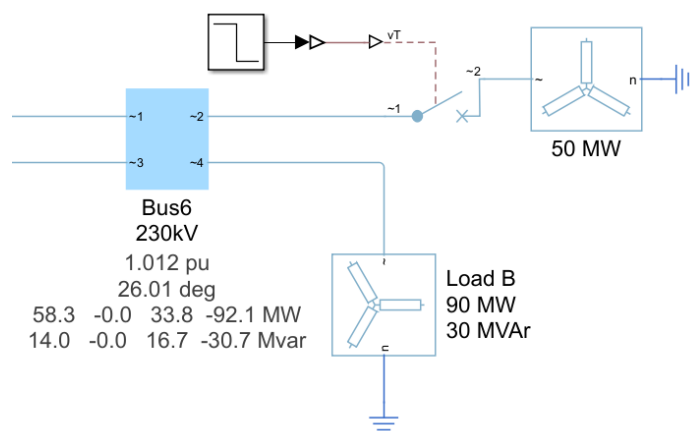


Рисунок 3.27 – Кінцева частина імітаційної схеми, яка дозволяє здійснювати динамічний сценарій симуляції

До виходу блоку Bus6 230kV під'єднано два навантаження. Блок Load B 90 MW 30 MVar – це статичне навантаження, а блок 50 MW – це динамічна навантаження.

Блок Load B – стандартне навантаження для схеми IEEE 9-bus з активною потужністю 90 МВт та реактивною потужністю 30 МВар. Блок Load B – це трифазне, з'єднане зіркою із заземленою нейтраллю. Блок Load B моделює базове споживання, яке завжди присутнє в мережі.

Блок 50 MW моделює динамічного збурення для перевірки перехідної стійкості системи. Вимикач розміщений між шиною та додатковим навантаженням. Він керується зовнішнім сигналом vT.

Блок Step генерує сигнал у визначений момент часу симуляції на 10-й секунді. Логічний елемент перетворює сигнал у команду для замикання вимикача. Навантаження на вузлі 6 миттєво зростає на 50 МВт і разом дорівнює 140 МВт.

Це створює удар по енергосистемі: напруга просідає, генератори Gen 1, Gen 2 та Gen 3 починають гальмувати і частота падає. Симуляція перевіряє, чи втримають регулятори генераторів систему в стабільному стані.

3.3 Висновки до третього розділу

Розроблено комплексну імітаційну модель електричної підсистеми інтегрованої енергетичної мережі. В якості базової топології обрано стандартну тестову схему IEEE 9-bus, яка має кільцеву структуру на рівні напруги 230 кВ. Модель реалізовано з використанням бібліотеки Simscape Electrical у середовищі MATLAB/Simulink, що дозволяє досліджувати як усталені, так і перехідні процеси.

Змодельовано три генеруючі установки різної потужності, а саме Gen 1, Gen 2 та Gen 3 з індивідуальними рівнями напруги 16.5 кВ, 18 кВ та 13.8 кВ відповідно. Генератори оснащені системами автоматичного регулювання збудження та швидкості, що дозволяє їм працювати в режимах балансуєчого вузла та вузлів з фіксованою потужністю PV.

Лінії електропередачі представлено π -подібними схемами заміщення, які враховують активний опір, індуктивність та ємнісну провідність. Це дозволило вірно відтворити втрати напруги та фазові зсуви для ліній різної довжини 50 км та 100 км.

Реалізовано три вузли навантаження Load A, Load B та Load C загальною потужністю 315 МВт, які промодельовані як R-L елементи, що з'єднані зіркою із заземленою нейтраллю. Проведене моделювання підтвердило працездатність схеми в номінальному режимі. Аналіз поточкорозподілу показав, що напруга у вузлах підтримується в межах допустимих норм від 0,996 pu до 1,040 pu. Встановлено, що перетоки активної потужності відповідають фазовим кутам напруги, а баланс генерації та споживання виконується з урахуванням втрат у мережі.

Для дослідження динамічної стійкості та перевірки алгоритмів керування розроблено сценарій комутаційних збурень. На шині Bus 6 реалізовано схему керованого підключення додаткового навантаження потужністю 50 МВт. Це дозволяє імітувати раптові зміни режиму роботи мережі та оцінювати реакцію системи регулювання генераторів на значні збурення.

4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДУ КЕРУВАННЯ ІНТЕГРОВАНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ МЕРЕЖЕЮ

4.1 Особливості експериментального дослідження методу керування інтегрованою енергетичною мережею

Метою експериментального дослідження є перевірка адекватності розробленої імітаційної моделі та аналіз ефективності запропонованого методу керування в умовах динамічних збурень. Дослідження проводиться шляхом комп'ютерного моделювання у середовищі MATLAB/Simulink із використанням бібліотеки Simscape Electrical.

Ключовим етапом підготовки до експерименту є налаштування системи моніторингу та реєстрації параметрів перехідних процесів. Для цього в структуру моделі інтегровано спеціалізовану підсистему візуалізації Scope, яка наведена на рисунку 4.1.

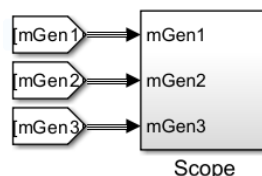


Рисунок 4.1 – Спеціалізована підсистему візуалізації Scope

Спеціалізована підсистему візуалізації Scope виконує функцію централізованого збору інформації від усіх активних елементів мережі, зокрема від трьох генераторів Gen 1, Gen 2 та Gen 3.

На рисунку 4.2 зображено внутрішню структуру спеціалізованої підсистеми візуалізації Scope. Внутрішня структура спеціалізованої підсистеми візуалізації Scope складається з трьох послідовних етапів обробки сигналів:

- вхідний інтерфейс;
- обробка сигналів.

З лівого боку розташовані три вхідні порти: mGen1, mGen2 та mGen3. Кожен порт приймає векторний сигнал, а саме шину даних від відповідного генератора.

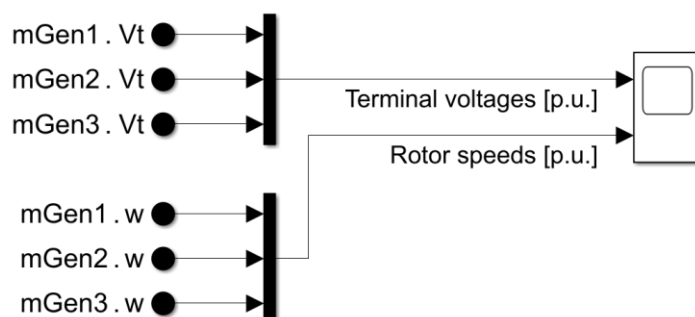


Рисунок 4.2 – Внутрішня структура спеціалізованої підсистеми візуалізації Score

Векторний сигнал містить пакет усіх вимірюваних величин конкретної машини, а саме напруги, струми, швидкість, кут ротора, потужності тощо, які були сформовані блоками вимірювання на попередніх етапах.

Верхня група mGen1.Vt, mGen2.Vt та mGen3.Vt - це напруги на клеммах. Нижня група mGen1.w, mGen2.w та mGen3.w - це швидкості обертання ротора, зазвичай позначається як w.

Вертикальні чорні смуги - це блоки Mux мультиплектори або Bus Creators. Вони об'єднують окремі скалярні сигнали у вектори для зручнішого відображення на одному графіку. Верхній блок об'єднує напруги у лінію Terminal voltages [p.u.], а нижній блок об'єднує швидкості у лінію Rotor speeds [p.u.].

Одиниці вимірювання.

Позначка [p.u.] означає per unit, а саме відносні одиниці. Це стандарт у електроенергетиці, який дозволяє порівнювати параметри різних машин незалежно від їхньої номінальної потужності чи напруги. Для напруги 1,0 p.u. - це номінальна напруга. Для швидкості 1,0 p.u. - це синхронна швидкість, наприклад, 3000 об/хв для 50 Гц 2-полюсної машини.

Візуалізація.

Усі сигнали подаються на блок Scope, який моделює осцилограф. Він має два вхідні порти, що дозволить побудувати два окремі графіки в одному вікні:

- графік напруг усіх трьох генераторів накладених один на одного або поруч;
- графік швидкостей роторів для аналізу стабільності частоти та синхронізму.

На рисунку 4.3 наведено вікно Scope у Simulink, яке показує результати симуляції перехідного процесу в енергосистемі з трьома генераторами. Графіки демонструють реакцію системи на певне збурення, а саме накид навантаження, який відбувся на 10-й секунді.

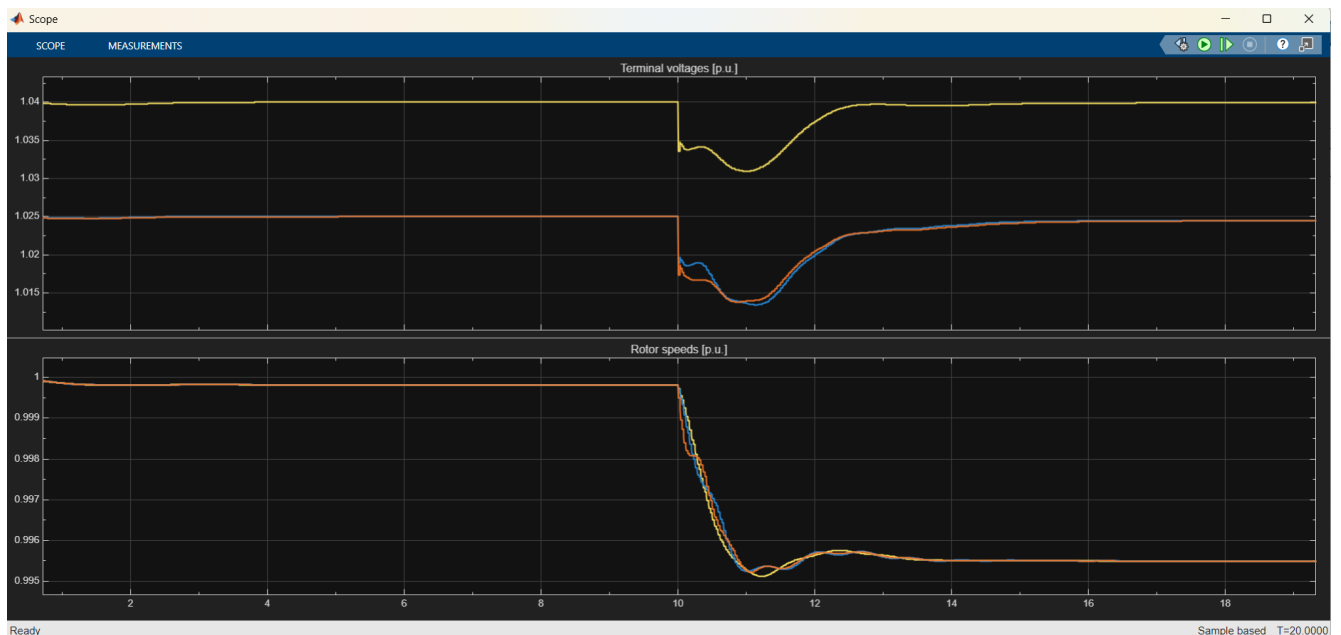


Рисунок 4.3 – Вікно Scope у Simulink, яке показує результати симуляції перехідного процесу в енергосистемі з трьома генераторами

Верхній графік відображає напруга на клеммах Terminal voltages [p.u.]. Цей графік показує зміну напруги на виході трьох генераторів у відносних одиницях per unit. До 10-ї секунди система працювала стабільно у сталому режимі.

Жовта лінія сигнал mGen3 який має інші налаштування і тримає вищу напругу близько 1,04 p.u. Синя та помаранчева лінії – це інші два генератори, які працюють майже ідентично на рівні близько 1,025 p.u.

В момент часу $t = 10$ с виникає збурення. Відбувається різке падіння напруги на всіх генераторах. Це характерно для підключення потужного навантаження, бо напруга не падає до нуля. Перехідний процес триває від 10 с до 14 с. Напруга просідає до мінімуму приблизно на 11-й секунді. Спрацьовують автоматичні регулятори збудження, які починають піднімати напругу, щоб компенсувати просадку.

Після 14-ї секунди система працює далі у новому усталеному режимі. Напруга відновлюється до початкових значень. Це свідчить про те, що система регулювання напруги працює ефективно із астатичним регулюванням, повертаючи параметри до уставки.

Нижній графік відображає швидкість роторів Rotor speeds [p.u.]. Цей графік показує частоту обертання генераторів, яка прямо пропорційна частоті мережі. До 10-ї секунди всі генератори обертаються синхронно зі швидкістю, дуже близькою до номінальної 1,0 p.u., а в момент збурення при $t = 10$ с.

Швидкість починає стрімко падати. Це означає, що електрична потужність та навантаження стали більшими за механічну потужність турбін. Ротори починають гальмувати, віддаючи кінетичну енергію в мережу.

Перехідний процес триває від 10 с до 14 с. Спостерігається інерційний спад частоти, а мінімум досягається приблизно на 11,5 с на рівні 0,995 p.u. Далі вступають у дію регулятори швидкості турбін гувернери, які збільшують подачу енергоносія, що зупиняє падіння частоти.

Видно невеликі коливання, але вони швидко загасають, що свідчить про хорошу демпферну здатність системи. Генератори не втрачають синхронізм і лінії тримаються купи. Після 14-ї секунди настає режим статизму. Швидкість стабілізується на новому рівні, який є нижчим за початковий і приблизно дорівнює 0,9955 p.u.

На відміну від напруги, швидкість не повернулася до 1,0. Це нормальна поведінка для первинного регулювання частоти, а саме так званий статизм або англійською мовою droop control. Генератори пропорційно збільшили потужність,

пожертвувавши невеликим відхиленням частоти. Щоб повернути швидкість до 1,0, знадобиться вторинне регулювання.

Модель демонструє стійку роботу енергосистеми. При накиді навантаження на 10-й секунді напруга успішно відновлюється регуляторами збудження. Частота швидкість знижується і стабілізується на допустимому нижчому рівні завдяки первинному регулюванню турбін. Синхронізм між трьома машинами зберігається.

4.2 Експериментального дослідження методу керування інтегрованою енергетичною мережею

Для перевірки ефективності запропонованого методу керування було проведено комп'ютерне моделювання перехідних процесів у середовищі MATLAB/Simulink/Simscape. Як об'єкт дослідження обрано стандартну тестову модель IEEE 9-Bus System.

Модель описує енергосистему, яка складається з трьох синхронних генераторів, трьох силових трансформаторів та мережі ліній електропередавання напругою 230 кВ.

Метою експерименту є аналіз динамічної стійкості системи та реакції регуляторів на збурення. На 10-й секунді симуляції було промодельовано стрибкоподібне збільшення активного навантаження в мережі. Це дозволяє оцінити роботу автоматичних регуляторів напруги та швидкості роботи гувернерів.

На рисунку 4.4 зображено графік зміни амплітуди напруги на шині 1. Цей графік деталізує поведінку напруги конкретно на першому вузлі генерації Bus 1 в абсолютних величинах. Вісь Y показує амплітуду фазної напруги в кВ. Номінал шини вказано як 16,5 кВ, але робоча точка на графіку близько 14,01 кВ.

До 10 с напруга стабільна на рівні приблизно 14,011 кВ. В момент часу 10 с виникає різкий спад вниз. Після першого спаду напруга робить ще одне зниження до мінімуму 13,89 кВ на 11-й секунді. Далі спостерігається різкий підйом напруги

з невеликим перерегулюванням до 14,005 кВ на 12,5 с. В результаті відбувається повернення напруги до початкового рівня 14,01 кВ.

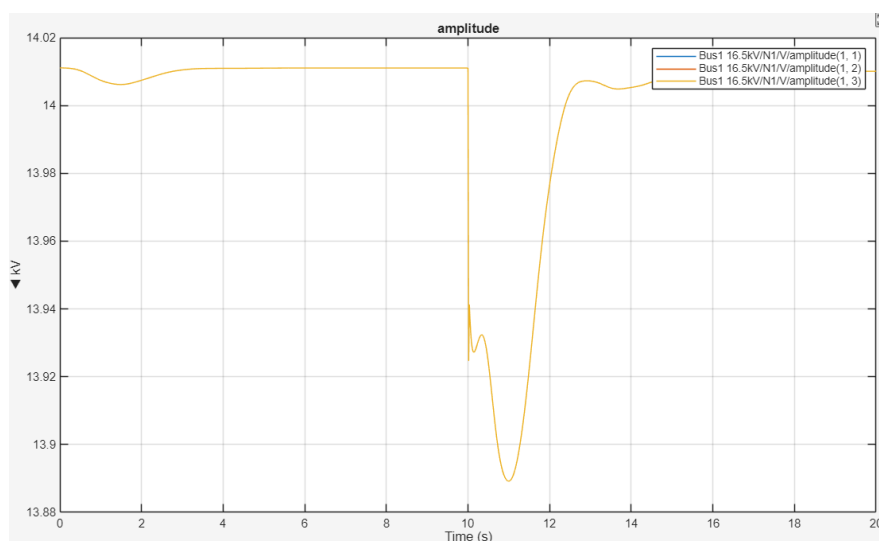


Рисунок 4.4 – Графік зміни амплітуди напруги на шині 1

На рисунку 4.5 зображено графік зміни амплітуди струму на шині 1.

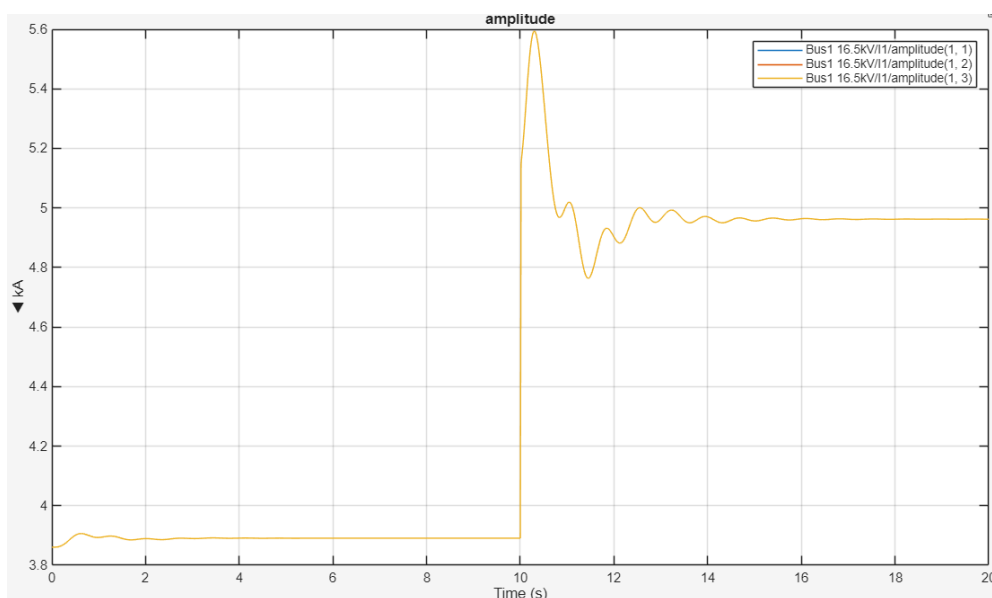


Рисунок 4.5 – Графік зміни амплітуди струму на шині 1

Графік амплітуди струму на шині Bus 1, до якої під'єднано Генератор 1. Він є дзеркальним відображенням попереднього графіка напруги: там, де напруга просідала, струм різко зростає.

Аналізуючи графік струму на шині Bus 1, який зображено на рисунку 4.5, бачимо чітку кореляцію з графіком напруги. У момент $t=10$ с виникає різке збільшення споживання струму з 3,89 кА до пікових 5,6 кА, що призводить до падіння напруги на затискачах генератора через падіння напруги на внутрішньому опорі джерела. Стабілізація струму на рівні 4,97 кА відповідає встановленню нового енергетичного балансу в системі.

На рисунку 4.6 зображено графік динаміки зміни активної потужності P на шині Bus 1.

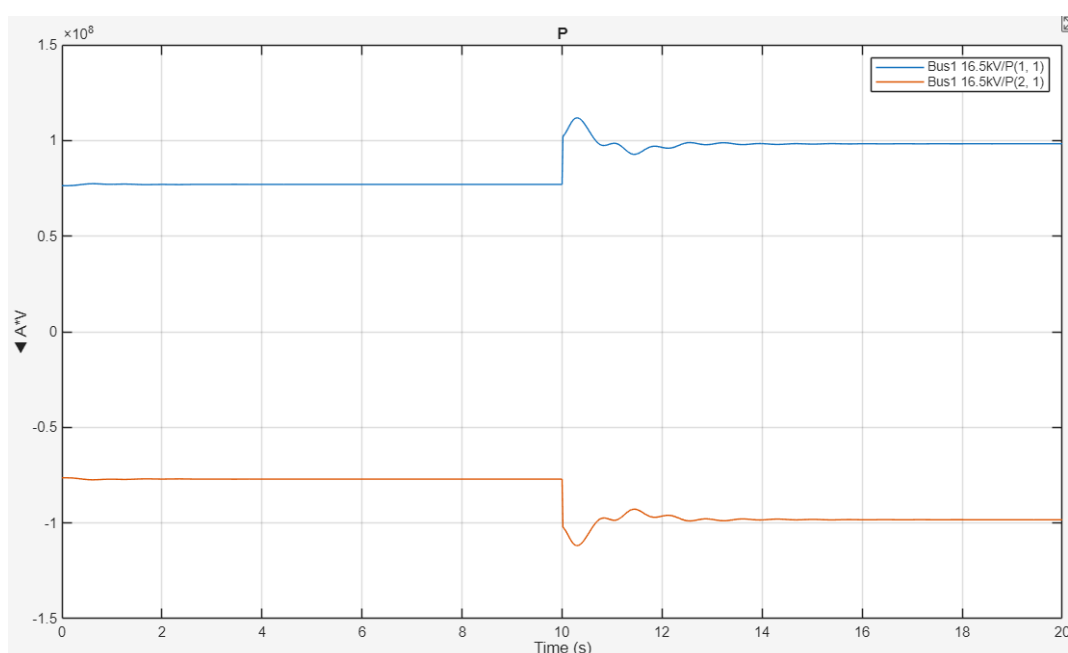


Рисунок 4.6 – Графік динаміки зміни активної потужності P на шині Bus 1

На рисунку 4.6 представлена осцилограма активної потужності генератора Gen1. Графік чітко ілюструє момент збурення на 10-й секунді: генератор реагує на дефіцит потужності в мережі, збільшуючи віддачу з початкових 77 МВт до усталеного рівня 98 МВт.

Наявність згасаючих коливань амплітудою до 112 МВт у перехідному режимі свідчить про процес синхронізації кута ротора з новим режимом навантаження. Швидке затухання цих коливань протягом 4-5 с підтверджує ефективне налаштування систем стабілізації.

На рисунку 4.7 зображено графік динаміки зміни реактивної потужності Q на шині Bus 1. Він показує, як система регулювання збудження реагує на падіння напруги. У момент підключення навантаження напруга в мережі падає. Автоматичний регулятор збудження фіксує це падіння і миттєво збільшує струм збудження, змушуючи генератор видавати більше реактивної потужності, щоб підтримати напругу.

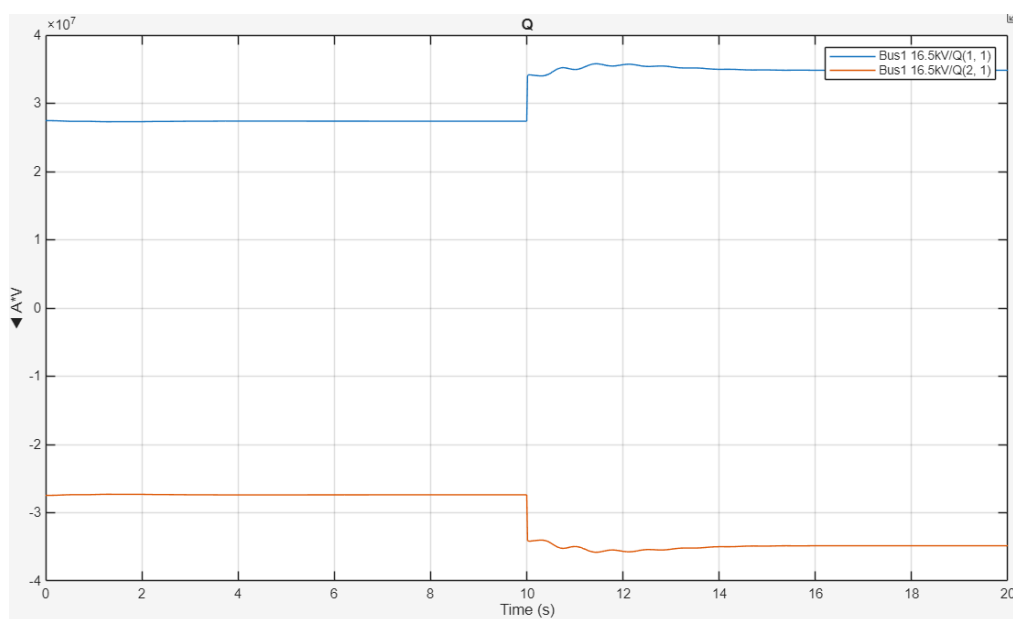


Рисунок 4.7 – Графік динаміки зміни реактивної потужності Q на шині Bus 1

На графіку видно незначні низькочастотні коливання, які збігаються з коливаннями активної потужності та кута ротора. Це свідчить про взаємозв'язок між активним та реактивним каналами регулювання під час електромеханічних перехідних процесів.

Комплексний аналіз графіків активної потужності P та реактивної потужності Q підтверджує коректну роботу системи керування. При накиді навантаження на 10-й секунді генератор Gen1 демонструє збалансовану реакцію.

Активна потужність P зростає з 77 МВт до 98 МВт для покриття енергетичного дефіциту внаслідок дії регулятора швидкості. Реактивна потужність Q синхронно зростає з 27,5 МВАр до 34,8 МВАр внаслідок дії регулятора збудження. Таке узгоджене збільшення генерації за обома

компонентами P та Q забезпечує не лише відновлення частоти, але й підтримку рівня напруги в допустимих межах, що і було основною метою досліджуваного методу керування.

На рисунку 4.8 зображено графік динаміки зміни фазового кута напруги на шині Bus 1.

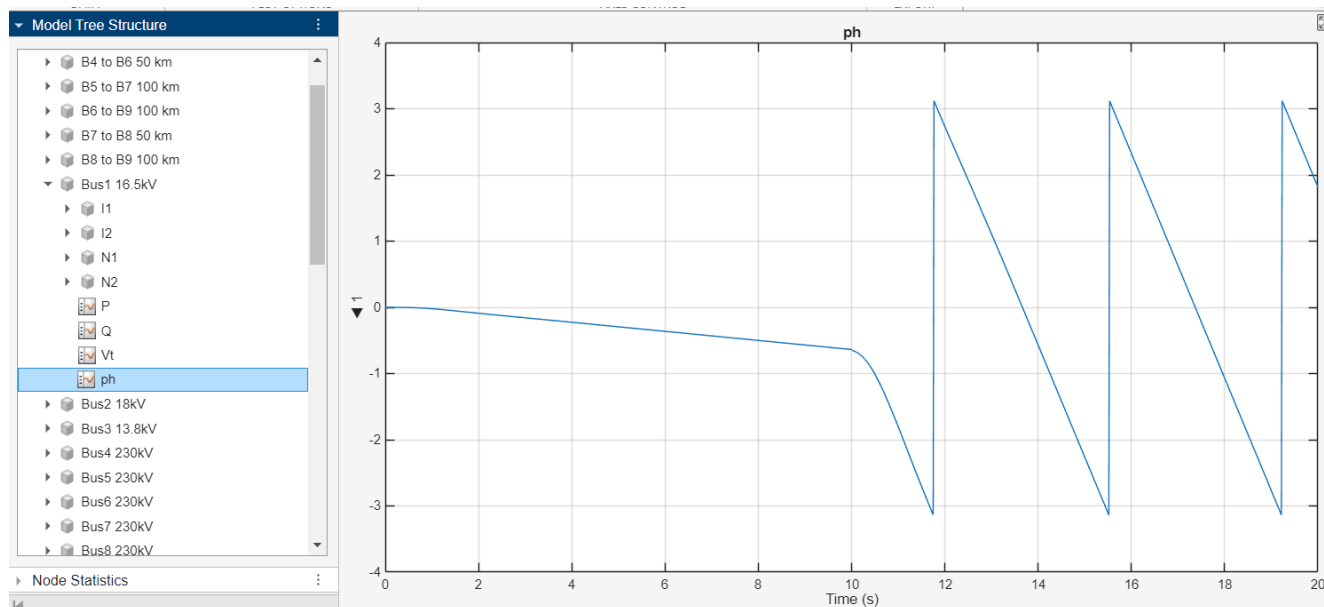


Рисунок 4.8 – Графік динаміки зміни фазового кута напруги на шині Bus 1.

Графік фазового кута напруги рисунок 4.8 на шині Bus 1 ілюструє зміну частотних властивостей системи. До моменту комутації $t < 10$ с фаза змінюється повільно. Після накиду навантаження $t > 10$ с спостерігається різке збільшення швидкості зміни фазового кута, а саме збільшення нахилу кривої, що корелює зі зниженням частоти генератора, зафіксованим раніше.

Характерна пилкоподібна форма графіка в усталеному режимі після збурення зумовлена математичним обмеженням відображення кута в діапазоні $[-\pi; +\pi]$ і підтверджує наявність сталого відхилення частоти, а саме статизму в системі, оскільки вектор напруги постійно відстає від синхронної системи координат.

4.3 Висновки до четвертого розділу

Проведено експериментальне дослідження запропонованого методу керування інтегрованою енергетичною мережею шляхом комп'ютерного моделювання у середовищі MATLAB/Simulink/Simscape. Як об'єкт дослідження використано стандартну тестову модель IEEE 9-Bus System, що дозволило перевірити адекватність роботи системи в умовах, наближених до реальних. Розроблена підсистема візуалізації Scope забезпечила ефективний моніторинг параметрів перехідних процесів у реальному часі.

Результати моделювання показали високу ефективність роботи автоматичних регуляторів збудження. При значному збуренні накиді навантаження на 10-й секунді система продемонструвала здатність до відновлення номінального рівня напруги за час близько 4 секунд $t=10...14$ с. Астатичний характер регулювання забезпечив повернення параметрів напруги до уставок після завершення перехідного процесу.

Дослідження підтвердило стабільність роботи системи первинного регулювання частоти. Після виникнення дефіциту потужності швидкість роторів генераторів стабілізувалася на новому рівні 0,9955 в.о. відповідно до принципів статизму. Відсутність розбіжності кривих швидкостей роторів на графіках свідчить про збереження синхронізму між генераторами енергосистеми під час перехідного процесу.

Аналіз графіків активної P та реактивної Q потужності підтвердив збалансовану реакцію системи на збурення. Генератор успішно адаптувався до зміни режиму, збільшивши активну потужність з 77 МВт до 98 МВт, а реактивну з 27,5 МВАр до 34,8 МВАр. Швидке загасання електромеханічних коливань протягом 4–5 с свідчить про ефективне налаштування систем стабілізації та достатній запас динамічної стійкості.

ВИСНОВКИ

У роботі розглянуто актуальну науково-практичну задачу підвищення ефективності керування інтегрованими енергетичними мережами шляхом розроблення імітаційної моделі та дослідження перехідних процесів. Основні наукові та практичні результати роботи полягають у наступному.

Проаналізовано сучасний стан та проблеми розвитку енергетичних систем. Встановлено, що перехід до концепції Smart Energy System вимагає інтеграції секторів електро- та тепlopостачання. Виявлено, що існуючі програмні засоби TRNSYS, HOMER, EnergyPLAN орієнтовані переважно на економічне планування і не враховують повною мірою динамічні фізичні параметри розподільчих мереж при оперативному керуванні, що обґрунтовує необхідність створення нових методів моделювання.

Узагальнено теоретичні засади моделювання енергетичних вузлів. Розглянуто математичний опис взаємозв'язків між різними енергоносіями електричної енергії, теплової енергії та газу на основі матричних рівнянь зв'язку. Це дозволило формалізувати задачу керування потоками потужності в інтегрованій мережі як систему рівнянь небалансів, що розв'язується ітераційними чисельними методами.

Розроблено комплексну імітаційну модель енергосистеми. На базі програмного середовища MATLAB/Simulink/Simscapе реалізовано модель, що відтворює топологію стандартної тестової системи IEEE 9-Bus. Модель враховує параметри синхронних генераторів, силових трансформаторів, ліній електропередавання та дозволяє досліджувати динамічну поведінку системи в режимі реального часу, що є перевагою над статичними розрахунковими моделями.

Експериментально підтверджено стійкість системи за напругою. Результати моделювання перехідних процесів при накиді навантаження 50 МВт показали високу ефективність роботи автоматичних регуляторів збудження. Система

продемонструвала здатність відновлювати номінальний рівень напруги за час близько 4 секунд з астатичним характером регулювання.

Досліджено динаміку частотного регулювання. Встановлено, що при виникненні дефіциту активної потужності система зберігає синхронізм, а первинні регулятори швидкості турбін забезпечують стабілізацію частоти згідно з принципом статизму на рівні 0,9955 в.о. Електромеханічні коливання роторів генераторів успішно демпфуються протягом 4–5 секунд.

Підтверджено ефективність запропонованого підходу до керування. Комплексний аналіз отриманих осцилограм напруги, частоти, активної та реактивної потужності довів, що розроблена модель адекватно відтворює фізичні процеси в інтегрованій мережі. Запропонований метод дозволяє забезпечити надійне функціонування енергосистеми в умовах динамічних збурень, гарантуючи баланс генерації та споживання.

Практична цінність отриманих результатів. Розроблена модель та методика дослідження можуть бути використані для проєктування систем керування сучасними інтегрованими мережами, оптимізації роботи когенераційних установок, а також у навчальному процесі для демонстрації електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>.

2. Про енергетичну ефективність: Закон України від 21.10.2021 № 1818-IX. Відомості Верховної Ради України. 2022. № 2. Ст. 8.

3. Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. Resolution adopted by the General Assembly on 25 September 2015. United Nations, 2015. URL: <https://sdgs.un.org/2030agenda>.

4. Paris Agreement. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2015. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.

5. Clean energy for all Europeans package. European Commission. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en.

6. Siano P. Demand response and smart grids. A survey. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. Vol. 30. P. 461-496.

7. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. Відомості Верховної Ради України. 2017. № 27-28. Ст. 312.

8. Кодекс систем розподілу. Затверджено постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18>.

9. An EU Strategy on Heating and Cooling. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brussels, 16.2.2016, COM(2016) 51 final.

10. Bloess A., Schill W.-P., Zerrahn A. Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials. Applied Energy. 2018. Vol. 212. P. 1611-1626.

11. Farhangi H. The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2010. Vol. 8, no. 1. P. 18-28.
12. Palensky P., Dietrich D. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2011. Vol. 7, no. 3. P. 381-388.
13. Кириленко О. В., Денисюк С. П., Стрелкова Г. Г. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
14. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Праховник А. В. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їх перспективи в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 5. С. 52-67.
15. Saboori H., Mohammadi M., Taghe R. Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. IEEE, 2011. P. 1-4.
16. Lund H., Werner S., Wiltshire R. et al. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal networks into future sustainable energy systems. *Energy*. 2014. Vol. 68. P. 1-11.
17. Mohammadi M. et al. Energy hub: From a model to a concept. A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 80. P. 1512-1527.
18. Guelpa E., Verda V. Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. *Applied Energy*. 2019. Vol. 252. 113474.
19. Lund H., Østergaard P. A., Connolly D., Mathiesen B. V. Smart energy and smart energy systems. *Energy*. 2017. Vol. 137. P. 556-565.
20. Parisio A., Riaz S., Glielmo L. Model predictive control for МЕН (micro-energy hub) plants. *Control Engineering Practice*. 2016. Vol. 53. P. 69-77.
21. Лещенко В. А., Ковальчук Т. В. Оптимізація режимів роботи когенераційних установок в системах централізованого теплопостачання. Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання. 2019. Вип. 30. С. 25-32.
22. Fischer D., Madani H. On heat pumps in smart grids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 70. P. 342-357.

23. Navarro-Espinosa A., Mancarella P. Probabilistic modeling and assessment of the impact of electric heat pumps on low voltage distribution networks. *Applied Energy*. 2014. Vol. 127. P. 249-266.
24. Wang Y., Zhang N., Kang C. et al. Standardized matrix modeling of multiple energy systems. *Proceedings of the IEEE*. 2019. Vol. 107, no. 1. P. 107-131.
25. Інтегровані системи енергопостачання: тренди, технології, ефективність: монографія / за заг. ред. Б.І. Басока. Київ: Ін-т технічної теплофізики НАН України, 2020. 350 с.
26. Keirstead J., Jennings M., Sivakumar A. A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16, no. 6. P. 3847-3866.
27. Clegg S., Mancarella P. Integrated modeling and assessment of the operational impact of power-to-gas on electrical and gas transmission networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2015. Vol. 6, no. 4. P. 1234-1244.
28. Mancarella P. MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models. *Energy*. 2014. Vol. 65. P. 1-17.
29. Geidl M., Andersson G. Optimal power flow of multiple energy carriers. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22, no. 1. P. 145–155. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.888988.
30. Жаркін А. Ф., Палагнюк С. В. Аналіз ефективності впровадження «Smart Grid» в електроенергетичну систему України. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2018. Вип. 50. С. 5-11.
31. Kuzlu M., Pipattanasomporn M., Rahman S. Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN. *Computer Networks*. 2014. Vol. 67. P. 74-88.
32. Good N., Mancarella P. Flexibility in multi-energy communities with electrical and thermal storage: A stochastic, robust approach for multi-service demand response. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10, no. 1. P. 503-513.

33. Palensky P. et al. Cosimulation of intelligent power systems: Fundamentals, software architecture, applications, and challenges. *IEEE Industrial Electronics Magazine*. 2017. Vol. 11, no. 1. P. 34-45.
34. Ghadimi A. A. et al. A review of applications of Multi-Objective Evolutionary Algorithms for Optimal Power Flow problems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2024. Vol. 155. 109547.
35. Connolly D. et al. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*. 2010. Vol. 87, no. 4. P. 1059-1082.
36. Klein S. A. et al. TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, 2017. URL: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.
37. Lund H. EnergyPLAN. Advanced Analysis of Smart Energy Systems. Aalborg University, 2021. URL: <https://www.energyplan.eu/>.
38. EnergyPRO: User's Guide. EMD International A/S. URL: <https://www.emd.dk/energypro/>.
39. RETScreen Clean Energy Management Software. Natural Resources Canada. URL: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tool/7465>.
40. Lambert T., Gilman P., Lilienthal P. Micropower system modeling with HOMER. Integration of alternative sources of energy. 2006. Vol. 1. P. 379-418.
41. Alipour M. et al. Stochastic scheduling of aggregated microgrids in a smart distribution network. *Electric Power Systems Research*. 2017. Vol. 146. P. 67-79.
42. Omu A., Choudhary R., Boems B. Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. *Energy Policy*. 2013. Vol. 61. P. 249-266.
43. Geidl M., Andersson G. Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22, no. 1. P. 145-155. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.888988.

44. P. F. Boulos, K. E. Lansey, and B. W. Karney, *Comprehensive Water Distribution Systems Analysis Handbook for Engineers and Planners*. American Water Works Assn, 2016.
45. B. E. Larock, R. W. Jeppson, and G. Z. Watters, *Hydraulics of Pipeline Systems*. CRC Press, 2019.
46. M. Pirouti, *Modelling and analysis of a district heating network*, PhD, Cardiff University, 2023.
47. H. B. Nielsen, *Methods for analyzing pipe networks*, *J. Hydraul. Eng.*, vol. 115, no. 2, pp. 139–157, 2019.
48. IEEE 09 Bus System: Technical Note / Manitoba Hydro International Ltd. Revision 1. Winnipeg: Manitoba Hydro International Ltd., 2018. 6 p.
49. Shabanzadeh M., Moghaddam M. P. What is the Energy Hub? *Journal of Electrical Systems and Signals*. 2016. Vol. 4, no. 1. P. 13–26.
50. Bao M., Ding Y., Sang C. et al. Distributionally robust co-optimization of energy and reserve for microgrids considering renewable energy uncertainties. *Applied Energy*. 2019. Vol. 239. P. 966–978.
51. Денисюк С. П., Базюк Т. М. Системний підхід до побудови ефективних систем енергозабезпечення споживачів. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. № 2. С. 7–18.
52. Liu Y., Zhang N., Kang C. et al. Data-driven probabilistic load flow analysis for the power grid with high penetration of renewable energy. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. Vol. 33, no. 5. P. 5533–5544.
53. Блінов І. В., Парус Є. В. Формування графіків споживання та генерації електричної енергії активними споживачами («prosumers»). *Технічна електродинаміка*. 2019. № 4. С. 60–66.
54. Zhang C., Wu J., Zhou Y. et al. Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid. *Applied Energy*. 2018. Vol. 220. P. 1–12.
55. Li J., Wang F., He Y. et al. A distributed control strategy for integrated energy systems considering communication delays. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 119. 105943.

56. Hussain A., Bui V.-H., Kim H.-M. A resilient and privacy-preserving energy management strategy for networked microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. Vol. 9, no. 3. P. 2127–2139.
57. Yang J., Zhang N., Kang C. et al. Modeling the transient thermal characteristics of district heating networks for combined heat and power dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. Vol. 35, no. 1. P. 526–538.
58. Sinha A., Neogi S., Lahiri R. N. et al. *Smart Grid Technology and Its Role in the Development of Smart Cities*. Springer Nature Singapore, 2021. 425 p.
59. Zhou Y., Wei Z., Sun G. et al. A robust optimization approach for integrated community energy system in energy and ancillary service markets. *Energy*. 2018. Vol. 148. P. 1–15.
60. IRENA. *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2019. URL: <https://www.irena.org/publications>.
61. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус Є. В. Аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на режими об'єднаної енергетичної системи України. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С. 48–57.
62. Vazquez-Canteli J. R., Nagy Z. Reinforcement learning for demand response: A review of algorithms and modeling techniques. *Applied Energy*. 2019. Vol. 235. P. 1072–1089.
63. Wang Y., Zhang N., Zhuo Z. et al. Mixed-integer linear programming-based optimal configuration planning for energy hub: Starting from scratch. *Applied Energy*. 2018. Vol. 210. P. 1141–1150.
64. Brosinsky C., Westermann D., Krebs R. Recent and prospective developments in power system control centers: Adapting the digital twin concept for power systems. 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). Limassol, 2018. P. 1–6.
65. IEEE Standard 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE, 2018.

66. Butt O. M., Zulqarnain M., Butt T. M. Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network. *Ain Shams Engineering Journal*. 2021. Vol. 12, no. 1. P. 687–695.

67. Lin Y., Bie Z. Study on the resilience of the integrated energy system. *Energy Procedia*. 2018. Vol. 145. P. 236–241.

68. Дерев'янюк Д. Г., Жовта Н. Д. Особливості застосування технологій Smart Grid в умовах відновлення енергетичної інфраструктури України. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2023. № 2 (319). С. 112–117.

69. Mirzarouf-Kamanaj A., Majidi M., Zare K. et al. Optimal strategic coordination of energy hub participants in electricity, heat and gas markets. *Energy*. 2020. Vol. 196. 117075.

70. Entso-E. Roadmap for the integration of the Ukrainian and Moldovan power systems into the European network. Brussels, 2022.

71. Piazzoni C. F., Soldati C., Berizzi A. Fast decoupled power flow for integrated electricity-gas-heat systems. *Electric Power Systems Research*. 2022. Vol. 212.

72. Gholinejad T., Loni A., Adabi J. A hierarchical energy management system for multiple home energy hubs in a microgrid. *Journal of Building Engineering*. 2020. Vol. 28.

73. Chen X., Qu G., Tang Y. et al. Reinforcement learning for selective sensor transmission in smart grid monitoring. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2022. Vol. 13, no. 3. P. 2253–2265.

74. Mohy-ud-din G., Nguyen D. H., Choi S. B. et al. A review on distributed control approaches for microgrids. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 125368–125389.

75. Yan B., Luh P. B., Warner G. et al. Operation and design optimization of microgrids with renewables. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*. 2017. Vol. 14, no. 2. P. 573–585.

ДОДАТОК А

Стаття в журналі вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах

УДК 681.5

МАРТИНЮК Валерій
Хмельницький національний університет
ORCID ID: 0000-0001-5758-4244
e-mail: martynyuk.valeriy@gmail.com
СЕЛЬСЬКИЙ Андрій
Хмельницький національний університет
ORCID ID: 0000-0002-7373-0472
e-mail: andriy.saa@gmail.com
МАРТИНЮК Віталій
Хмельницький національний університет

МЕТОД КЕРУВАННЯ ІНТЕГРОВАНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ МЕРЕЖЕЮ

У статті розглядається проблема підвищення ефективності та надійності функціонування сучасних систем енергопостачання шляхом їх трансформації в інтегровані енергетичні мережі. Обґрунтовано необхідність узгодженого керування потоками різномірних енергоносіїв, а саме електричної та теплової енергії для забезпечення синергетичного ефекту. Розроблено математичну модель інтегрованої енергетичної мережі на основі концепції енергетичного вузла, яка, на відміну від існуючих підходів, враховує топологію та фізичні параметри розподільчих мереж, а також взаємозв'язок між процесами генерації, перетворення та споживання енергії. Ефективність запропонованого методу керування перевірено шляхом імітаційного моделювання в середовищі MATLAB/Simulink із використанням бібліотеки Simscape Electrical. Результати дослідження перехідних процесів при динамічних збуреннях підтверджують здатність системи забезпечувати динамічну стійкість, ефективне регулювання напруги та швидке відновлення балансу активної і реактивної потужності.

Ключові слова: інтегрована енергетична мережа, енергетичний вузол, розумна мережа, керування потоками потужності, MATLAB/Simulink, динамічна стійкість, когенерація.

MARTYNYUK Valeriy, SELSKYI Andrii, MARTYNYUK Vitaliy
Khmelnytsky national university, Ukraine

INTEGRATED POWER NETWORK CONTROL METHOD

The article considers the problem of improving the efficiency and reliability of modern energy supply systems operation by transforming them into integrated energy networks. The necessity of coordinated control of heterogeneous energy carrier flows, namely electric and thermal energy, to ensure a synergetic effect is substantiated. A mathematical model of an integrated energy network based on the Energy Hub concept has been developed, which, unlike existing approaches, takes into account the topology and physical parameters of distribution networks, as well as the interconnection between energy generation, conversion, and consumption processes. The effectiveness of the proposed control method is verified by simulation in the MATLAB/Simulink environment using the Simscape Electrical library. The results of the study of transient processes under dynamic disturbances confirm the system's ability to ensure dynamic stability, effective voltage regulation, and rapid restoration of the active and reactive power balance.

Keywords: integrated energy network, Energy Hub, Smart Grid, power flow control, MATLAB/Simulink, dynamic stability, cogeneration.

Постановка проблеми

Сучасна енергетика перебуває на етапі глобальної трансформації, що характеризується переходом від жорстко централізованих структур до гнучких інтелектуальних систем та мультиенергетичних комплексів. Це зумовлює необхідність розглядати системи електро-, тепло- та газопостачання не як відокремлені інфраструктури, а як єдину інтегровану енергетичну мережу. Ключовим елементом такої системи стає концепція енергетичного вузла, яка забезпечує конвертацію, акумуляцію та перерозподіл різних видів енергії.

В умовах поглибленої інтеграції та зростання частки відновлюваних джерел енергії, системи керування стикаються з новими викликами. Згідно з вимогами до надійності та енергоефективності, сучасна система керування інтегрованою мережею повинна виконувати ряд критичних функцій:

- забезпечувати узгоджену координовану роботу джерел різної фізичної природи, а саме електричних та теплових для досягнення синергетичного ефекту;
- підтримувати динамічний баланс потужності в умовах стохастичного характеру генерації відновлювальних джерел енергії;
- гарантувати дотримання режимних обмежень не лише в точці підключення, а й по всій топології розподільчої мережі на рівні напруги та пропускну здатності;

– забезпечувати живучість системи при виникненні локальних аварійних ситуацій.

Існуючі методи керування часто виявляються недостатньо ефективними для вирішення цих завдань. До основних недоліків існуючих підходів можна віднести:

– спрощеність математичних моделей, а саме більшість підходів розглядають енергетичний вузол як "точкову" систему, ігноруючи фізичні параметри та топологію розподільчих мереж, що призводить до похибок у керуванні реальними об'єктами;

– роздільне керування підсистемами, а саме відсутність перехресних зв'язків між контурами керування електричною та тепловою частинами обмежує можливості взаємного резервування та балансування;

– орієнтація на статику, а саме переважна більшість алгоритмів зосереджена на економічній оптимізації ustalених режимів і не здатна забезпечити необхідну динамічну стійкість при швидких перехідних процесах.

У зв'язку з цим, актуальним науково-технічним завданням є розробка та дослідження вдосконаленого методу керування інтегрованою енергетичною мережею. Такий підхід має базуватися на детальних динамічних моделях, які враховують взаємозв'язок процесів генерації, перетворення та споживання енергії, забезпечуючи високу надійність та ефективність функціонування системи як у стаціонарних, так і в динамічних режимах.

Аналіз джерел досліджень

Питанням інтеграції різномірних енергоносіїв у єдину інфраструктуру та керування мультиенергетичними системами присвячено значну кількість робіт вітчизняних та закордонних вчених. Фундаментальні основи концепції «енергетичного вузла», які описують процеси перетворення, зберігання та розподілу енергії, викладено у роботі [1]. Автори детально розглядають матричний підхід до моделювання зв'язків між входом і виходом системи, проте основна увага в цій роботі приділяється стаціонарним режимам роботи без глибокого аналізу динаміки перехідних процесів при збуреннях у мережі.

У сучасній літературі [2, 3] значна увага приділяється оптимізації потоків потужності в інтегрованих системах. Зокрема, у роботі [2] доведено переваги координованого керування електричними та тепловими мережами порівняно з їх роздільним функціонуванням. Автори зазначають, що такий підхід дозволяє суттєво підвищити гнучкість енергосистеми, однак реалізація алгоритмів керування часто ускладнюється різною фізичною природою та інерційністю протікання процесів в електричних та теплових контурах.

Окремі дослідження стосуються математичного моделювання режимів роботи розподільчих мереж. У роботах [4, 5] проведено аналіз методів розрахунку ustalених режимів для об'єднаних систем електро- та тепlopостачання. Дослідники роблять висновок, що врахування гідравлічних та теплових параметрів мережі є критично важливим для коректного оцінювання стану системи. Проте питання інтеграції цих розрахункових моделей у контур оперативного керування для забезпечення динамічної стійкості, а саме регулювання напруги та частоти потребує подальшого вдосконалення.

Також у працях [6, 7] розглядаються проблеми впровадження технологій розумних мереж та інтелектуальних систем моніторингу. Автори пропонують використання багаторівневих ієрархічних систем керування та методів штучного інтелекту. Водночас це призводить до суттєвого ускладнення архітектури системи керування та підвищення вимог до обчислювальної потужності, що не завжди є виправданим для локальних енергетичних вузлів.

Незважаючи на значну кількість публікацій, питання розробки комплексного методу керування, який би поєднував детальне врахування топології розподільчих мереж із забезпеченням динамічної стійкості інтегрованої системи в перехідних режимах при різких змінах навантаження чи генерації, залишається актуальним і потребує подальших досліджень.

Виклад основного матеріалу

На рис. 1 зображена структурна схема енергетичного вузла.

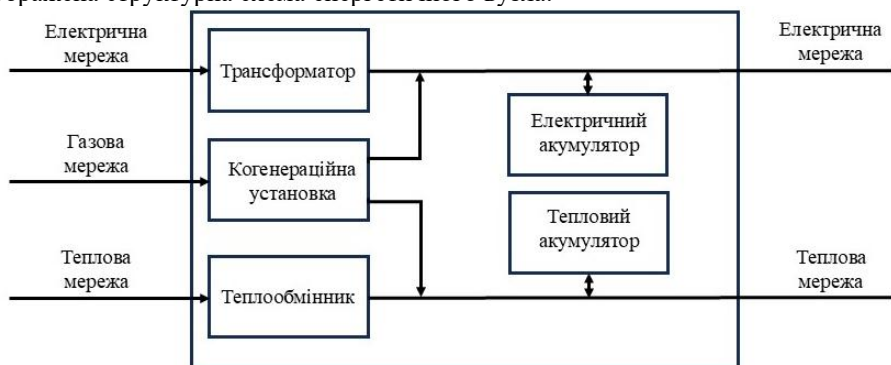


Рис. 1. Структурна схема енергетичного вузла

Енергетичний вузол має два основні порти для взаємодії із зовнішнім середовищем:

- вхідний порт, який приймає потоки потужності від різних енергоносіїв;
- вихідний порт, який забезпечує споживачів необхідними видами енергії.

Односпрямовані потоки потужності від різних джерел надходять до вхідного порту, проходять через пристрої перетворення та накопичення енергії, після чого виходять через вихідний порт, задовольняючи попит на електроенергію, тепло чи інші енергетичні потреби у відповідності до рис. 1.

Це модель, що описує систему, яка керує потоками, перетворенням та зберіганням різних видів енергії. До вузла надходять три види енергоносіїв із зовнішніх мереж:

- електрична мережа, яка постачає електроенергію;
- газова мережа, яка постачає природний газ;
- теплова мережа, яка постачає теплову енергію.

Кожен вхідний потік потрапляє до відповідного пристрою для обробки або перетворення:

- трансформатор перетворює параметри вхідної електроенергії для використання у внутрішній мережі;
- когенераційна установка використовує газ для одночасного виробництва електричної та теплової енергії;
- теплообмінник передає тепло від зовнішньої теплової мережі до внутрішньої системи споживання.

Верхня лінія показує, що вироблена установкою електроенергія надходить у внутрішню електричну мережу вузла. Нижня лінія показує, що вироблене тепло надходить у внутрішню теплову мережу.

У системі передбачені накопичувачі, які з'єднані з внутрішніми лініями двосторонніми стрілками (що означає можливість як заряджання, так і розряджання):

- електричний акумулятор накопичує надлишок електроенергії та віддає її за потреби;
- тепловий акумулятор накопичує надлишок тепла та віддає його в систему при пікових навантаженнях.

З вузла виходять перетворені та розподілені енергоресурси до споживачів, а саме електрична мережа та теплова мережа. Схема демонструє концепцію інтегрованої енергосистеми, яка поєднує різні енергоносії (електрику, газ, тепло), дозволяє їх конвертувати та зберігати для забезпечення надійного та ефективного енергопостачання споживачів.

Сукупно пристрої перетворення та накопичення енергії називаються технологіями поєднання. На рис. 2 представлено графічне зображення співвідношення між вектором вхідних потужностей $[P_{in}]$ та вектором енергетичних навантажень $[L]$.

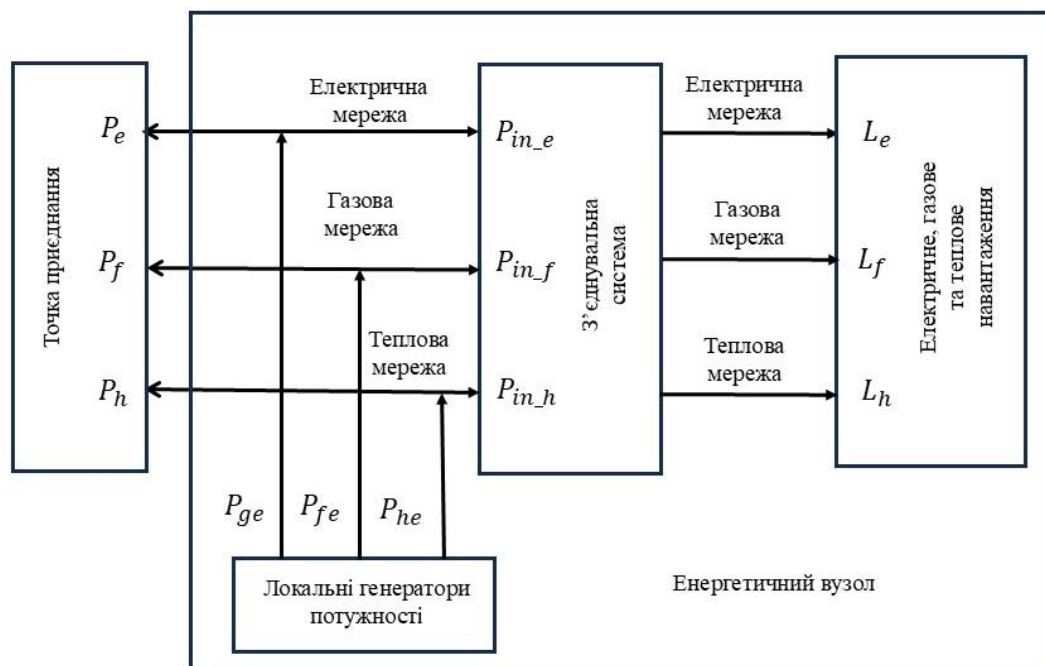


Рис. 2. Співвідношення між вектором вхідних потужностей $[P_{in}]$ та вектором енергетичних навантажень $[L]$

Ефективність кожної технології використовується для формування матриці зв'язку $[C]$, яка встановлює співвідношення між вектором вхідних потужностей $[P_{in}]$ та вектором енергетичних навантажень $[L]$ енергетичного вузла. Загальна математична модель енергетичного вузла описується матричним рівнянням (1).

$$[L] = [C][P_{in}]. \quad (2.1)$$

Основою імітаційної моделі методу керування інтегрованою енергетичною мережею є електрична система. Для моделювання електричної системи використаємо стандартну навчальну систему IEEE 9-bus, яка використовується дослідниками та інженерами в усьому світі для перевірки алгоритмів, тестування нового програмного забезпечення та порівняння результатів наукових робіт.

На рис. 3 зображено стандартну навчальну систему IEEE 9-bus [9].

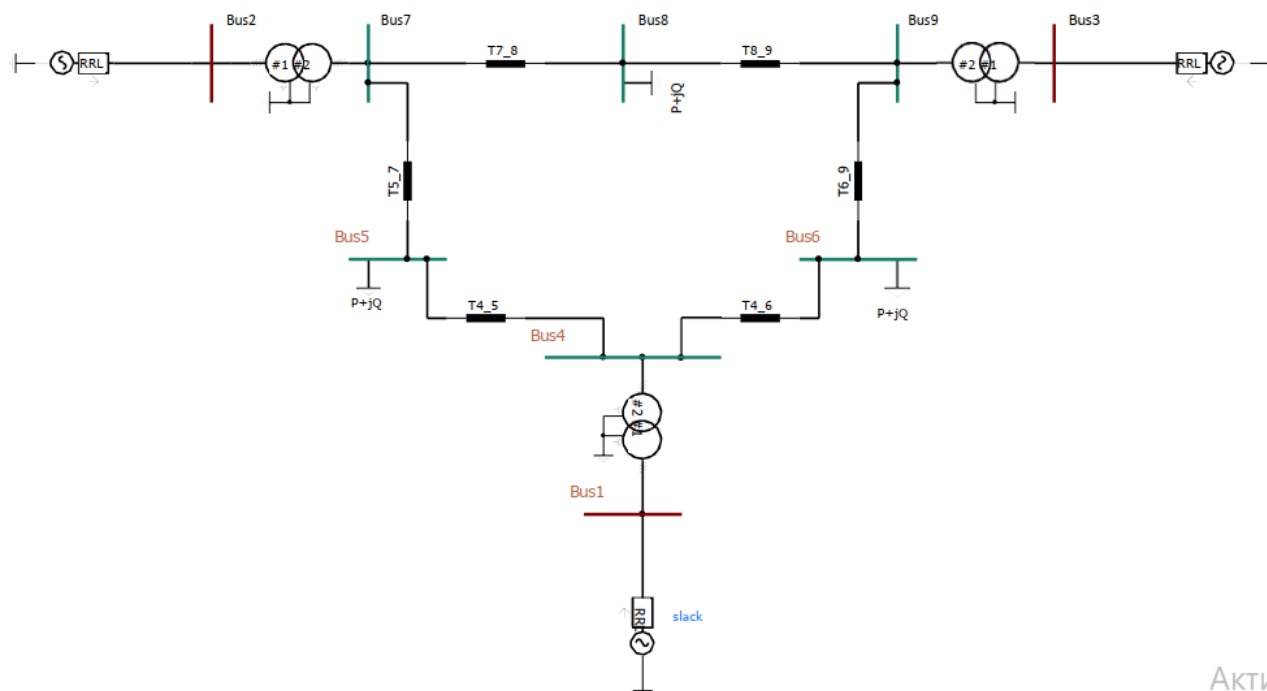


Рис. 3. Стандартна навчальна система IEEE 9-bus [9]

Стандартна навчальна система IEEE 9-bus [9] має кільцеву структуру на рівні високої напруги, до якої радіально приєднані генератори. Стандартна навчальна систему IEEE 9-bus складається з трьох основних "островів" генерації, які живлять спільну мережу передачі.

Стандартна навчальна система IEEE 9-bus умовно поділяється на два рівні напруги:

- рівень генерації (низька сторона), до якої належать вузли 1, 2 та 3;
- рівень передачі (висока сторона, зазвичай 230 кВ), до якої належать вузли 4, 5, 6, 7, 8 та 9.

Імітаційна модель стандартної навчальної системи IEEE 9-bus в середовищі Simulink зображена на рис. 4.

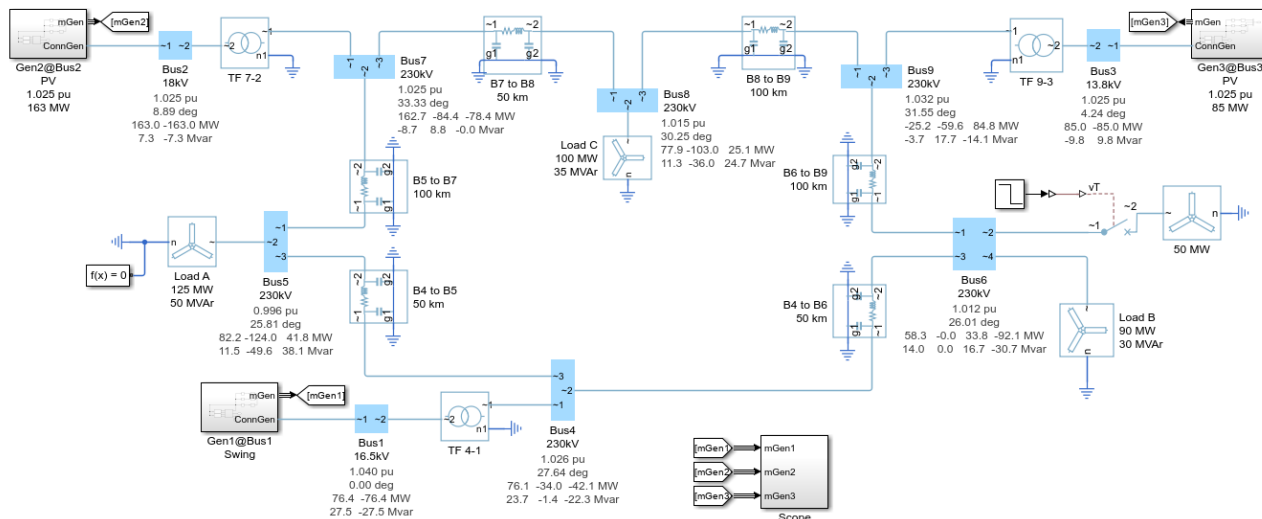


Рис. 4. Імітаційна модель стандартної навчальної системи IEEE 9-bus в середовищі Simulink

Усі сигнали подаються на блок Scope, який моделює осцилограф. Він має два вхідні порти, що дозволить побудувати два окремі графіки в одному вікні:

- графік напруг усіх трьох генераторів накладених один на одного або поруч;
- графік швидкостей роторів для аналізу стабільності частоти та синхронізму.

На рис. 5 наведено вікно Scope у Simulink, яке показує результати симуляції перехідного процесу в енергосистемі з трьома генераторами. Графіки демонструють реакцію системи на певне збурення, а саме накид навантаження, який відбувся на 10-й секунді. Верхній графік відображає напруга на клеммах Terminal voltages [p.u.]. Цей графік показує зміну напруги на виході трьох генераторів у відносних одиницях per unit. До 10-ї секунди система працювала стабільно у сталому режимі.

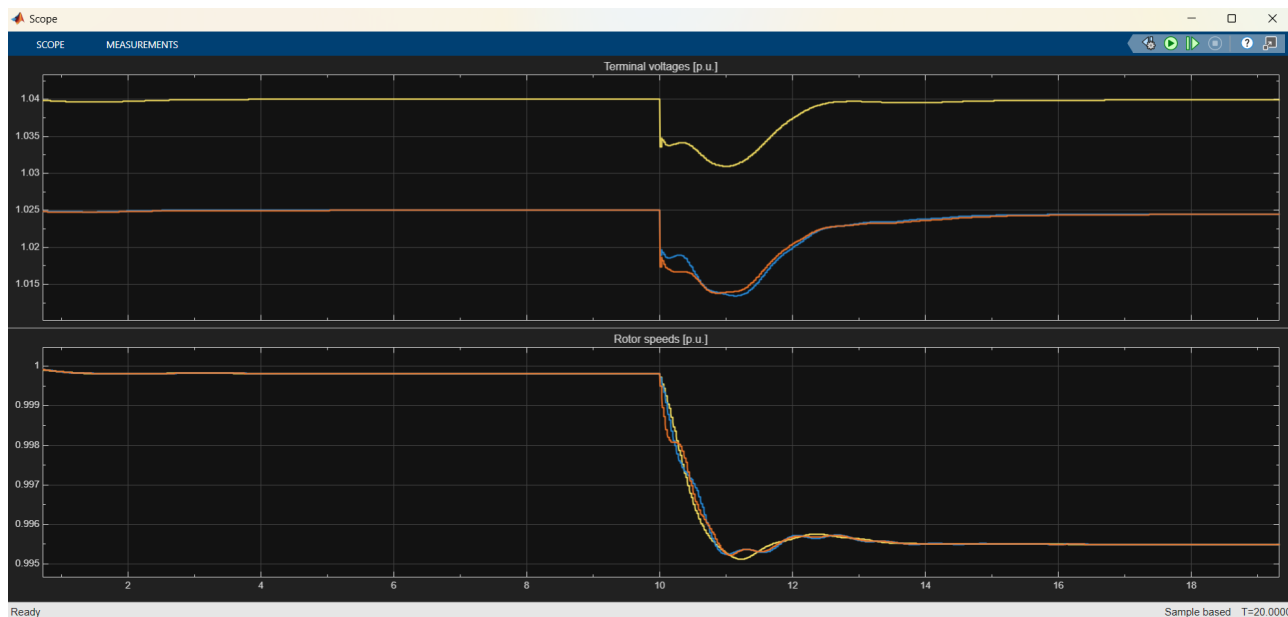


Рис. 5. Вікно Scope у Simulink, яке показує результати симуляції перехідного процесу в енергосистемі з трьома генераторами

Жовта лінія сигнал mGen3 який має інші налаштування і тримає вищу напругу близько 1,04 р.у. Синя та помаранчева лінії – це інші два генератори, які працюють майже ідентично на рівні близько 1,025 р.у.

В момент часу $t = 10$ с виникає збурення. Відбувається різке падіння напруги на всіх генераторах. Це характерно для підключення потужного навантаження, бо напруга не падає до нуля. Перехідний процес триває від 10 с до 14 с. Напруга просідає до мінімуму приблизно на 11-й секунді. Спрацьовують автоматичні регулятори збудження, які починають піднімати напругу, щоб компенсувати просадку.

Після 14-ї секунди система працює далі у новому усталеному режимі. Напруга відновлюється до початкових значень. Це свідчить про те, що система регулювання напруги працює ефективно із астатичним регулюванням, повертаючи параметри до уставки.

Нижній графік відображає швидкість роторів Rotor speeds [p.u.]. Цей графік показує частоту обертання генераторів, яка прямо пропорційна частоті мережі. До 10-ї секунди всі генератори обертаються синхронно зі швидкістю, дуже близькою до номінальної 1,0 р.у., а в момент збурення при $t = 10$ с.

Швидкість починає стрімко падати. Це означає, що електрична потужність та навантаження стали більшими за механічну потужність турбін. Ротори починають гальмувати, віддаючи кінетичну енергію в мережу.

Перехідний процес триває від 10 с до 14 с. Спостерігається інерційний спад частоти, а мінімум досягається приблизно на 11,5 с на рівні 0,995 р.у. Далі вступають у дію регулятори швидкості турбін гуввернери, які збільшують подачу енергоносія, що зупиняє падіння частоти.

Видно невеликі коливання, але вони швидко загасають, що свідчить про хорошу демпферну здатність системи. Генератори не втрачають синхронізм і лінії тримаються купи. Після 14-ї секунди настає режим статизму. Швидкість стабілізується на новому рівні, який є нижчим за початковий і приблизно дорівнює 0,9955 р.у.

На відміну від напруги, швидкість не повернулася до 1,0. Це нормальна поведінка для первинного регулювання частоти, а саме так званий статизм або англійською мовою droop control. Генератори пропорційно збільшили потужність, пожертвавши невеликим відхиленням частоти. Щоб повернути швидкість до 1,0, знадобиться вторинне регулювання.

Модель демонструє стійку роботу енергосистеми. При накиді навантаження на 10-й секунді напруга успішно відновлюється регуляторами збудження. Частота швидкість знижується і стабілізується на допустимому нижчому рівні завдяки первинному регулюванню турбін. Синхронізм між трьома машинами зберігається.

Висновки

В роботі вирішено актуальне науково-практичне завдання підвищення ефективності керування інтегрованими енергетичними мережами. На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень отримано наступні результати:

Розроблено математичну модель інтегрованої енергетичної мережі, яка базується на концепції енергетичного вузла. На відміну від традиційних підходів, запропонована модель враховує не лише процеси перетворення енергії в вузлах, але й топологію та фізичні параметри розподільчих електричних і теплових мереж. Це дозволило підвищити точність оцінювання стану системи та врахувати взаємовплив різномірних енергопотоків.

Запропоновано метод керування, що забезпечує скоординовану роботу підсистем генерації, акумуляції та споживання енергії. Використання узгодженого керування дозволяє компенсувати стохастичний характер

відновлюваних джерел енергії за рахунок маневреності когенераційних установок та теплових акумуляторів, забезпечуючи синергетичний ефект.

Проведено імітаційне моделювання розробленої системи в середовищі MATLAB/Simulink із використанням бібліотеки Simscape Electrical. Результати моделювання підтвердили адекватність запропонованих моделей та ефективність алгоритмів керування.

Дослідження динамічних режимів показало, що запропонований метод забезпечує високу динамічну стійкість системи. При різких змінах навантаження або генерації система демонструє здатність до швидкого відновлення балансу активної та реактивної потужності, а також ефективне регулювання напруги в допустимих межах.

Практична цінність отриманих результатів полягає у можливості використання розробленого методу при проектуванні та модернізації локальних систем енергопостачання (мікромереж) для підвищення їх надійності та енергоефективності в умовах переходу до технологій Smart Grid.

Література:

1. Geidl M., Andersson G. Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers. IEEE Transactions on Power Systems. 2007. Vol. 22, no. 1. P. 145–155.
2. Mirzapour-Kamanaj A., Majidi M., Zare K., Kazemzadeh R. Optimal strategic coordination of energy hub participants in electricity, heat and gas markets. Energy. 2020. Vol. 196. Art. 117075.
3. Wang Y., Zhang N., Kang C., Kirschen D. S. Standardized Matrix Modeling of Multiple Energy Systems. IEEE Transactions on Smart Grid. 2019. Vol. 10, no. 1. P. 257–270.
4. Piazzoni C. F., Soldati C., Berizzi A. Fast decoupled power flow for integrated electricity-gas-heat systems. Electric Power Systems Research. 2022. Vol. 212. Art. 108583.
5. Navarro-Espinosa A., Mancarella P. Probabilistic modeling and assessment of the impact of electric heat pumps on low voltage distribution networks. Applied Energy. 2014. Vol. 127. P. 249–266.
6. Дерев'янюк Д. Г., Жовта Н. Д. Особливості застосування технологій Smart Grid в умовах відновлення енергетичної інфраструктури України. Вісник Хмельницького національного університету. 2023. № 2 (319). С. 112–117.
7. Entso-E. Roadmap for the integration of the Ukrainian and Moldovan power systems into the European network. Brussels: ENTSO-E, 2022. 28 p.
8. Кириленко О. В., Стогній Б. С., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: монографія. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
9. IEEE 09 Bus System: Technical Note / Manitoba Hydro International Ltd. Revision 1. Winnipeg: Manitoba Hydro International Ltd., 2018. 6 p.

References

1. Geidl M., Andersson G. Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers. IEEE Transactions on Power Systems. 2007. Vol. 22, no. 1. P. 145–155.
2. Mirzapour-Kamanaj A., Majidi M., Zare K., Kazemzadeh R. Optimal strategic coordination of energy hub participants in electricity, heat and gas markets. Energy. 2020. Vol. 196. Art. 117075.
3. Wang Y., Zhang N., Kang C., Kirschen D. S. Standardized Matrix Modeling of Multiple Energy Systems. IEEE Transactions on Smart Grid. 2019. Vol. 10, no. 1. P. 257–270.
4. Piazzoni C. F., Soldati C., Berizzi A. Fast decoupled power flow for integrated electricity-gas-heat systems. Electric Power Systems Research. 2022. Vol. 212. Art. 108583.
5. Navarro-Espinosa A., Mancarella P. Probabilistic modeling and assessment of the impact of electric heat pumps on low voltage distribution networks. Applied Energy. 2014. Vol. 127. P. 249–266.
6. Derevianko D. H., Zhovta N. D. Osoblyvosti zastosuvannya tekhnolohii Smart Grid v umovakh vidnovlennia enerhetychnoi infrastruktury Ukrainy. Visnyk Khmelnytskoho natsionalnoho universytetu. 2023. No. 2 (319). P. 112–117.
7. Entso-E. Roadmap for the integration of the Ukrainian and Moldovan power systems into the European network. Brussels : ENTSO-E, 2022. 28 p.
8. Kyrylenko O. V., Stohnii B. S., Denysiuk S. P. Intelektualni elektrychni merezhi: elementy ta rezhymy: monohrafiia. Kyiv: In-t elektrodynamiky NAN Ukrainy, 2016. 400 p.
9. IEEE 09 Bus System: Technical Note / Manitoba Hydro International Ltd. Revision 1. Winnipeg: Manitoba Hydro International Ltd., 2018. 6 p.

Завідувачу кафедри АКІТгаР
канд. техн. наук, доц. Корецькій Л.О.

Мартинюка Віталія Богдановича

ІІБ здобувача вищої освіти

ФІТ, 2 курс, групи АКІТРм-24-1

ЗАЯВА

З правилами чинного Положення «Про систему забезпечення академічної доброчесності у Хмельницькому національному університеті» від 01.07.2022, згідно з яким виявлення плагіату є підставою для відмови в допуску кваліфікаційної роботи до захисту та застосування заходів дисциплінарної та академічної відповідальності, ознайомлений (а). Про використання програмно-технічних засобів для перевірки кваліфікаційних робіт здобувачів вищої освіти на наявність плагіату ознайомлений(а) та надаю свою згоду на обробку та збереження університетом моєї роботи в інституційному репозитарії університету.

Також надаю університету право на передачу моєї роботи для обробки та збереження в базах даних програмно-технічних засобів (StrikePlagiarism та Anti-Plagiarism) та використання роботи для виявлення плагіату в інших роботах, які перевіряються програмно-технічними засобами та користувачами, що мають доступ до цих програмно-технічних засобів, виключно в обмежених цілях для виявлення плагіату в текстах робіт.

Робота для перевірки університетом надається в друкованому та електронному варіанті. Електронна версія моєї роботи збігається (ідентична) з друкованою.

05.12.2025

дата



підпис

Anti-Plagiarism v-15.258 (global version)**The maximum coincidence with one document 1.0%****Dictionaries check: en_US, ru_RU, ua_UA. Errors in the documents: 8%**

ID: 253643 Title: МКР Метод керування інтегрованою енергетичною мережею Added in a DB: 2025-12-18 Authors: Віталій МАРТІНЮК Heads: Валерій МАРТІНЮК Consultants: Opponents:	Document		Sum coincidence on the DB	
	Symbols	Lexemes	Symbols	Lexemes
	102188	940	2671 (3%)	37 (4%)

Plagiarism sources

ID	Description	Plagiarism presence in the document	
		Symbols	Lexemes

Протокол аналізу звіту подібності експертом

Заявляю, що я ознайомився (-лась) з Повним звітом подібності, який був згенерований Системою виявлення і запобігання плагіату щодо роботи:

Автор: Віталій МАРТИНЮК

Співавтор:

Назва: Мартинюк_Віталій_на_антиплагіат

Експерт: Валерій МАРТИНЮК

Підрозділ: Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки

Коефіцієнт подібності 1:1%

Коефіцієнт подібності 2:0%

Мікропробіли: 14

Заміна букв: 7

Інтервали: 0

Білі знаки: 2

Дата створення звіту: 2025-12-18 11:31:16.0

Після аналізу Звіту подібності констатую наступне:

Запозичення, виявлені в роботі є законними і не є плагіатом. Рівень подібності не перевищує допустимої межі. Таким чином робота незалежна і приймається.

Запозичення не є плагіатом, але перевищено граничне значення рівня подібностей. Таким чином робота повертається на доопрацювання.

Виявлено запозичення і плагіат або навмисні текстові спотворення (маніпуляції), як передбачувані спроби укриття плагіату, які роблять роботу невідповідною вимогам законодавства (Ст. 32. ЗУ Про вищу освіту, пункт 3.1, Ст. 42. ЗУ Про освіту) та вимог НАЗЯВО (Критерій 5), а також кодексу етики і процедурам. Таким чином робота не приймається.

Обґрунтування:

2025-12-18



Доцент Микола Федула

Дата

експерт

РІШЕННЯ ЕКСПЕРНОЇ КОМІСІЇ
КАФЕДРИ АВТОМАТИЗАЦІЇ, КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВаниХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА
РОБОТОТЕХНІКИ
ПРО ДОПУСК КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ДО ЗАХИСТУ

Підтверджуємо ознайомлення з результатом звіту подібності щодо роботи, генерованого системою виявлення текстових збігів/ідентичності/схожості:

Назва: Метод керування інтегрованою енергетичною мережею

Автор: Віталій МАРТИНЮК

Спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

Освітня програма: Освітньо-професійна програма «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

Науковий керівник: Мартинюк Валерій Володимирович, д-р. техн. професор

Після аналізу звіту подібності зроблено такий висновок:

№	Висновок	Позначка про відповідність
1	Запозичення, виявлені в роботі, є законними і не є плагіатом. Робота приймається до захисту.	відповідає
2	Виявлені запозичення не є плагіатом, розміщені в розділах, які не описують безпосередньо авторське дослідження, але кількість цитат перевищує обсяг, виправданий поставленою метою роботи. Робота приймається до захисту, але має бути відкоригована. Відкоригований варіант має бути поданий на кафедру за 2 дні до захисту, разом із заявою щодо самостійності виконання письмової роботи та ідентичності друкованої й електронної версії роботи	
3	Виявлені запозичення не є плагіатом, але частково розміщені в розділах, які описують безпосередньо авторське дослідження, а кількість цитат перевищує обсяг, виправданий поставленою метою роботи. В зв'язку з цим мета роботи та поставлені завдання не були досягнені. Робота може бути допущена до захисту (наступного року) після того, як буде відкоригована та допрацьована і успішно пройде повторну перевірку на академічний плагіат.	
4	Робота містить навмисні текстові спотворення, передбачувані спроби укриття запозичень або інші прояви академічного плагіату. Робота містить фабрикацію або фальсифікацію даних. Робота не допускається до захисту.	
5	Інше:	

Підтвердження:

Запозичення, виявлені в роботі, є законними і не є плагіатом, оскільки:

1) у тексті кваліфікаційної роботи системами перевірки на плагіат виявлено схожість з деякими документами в частині загальноживаних обов'язкових словосполучень у стандартних бланках, у структурі змісту, назвах розділів/підрозділів тощо, у назвах публікацій у переліку джерел посилання;

2) усі запозичення є фрагментарними або мають належним чином оформленні посилання;

3) виявлені модифікації тексту не впливають на відсоток схожості.

Сумарний обсяг всіх запозичень, визначений системою виявлення збігів ідентичності/схожості, складає 1,0% і адресується до 75 джерел, що, з урахуванням наведених обґрунтувань, відповідає характеру теми і свідчить на користь кваліфікаційної роботи.

Завідувач кафедри

Гарант освітньої програми

Керівник кваліфікаційної роботи



Людмила КОРЕЦЬКА

Валерій МАРТИНЮК

Валерій МАРТИНЮК

РЕЦЕНЗІЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Здобувач вищої освіти: Мартинюк Віталій Богданович

Тема: Метод керування інтегрованою енергетичною мережею

Спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

Обсяг кваліфікаційної роботи:

1. Короткий зміст КвР та прийнятих рішень: У кваліфікаційній роботі обґрунтовано актуальність створення методів керування інтегрованими системами енергопостачання, які поєднують електричні, теплові та газові мережі. Розроблено математичну модель, яка, на відміну від існуючих аналогів (HOMER, EnergyPLAN), враховує топологію та фізичні обмеження розподільчих мереж при моделюванні енергетичних хабів. Створено комплексну імітаційну модель у середовищі MATLAB/Simulink (бібліотека Simscape Electrical) на базі тестової схеми IEEE 9-bus, яка дозволяє досліджувати взаємопов'язані процеси генерації та споживання. Проведено експериментальні дослідження динамічної стійкості системи при комутаційних збуреннях та змінах навантаження.

2. Висновок про відповідність КвР завданню: Зміст кваліфікаційної роботи повністю відповідає завданню дослідження.

3. Характеристика виконання кожного розділу роботи, ступінь використання останніх досягнень науки і техніки і передових методів роботи: У першому розділі виконано глибокий аналіз концепцій Smart Grid та 4G-DHN (систем централізованого теплопостачання 4-го покоління). Проаналізовано існуючі програмні засоби (TRNSYS, RETScreen) та виявлено їх недоліки щодо ігнорування фізичних параметрів потокорозподілу в інженерних мережах, що підтверджує доцільність розробки нових методів керування. У другому розділі представлено математичну модель інтегрованої мережі, яка базується на концепції енергетичного вузла. Описано рівняння гідравлічних режимів для теплових мереж та рівняння вузлових напруг для електричної частини, а також моделі елементів зв'язку. У третьому та четвертому розділах описано реалізацію імітаційної моделі та проведено верифікацію її роботи. Зокрема, змодельовано сценарії підключення додаткового навантаження (50 МВт) та проаналізовано перехідні процеси (зміни кутів ротора, відновлення напруги) для підтвердження стійкості запропонованого методу керування.

4. Позитивні сторони кваліфікаційної роботи: Використання сучасного інструментарію моделювання (MATLAB/Simulink/Simscape), що дозволило детально відтворити динамічні процеси в складній мережі. Комплексний підхід до моделювання, що враховує не лише баланс потужностей, але й фізичні параметри мереж (рівні напруги, гідравлічні втрати), що є критичним для реальної експлуатації. Практична цінність роботи полягає у створенні інструменту для дослідження режимів роботи віртуальних електростанцій

5. Негативні сторони кваліфікаційної роботи: Кваліфікаційна робота не містить суттєвих недоліків, проте варто зазначити деякі моменти. В розділі експериментальних досліджень основна увага приділена електричним параметрам (напруга, частота), тоді як динаміка теплової підсистеми при різних збуреннях висвітлена менш детально.

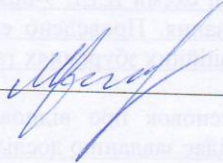
6. Відгук про роботу в цілому: Кваліфікаційна робота повністю відповідає вимогам до кваліфікаційних робіт другого (магістерського) рівня за спеціальністю 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка.

7. Інші зауваження _____

8. Оцінка кваліфікаційної роботи: Відповідно до критеріїв оцінювання якості виконання кваліфікаційних робіт другого (магістерського) рівня, робота заслуговує на 8 балів.

РЕЦЕНЗЕНТ (прізвище, ім'я, по-батькові, посада, місце роботи): Мішан Віктор Володимирович, кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри телекомунікацій, медійних та інтелектуальних технологій Хмельницького національного університету.

«18» грудня 2025 р.

 (підпис)