

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(назва освітнього ступеня)

на тему: Регулювання параметрів системи електропостачання з розподіленою генерацією

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТз-41

спеціальності 141 – Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

	(підпис)	Бица П. О.	(прізвище та ініціали)
Керівник	(підпис)	Наконечний М. С	(прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	(підпис)	Коваль В. П	(прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	(підпис)	Коваль В. П.	(прізвище та ініціали)
Рецензент	(підпис)	Золотий Р. З.	(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис) (прізвище та ініціали)
« » 20__ р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)
за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
студенту Бица Павло Олегович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Регулювання параметрів системи електропостачання з розподіленою генерацією

Керівник роботи Наконечний Мирослав Степанович, кандидат технічних наук
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «07» травня 2025_ року № 4/7-442

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2025 року

3. Вихідні дані до роботи _____
.

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

- 1 Аналітичний розділ
- 2 Розрахунково-дослідницький розділ
- 3 Проектно-конструкторський розділ
- 4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці			
Нормоконтроль			

7. Дата видачі завдання 08 травня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

[illegible]

Студент

(підпис)

Бица П. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Наконечный М. С.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТз–41 - Т. ТНТУ, 2025.

Стор. 60; рис. 25; табл. 6;; джерел 11; додатків 0.

В роботі змодельовано двомашинну електротехнічну систему (ЕТС) для потреб житлових будинків у форматі децентралізованих електротехнічних систем (ДЕТС) з розподіленою генерацією (РГ). Проведено детальне опрацювання навантажень та ключових елементів системи, а також виконано розрахунок параметрів їхніх схем заміщення. На основі отриманих даних розроблено відповідні комп'ютерні моделі в програмному середовищі SymPowerSystems (MatLab).

Визначено, що заданим активним потужностям синхронних генераторів відповідають певні кути навантаження та повні потужності генерації. Зафіксовано перетікання потужності по міжсистемному зв'язку, що споживається навантаженням значної кількості житлових будинків. Розраховано фазні струми у фідерах, що живлять різні групи житлових будинків, а також у відгалуженні на окреме навантаження.

Проаналізовано причини відхилень напруги та частоти в ДЕТС з РГ, а також запропоновано шляхи їх мінімізації. Запропоновано методику детектування та придушення хаотичних коливань у ДЕТС з РГ, яка враховує всі вимоги до показників якості електричної енергії.

Ключові слова:

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА СИСТЕМА, АКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, ВІДХИЛЕННЯ, НАПРУГА, ЧАСТОТА.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	7
1.1 Аналіз напрямків розвитку розподіленої генерації	7
1.2 Комп'ютерні моделі електротехнічних систем з розподіленою генерацією.....	11
1.3 Методики управління електротехнічними системами з розподіленою генерацією.....	12
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	16
1.1 Вибір схеми електротехнічної системи та розрахунок параметрів її елементів	16
2.2 Розрахунок схеми заміщення електроприладів.	23
2.3 Результати моделювання усталеного режиму роботи	29
3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	36
3.1 Баланс потужності в електротехнічних системах з розподіленою генерацією.....	36
3.2 Коливання напруги та частоти	37
3.3. Стабілізація значень напруги та частоти, придушення хаотичних коливань в електротехнічних системах з розподіленою генерацією	40
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	52
4.1 Заходи безпеки при роботі з електроустановками.	52
4.2 Норми проектування енергетичних об'єктів	56
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	58
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	59

ВСТУП

Децентралізовані електротехнічні системи (ДЕТС) з розподіленою генерацією (РГ) відіграють надзвичайно важливу роль у сучасній енергетиці, пропонуючи значні переваги перед традиційними централізованими системами. Їхня цінність зумовлена здатністю до адаптивного використання доступних енергоресурсів, що дозволяє ефективніше інтегрувати різноманітні джерела енергії, такі як сонячні панелі, вітрові турбіни, малі гідроелектростанції тощо.

Основними проблемами ДЕТС з РГ є дисбаланс генерованої та споживаної потужностей, що викликає відхилення мережевої напруги та частоти від допустимих значень, можливість виникнення стійких хаотичних коливань режимних параметрів, додаткові втрати потужності в лініях живлення за рахунок зміщення центрів електричних навантажень (ЦЕН). У зв'язку з цим **актуальними** завданнями для ДЕТС з РГ є підтримка мережевої напруги і частоти в діапазоні допустимих значень, детектування і придушення хаотичних коливань режимних параметрів, мінімізація втрат електроенергії в лініях живлення. Дані завдання можуть бути вирішені шляхом розробки методики управління ДЕТС з РГ, спрямованої на стабілізацію режимних параметрів в межах допустимих значень, в тому числі при виникненні хаотичних коливань, а також на зменшення втрат потужності при електропередачі. Перевірку методики управління ДЕТС з РГ доцільно здійснювати методами імітаційного комп'ютерного моделювання. В якості передбачуваних результатів від впровадження методики управління ДЕТС з РГ очікується стабілізація значень показників якості електроенергії, підвищення режимної стійкості електросистеми і пропускної здатності ліній електропередачі.

Метою роботи є розробка та дослідження методики управління децентралізованими електротехнічною системою з розподіленою генерацією.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз напрямків розвитку розподіленої генерації

Сучасний розвиток світової та вітчизняної енергетики активно рухається у напрямку розподіленої генерації (РГ) електроенергії. Цей підхід, який є основою для децентралізованих електротехнічних систем (ДЕТС), відкриває нові можливості для підвищення ефективності, надійності та екологічності енергопостачання. Хоча поняття РГ досі дещо розмите в наукових колах, воно охоплює широкий спектр систем. Деякі дослідники розглядають РГ як організацію автономних електротехнічних систем (АЕТС), що особливо актуально для віддалених регіонів. Інші ж визначають РГ за обсягом виробленої енергії або залученням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), так званої "зеленої енергетики".

Компромісне визначення РГ передбачає виробництво енергії енергоустановками потужністю до 25 МВт (або 20 Гкал/год), здатними працювати як в автономному режимі, так і інтегруватися в єдину ДЕТС з РГ. Це дозволяє постачати енергію споживачам, що не мають власних потужностей, а також підвищувати надійність та стійкість АЕТС.

Серед ключових переваг ДЕТС з РГ варто виділити підвищення надійності за рахунок збільшення кількості джерел живлення, зменшення втрат на передачу та розподіл енергії завдяки наближенню генерації до споживача, можливість використання всіх доступних типів енергоресурсів, що сприяє енергетичній диверсифікації, та мінімізацію термінів побудови та здачі в експлуатацію енергоустановок РГ.[1-3]

У сучасних умовах трансформації енергетичних систем, зумовленої децентралізацією, декарбонізацією та цифровізацією, розподілена генерація (РГ) набуває дедалі більшого значення. Цей підхід передбачає виробництво електроенергії безпосередньо біля місць її споживання, що зменшує втрати при транспортуванні та підвищує надійність енергозабезпечення.

Однією з ключових тенденцій розвитку РГ є активне впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема сонячної та вітрової енергетики. Завдяки стрімкому зниженню вартості фотоелектричних панелей, покращенню ефективності інверторів і накопичувачів енергії, зростає кількість домогосподарств і підприємств, які інвестують у локальні енергетичні системи. У багатьох країнах діють програми "зелених тарифів" і системи нет-метрингу, що стимулюють інтеграцію ВДЕ у побутовий та промисловий сектор.

Іншим важливим напрямом є розвиток мікромереж (microgrids), які можуть працювати як у складі загальної енергосистеми, так і в автономному режимі. Такі мережі поєднують різні джерела генерації, накопичувачі енергії та розумні системи керування, забезпечуючи гнучкість та адаптивність до змін у навантаженні й постачанні.[4]

Також спостерігається тенденція до цифровізації управління РГ: використання IoT-технологій, штучного інтелекту та блокчейн-рішень для оптимізації енергоспоживання, прогнозування навантажень і забезпечення прозорості розрахунків. Smart-мережі дозволяють споживачам стати активними учасниками енергетичного ринку, продаючи надлишки електроенергії або надаючи послуги балансування.

Таблиця 1.1 Загальносвітова динаміка введення в експлуатацію нових генераційних потужностей

Дата введення електричної потужності	Централізована генерація, ГВт	Розподілена генерація, ГВт
2013, р.	141	143
2015, р.	110	164
2020, р.	91	208
2023, р.	64	279

Ці дані свідчать про щорічне збільшення розриву між традиційною централізованою енергетикою та РГ на базі ВДЕ. У довгостроковій перспективі можна припустити переважання РГ на базі ВДЕ, яка завдяки енергоємним сховищам зможе подолати стохастичний характер виробництва енергії, над централізованим електропостачанням, де централізована генерація буде представлена переважно гідроелектростанціями.

Попри стрімке зростання інтересу до розподіленої генерації (РГ) у всьому світі, її впровадження стикається з рядом технічних, економічних, правових та організаційних викликів, що уповільнюють темпи розвитку цієї перспективної енергетичної моделі.[5]

Однією з ключових проблем є технічна інтеграція розподілених джерел в існуючі електромережі. Більшість енергосистем спроектовані для централізованого виробництва енергії, і підключення значної кількості малих генераторів створює навантаження на мережу, спричиняє нестабільність напруги, реверсні потоки потужності та труднощі з балансуванням. Недостатня цифровізація та автоматизація мереж ускладнює оперативне управління розподіленими джерелами.

Другим суттєвим бар'єром є регуляторна та законодавча невизначеність. У багатьох країнах нормативна база відстає від темпів технологічного розвитку. Часто відсутні чіткі правила приєднання до мережі, механізми компенсації за надлишкову енергію або умови роботи мікромереж. Це знижує інвестиційну привабливість проектів розподіленої генерації.

Також важливою проблемою є фінансова доступність та висока вартість впровадження. Хоча ціни на ВДЕ поступово знижуються, для малих споживачів первинні інвестиції залишаються значними. Додаткові витрати пов'язані з купівлею інверторів, акумуляторів, систем моніторингу та технічного обслуговування.

Ще одним викликом є обмежена обізнаність та низький рівень мотивації споживачів. У багатьох регіонах відсутня інформаційна підтримка для споживачів щодо переваг РГ, можливих схем фінансування чи

компенсацій. Нерідко спостерігається також спротив з боку традиційних енергетичних компаній, які сприймають РГ як конкуренцію.

Окрім того, проблеми кібербезпеки стають все більш актуальними з огляду на цифровізацію енергосистем. Вразливість до атак на інфраструктуру або маніпуляцій з даними може мати серйозні наслідки для стабільності локальних мереж.

З переходом до децентралізованої енергетики, зростанням кількості розподілених джерел та широким впровадженням цифрових технологій, з'явився новий суб'єкт енергосистеми — активний споживач. Це споживач, який не лише споживає, але й генерує електроенергію, зберігає її, а також взаємодіє з мережею, впливаючи на її режими. Така взаємодія відкриває нові можливості для підвищення ефективності енергосистеми, але водночас породжує низку технічних викликів;

- Нестабільність енергетичних потоків. Вихідна потужність від фотоелектричних чи вітрових установок активного споживача є змінною та залежною від погодних умов. Це ускладнює балансування в електромережі, особливо на рівні низької напруги.

- Зворотний потік енергії. Надлишкова електроенергія, що генерується споживачем, може потрапляти в зовнішню мережу, змінюючи напрямок потоку потужності, що не завжди враховується у класичних системах захисту та автоматизації.

- Відсутність двостороннього обміну інформацією. Багато традиційних систем керування мережею не мають змоги в режимі реального часу отримувати дані про стан локальних генераторів, що погіршує оперативне управління.

- Проблеми з якістю електроенергії. Наявність інверторів, перетворювачів та нестабільних джерел може призводити до появи гармонік, зміни коефіцієнта потужності та флікера.

- Обмеження приєднання. Технічні умови операторів систем розподілу часто обмежують рівень генерації від споживачів, особливо у щільно навантажених мережах.

1.2 Комп'ютерні моделі електротехнічних систем з розподіленою генерацією

Стрімкий розвиток технологій альтернативних джерел енергії створює можливість децентралізації АЕТС за умови існування економічного ефекту з цінологічної точки зору. Впровадження РГ ефективно як в АЕТС житлових будинків, так і промислових підприємств. РГ дозволяє зменшити втрати теплової та електричної енергії, збільшити пропускну здатність ліній електропередач. Для організації ДЕТС з РГ потрібна попередня оцінка режимів і якості електропостачання проектованої електросистеми. Одним з найбільш зручних інструментів оцінки проектованої ДЕТС з РГ є її імітаційне моделювання. Аналіз літератури показує, що створено значну кількість імітаційних моделей ДЕТС з РГ житлових будинків і промислових підприємств.

ДЕТС розглянуто в роботі [6] на прикладі імітаційного моделювання електросистеми в сучасному програмному пакеті SympowerSystems (MatLab). Імітаційна модель включає МікроГЕС і приватний багатоквартирний будинок. У даній роботі розглянуто стійкість режимів роботи МікроГЕС при навантаженні, що змінюється протягом доби. Схеми заміщення окремих видів електроприймачів не розглянуті, електроприймачі представлені у вигляді активно-індуктивних навантажень, розрахунок параметрів схем заміщення електроприймачів та інших елементів системи електропостачання не наведено, не розглянуто можливість оцінки якості електроенергії.

У роботі [7] моделювання електросистеми виконано в програмному пакеті MATLAB. Розглянуто графік навантажень характерних електроприймачів офісу. Розрахунок параметрів схем заміщення

електроприймачів та інших елементів системи електропостачання не наведено.

У роботі [8] виконано комп'ютерне моделювання багатомашинної ДЕТС з РГ гірничо-збагачувальної фабрики. Система електропостачання складається з 8 гідрогенераторів потужністю 103,5 МВА і відповідної генерованої потужності електропередачі та рухового навантаження. В результаті моделювання отримано графіки зміни величини активної та реактивної потужності на головній понижувальній підстанції підприємства при включенні конденсаторної установки. Розрахунок значень параметрів схем заміщення основних елементів ЕТС підприємства не наведено.

Таким чином, розроблені моделі ДЕТС мають ряд недоліків: не представлені основні види електроприймачів, не наведено розрахунок параметрів схем заміщення електроприймачів та інших елементів електросистем, не розглянуто методику вимірювання основних параметрів системи. У зв'язку з цим існує необхідність узагальнення отриманих раніше результатів і створення імітаційної моделі ДЕТС з РГ, що враховує перераховані вище недоліки.

1.3 Методики управління електротехнічними системами з розподіленою генерацією

Розвиток електротехнічних систем з розподіленою генерацією (РЕТС з РГ) потребує впровадження сучасних методик управління, орієнтованих на забезпечення стабільності, надійності та ефективності функціонування мереж із багатьма джерелами енергії. Основними завданнями такого управління є підтримка балансу активної та реактивної потужності, стабілізація напруги та частоти, придушення хаотичних режимів і мінімізація втрат у мережі.

Порушення балансу потужності у системі безпосередньо впливає на якість електроенергії: дефіцит активної потужності спричиняє падіння частоти, а брак реактивної потужності — зниження напруги. Допустимі відхилення частоти обмежені $\pm 0,4$ Гц, а напруги — 10%. Підтримання зазначених

параметрів у встановлених межах є критично важливим для запобігання аваріям і збереження працездатності обладнання.

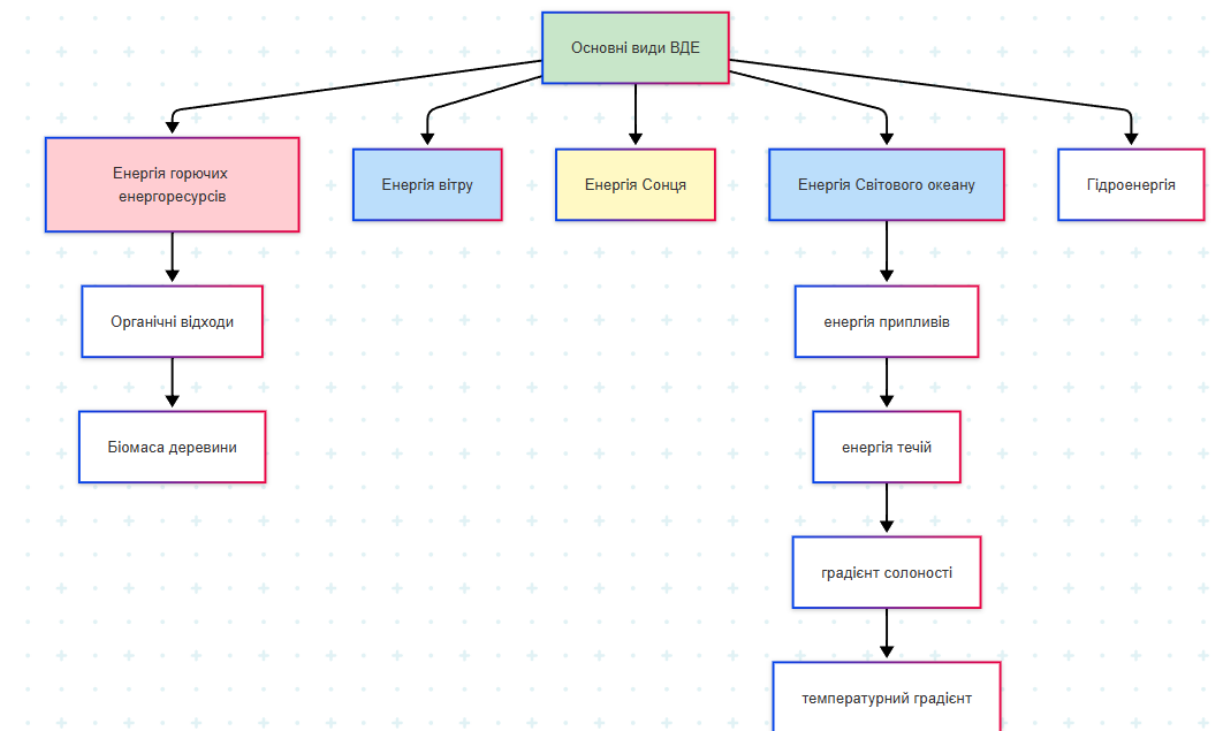


Рисунок 1.1 – Основні види відновлюваних джерел енергії.

Розрізняють два основні типи генерації: електронну генерацію, що використовує силові напівпровідникові перетворювачі частоти, та синхронну генерацію, що базується на синхронних генераторах. Електронна генерація традиційно пов'язана з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), такими як сонячні електростанції (СЕС), вітрові електростанції (ВЕС), геотермальні джерела та міні-гідроелектростанції (див. Рисунок 1.1).

Тип генерації визначає методи регулювання. Електронна генерація, що притаманна ВДЕ (сонячні, вітрові, геотермальні джерела тощо), базується на використанні інверторів, баластного навантаження та накопичувачів енергії. У свою чергу, синхронна генерація, що базується на класичних синхронних машинах, використовує зміни механічної потужності та системи автоматичного регулювання збудження для стабілізації режимів.

У гібридних енергетичних комплексах (ГЕК), які поєднують ВДЕ та резервні джерела (наприклад, дизельні електростанції), управління здійснюється шляхом балансу навантаження, накопичення енергії та її розподілу. Як правило, потужність резервного джерела повинна становити близько 20% від загальної, проте це співвідношення уточнюється в процесі проєктування. Такі комплекси дозволяють функціонувати в автономному режимі («острівному») або працювати паралельно з зовнішньою мережею.[9]

Однією з актуальних проблем у таких системах є відсутність централізованого диспетчерського контролю, що створює передумови для виникнення перехідних процесів та нестабільності при зміні режимів роботи активних споживачів. З огляду на це, важливою умовою надійної роботи РЕТС є впровадження автоматизованих систем керування. (рисунок 1.2).

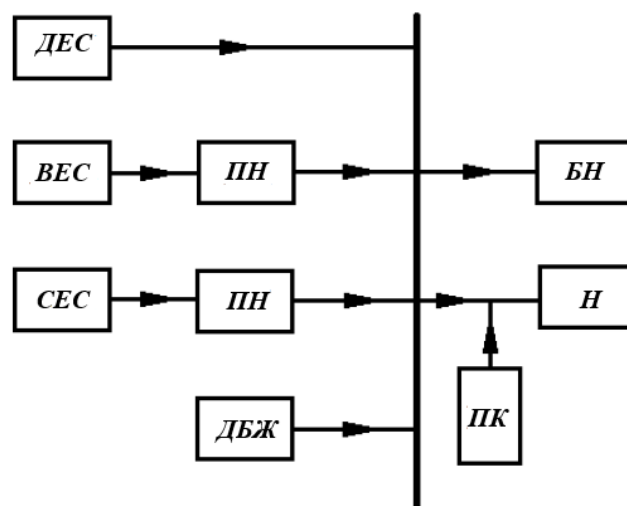


Рисунок 1.2 – Структурна схема гібридного енергетичного комплексу: ДЕС - дизельна електростанція; ВЕС – вітряна електростанція; СЕС – сонячна електростанція; ПН – перетворювач напруги; ДБЖ – джерело безперебійного живлення; БН – баластне навантаження; КН – корисне навантаження; ПК – компенсуючий пристрій

Перспективним напрямом управління є використання мультиагентних систем автоматичного управління (МАСУ). В основі таких систем — мережа програмних агентів, кожен з яких виконує окремі функції: керування

потужністю, напругою, частотою, прогнозування попиту, діагностика відхилень та керування накопичувачами енергії. Головний агент-координатор аналізує інформацію та розподіляє задачі між іншими агентами. (рисунок 1.3).

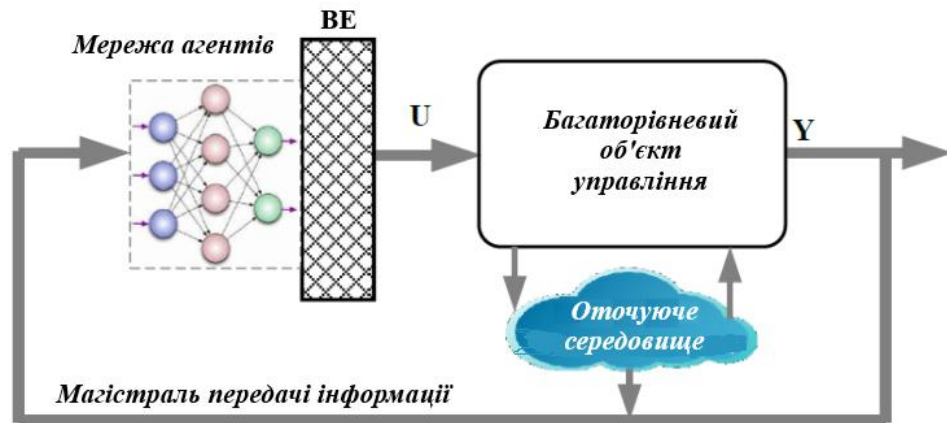


Рисунок 1.3 – Архітектура МАСУ: BE - виконавчі елементи; U - вектор керуючих впливів; Y - вектор вихідних параметрів.

Впровадження МАСУ дозволяє реалізовувати концепцію «розумної» мережі, в якій контроль параметрів здійснюється дистанційно з високою точністю та адаптивністю. Проте наявні мультиагентні алгоритми поки що не враховують сценарії детектування та придушення хаотичних режимів — одного з найбільш небезпечних типів аварій, що виникають у нелінійних навантаженнях через збурення, яке переходить у аперіодичний коливальний режим.

Таким чином, для забезпечення стійкості РЕТС з РГ необхідне подальше вдосконалення алгоритмів автоматизованого керування, зокрема в частині забезпечення динамічної стабільності, адаптивної реконфігурації мереж та запобігання хаотичним режимам. Це дозволить забезпечити ефективне та безпечне функціонування сучасних енергетичних систем з активною участю ВДЕ та активних споживачів.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вибір схеми електротехнічної системи та розрахунок параметрів її елементів

ДЕТС з РГ житлових будинків складається з двох одномашинних електросистем активних споживачів з можливістю автономної роботи (рисунок 2.1).

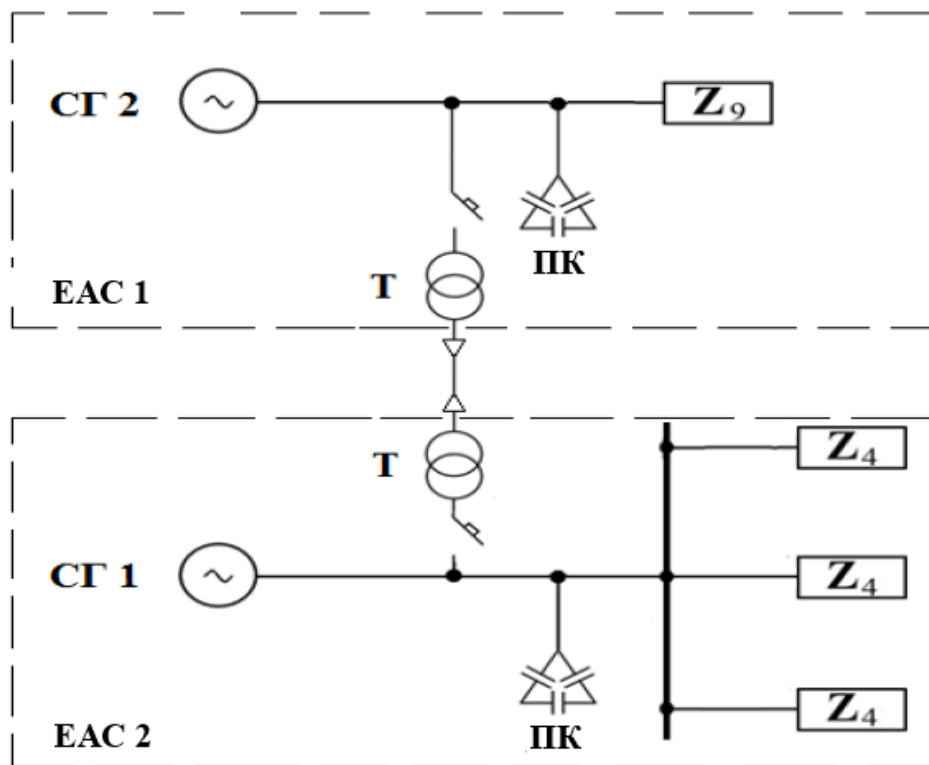


Рисунок 2.1 - Принципова схема ДЕТС з РГ житлових будинків: СГ1, СГ2 – синхронні генератори; Т – силовий трансформатор 6/0,4 кВ; ПК – пристрій компенсації; Z9 – блок навантаження 9 житлових будинків; Z4 – блок навантаження 4 житлових будинків; ЕАС – електросистема активного споживача

Зовнішній вигляд комп'ютерної моделі ДЕТС з РГ житлових будівель показаний на рисунку 2.2

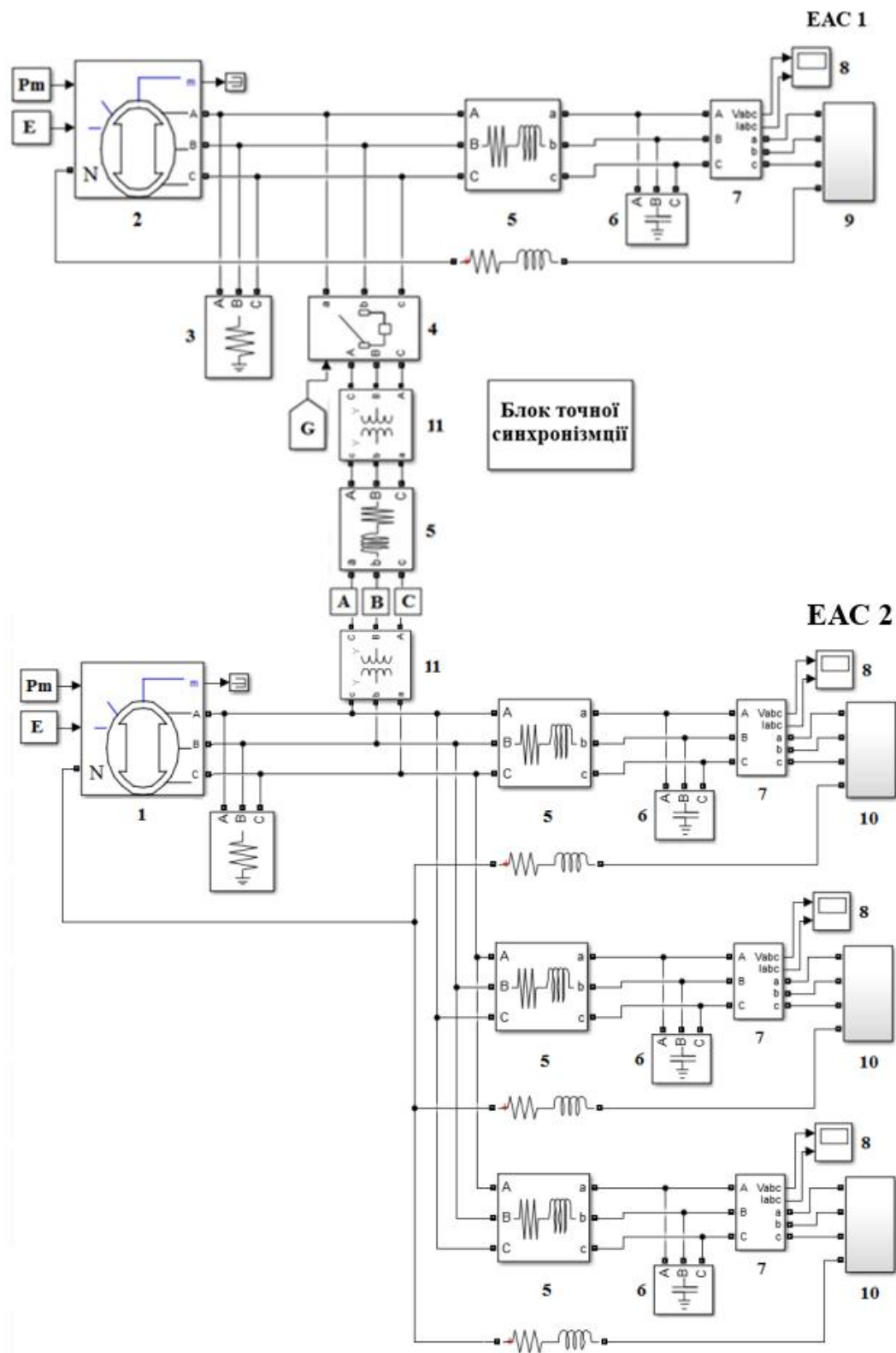


Рисунок 2.2 – Імітаційна модель ДЕТС з РГ житлових будинків: 1, 2 – синхронні генератори; 3 – активне навантаження (власні потреби генератора); 4 – керований вимикач; 5 – трифазна лінія електропередачі, 6 – компенсуючий пристрій; 7 - блок вимірювання напруги і струму; 8 -

осцилограф; 9 - блок навантаження 9 житлових будинків; 10 - блок навантаження 4 житлових будинків; ЕАС - електросистема активного споживача; 11 - силовий трансформатор 6/0,4 кВ.

В якості генераторних установок системи обрано синхронні генератори (блоки 1,2 Synchronous Machine), параметри яких наведено в таблиці 2.1 і які задовольняють умові:

$$P_n \geq \frac{U_n^2}{\sqrt{R^2 + (2\pi fL)^2}}, \quad (2.1)$$

де. P_n – номінальна повна потужність (ВА), U_n – діюча лінійна напруга, R – активний опір статора (Ом), L – індуктивність реакції та розсіювання якоря (Гн), f – частота (Гц).

Також при виборі величини напруги синхронного генератора враховані критерії організації електропередачі в залежності від відстані і переданої потужності.

Значення параметрів обмотки статора відповідають допустимим діапазонам.

Таблиця 2.1 – Параметри синхронних генераторів комп'ютерної моделі

Параметри s-моделі	Генератор 1	Генератор 2
Номінальна потужність, кВА	250	75
Номінальна напруга, кВ	0,4	0,4
Номінальна частота, Гц	50	50
Момент інерції, кг·м	4	1
Інерційна постійна, с	0,197	0,164
Демпфуючий коефіцієнт	6,77	6,51
Активний опір статора, Ом	0,0051	0,032
Індуктивність, Гн	0,0028	0,0085
Механічна потужність, Вт	181033	60720
Амплітуда ЕРС, В	565,38	569,479

Значення механічної потужності первинного двигуна P_m і амплітуди ЕРС E знайдені за допомогою опції блоку Powergui Machine Initialization.

Блок 3 (Three-Phase Series RLC Load) імітує втрати активної потужності на власні потреби генератора, які становлять 10 % від номінальної потужності генеруючої установки.

Блок 4 представляє керований трифазний вимикач Three-Phase Breaker з позначеним полем External (зовнішнє керування), за допомогою якого виконується об'єднання автономних ЕАС в єдину ДЕТС з РГ.

При моделюванні включення синхронних генераторів на паралельну роботу здійснюється методом точної синхронізації. Метод точної синхронізації передбачає відповідність в момент включення частот, амплітуди і фаз напруг генератора і зовнішньої мережі. Умови точної синхронізації виконуються за допомогою логічних операторів Relational Operator, що дозволяють порівнювати значення амплітуди і фази (блок Fourier), частоти генератора і зовнішньої мережі (рисунок 2.3).

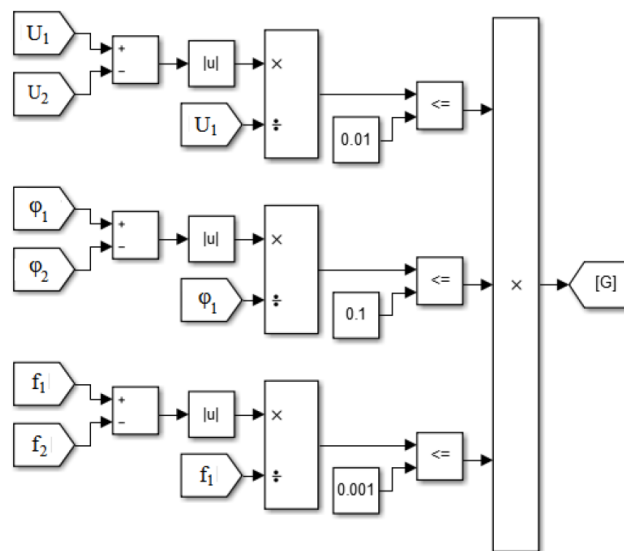


Рисунок 2.3 – Структурна схема блоку точної синхронізації: U_1 і U_2 , φ_1 і φ_2 , f_1 і f_2 – амплітуди, фази і частоти напруг у точці підключень електросистем; $|u|$ – блок, що повертає абсолютну величину вхідного сигналу; G – сигнал виконання (порушення) умов точної синхронізації.

Для відповідності модельованого процесу синхронізації існуючим автоматичним системам включення генераторів на паралельну роботу з мережею логічні оператори моделі допускають наступні похибки:

- різниця амплітуд напруг мережі та генератора не більше 1%;
- різниця фаз напруг мережі та генератора не більше 10%;
- різниця частот мережі та генератора не більше 0,1%.

Сигнал G при виконанні умов точної синхронізації являє собою логічну одиницю, яка переводить керований вимикач у ввімкнене положення.

Структурні схеми блоків вимірювання амплітуди, фази, частоти напруги для блоку точної синхронізації можуть бути реалізовані на основі вольтметра або мультиметра (рисунок 2.4, рисунок 2.5).

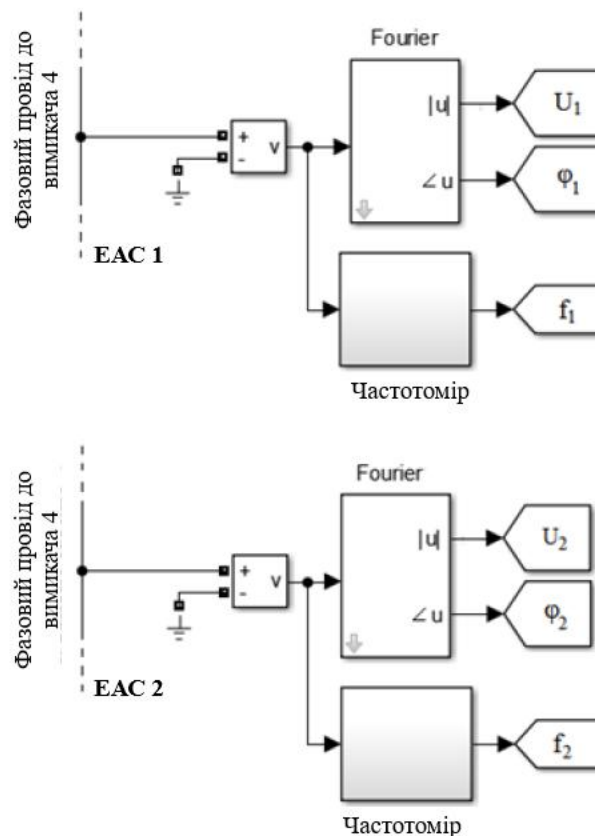


Рисунок 2.4 – Вимірювання амплітуди, фази, частоти напруги за допомогою вольтметра: Fourier – блок, що повертає значення амплітуди та фази сигналу; U₁ і U₂, φ₁ і φ₂, f₁ і f₂ – амплітуди, фази та частоти напруг у точці підключень електросистем.

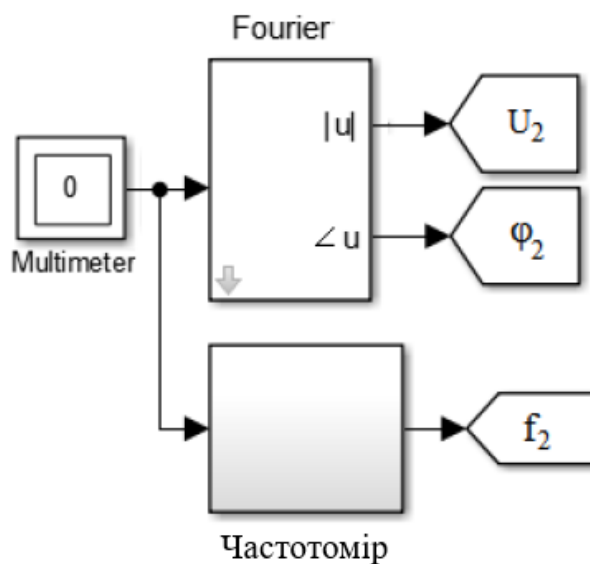
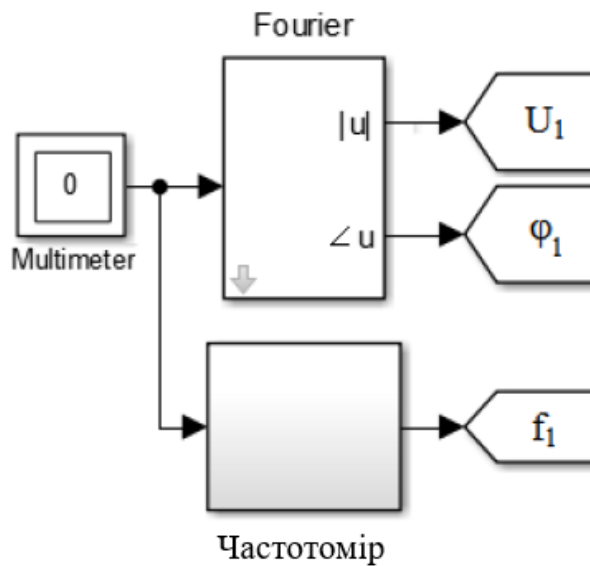


Рисунок 2.5 – Вимірювання амплітуди, фази, частоти напруги за допомогою мультиметра: Fourier – блок, що повертає значення амплітуди та фази сигналу; U_1 і U_2 , φ_1 і φ_2 , f_1 і f_2 – амплітуди, фази та частоти напруг у точці підключень електросистем.

Розподільні лінії ДЕТС з РГ виконані повітряними лініями електропередач (блок 5 – трифазна або однофазна лінія електропередачі).

Оцінка струмового навантаження проводів ліній електропередач виконана за формулою:

$$I_{\phi} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}}, \quad (2.2)$$

де I_{ϕ} – фазний струм, S – повна потужність силового трансформатора, $U_{\text{л}}$ – лінійна напруга.

Значення активного та реактивного опору лінії (у вікні завдання параметрів Resistance R та Inductance L відповідно) розраховуються за формулами:

$$R = R_{\text{нит}} \cdot L \quad (2.3)$$

$$X = X_{\text{нит}} \cdot L \quad (2.4)$$

де, $R_{\text{нит}}$, $X_{\text{нит}}$ – питомі активні та реактивні опори проводів лінії відповідно, L – довжина лінії (довжина ліній електропередачі в моделі не перевищує 2 км).

Для частини системи з боку високої напруги обрано марку дроту СІП-3 1×16 з $R_{\text{нит}} = 1,91$ Ом, $X_{\text{нит}} = 0,299$ Ом, допустиме струмове навантаження 100 А. Для частини системи з боку низької напруги обрано марку дроту СІП-2 1×50 з $R_{\text{нит}} = 0,822$ Ом, $X_{\text{нит}} = 0,0794$ Ом, допустиме струмове навантаження 195 А.

У моделі використовується установка поперечної ємнісної компенсації (УПЄК) (блок 6 Three-Phase Series RLC Load) потужністю 21 кВар. Розрахунок величини реактивної потужності УПЄК виконаний виходячи із значень діючого (0,83) і заданого коефіцієнтів потужності (0,95).

Блок 7 (Three-Phase VI Measurement) вимірює міжфазні (phase-to-phase) або фазні (phase-to-ground) напруги і струми, осцилограми яких знімає осцилограф 8 (Scope).

Блок 11 силовий трифазний трансформатор 6/0,4 кВ. Розрахунок і значення параметрів трансформатора наведені в таблиці 2.2, відповідають номінальним даним ТМ-63.

Таблиця 2.2 – Розрахункові значення параметрів трансформатора ТМ-

63

Розрахункові параметри	Результати розрахунку
Номинальна потужність фази трансформатора, ВА	21000
Номинальна фазна напруга первинної обмотки, В	3464
Номинальний фазний струм первинної обмотки, А	6,06
Фазний струм холостого ходу, А	0,15
Повний опір гілки намагнічування, Ом	22860
Потужність втрат холостого ходу на фазу, Вт	66,67
Коефіцієнт потужності холостого ходу	0,13
Активний опір гілки намагнічування, Ом	2902
Реактивний опір гілки намагнічування, Ом	22670
Фазна напруга короткого замикання, В	155,89
Повний опір короткого замикання, Ом	25,71
Потужність втрат короткого замикання на фазу, Вт	433,33
Коефіцієнт потужності короткого замикання	0,46
Активний опір короткого замикання, Ом	11,79
Реактивний опір короткого замикання, Ом	22,85

2.2 Розрахунок схеми заміщення електроприладів.

До складу s-моделі житлового будинку включені наступні побутові електроприлади: праска 2 кВт; чайник 1,5 кВт; пральна машина 0,37 кВт; насос 2,2 кВт; освітлювальне навантаження (LED лампа 8 Вт) 0,12 кВт; телевізор 0,34 кВт; персональний комп'ютер (ПК) 0,2 кВт; ноутбук 0,2 кВт; холодильник 0,3 кВт.

Розглянемо схеми заміщення даних електроприладів та їх розрахунок.

Схемою заміщення праски та чайника є активний опір R , який розраховується через активну потужність P та діюче значення напруги U за такою формулою:

$$R = \frac{U^2}{P}, \quad (2.5)$$

де U – діюче значення фазної напруги, P – активна потужність електроприладу.

При $U = 220$ В для праски потужністю 2 кВт отримаємо $R = 24,2$ Ом, а для чайника потужністю 1,5 кВт – $R = 32,3$ Ом.

Схеми заміщення освітлювального навантаження, телевізора, ПК, ноутбука та їх розрахунок є схожим. Детально розглянемо схеми заміщення освітлювального навантаження і телевізора, які представимо у вигляді імпульсних джерел живлення.

Схема заміщення імпульсного джерела живлення телевізора та освітлювального навантаження наведена на рисунку 2.6.

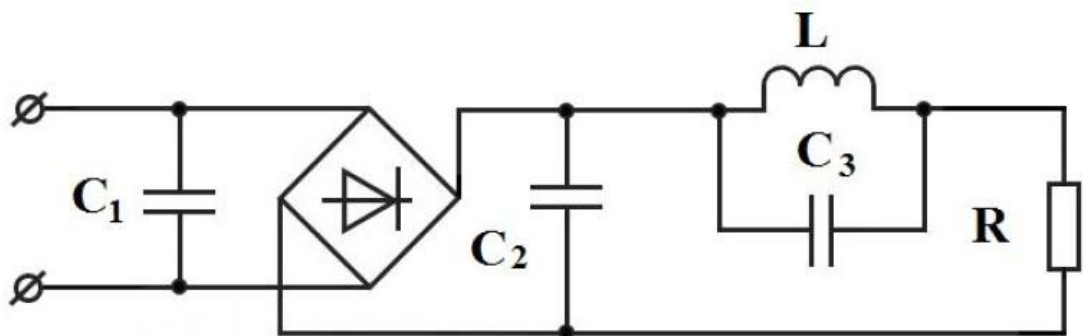


Рисунок 2.6 – Схема заміщення імпульсного джерела живлення

На рисунку 2.6: C_1 – конденсатор придушення ВЧ – перешкод; C_2 – конденсатор, що згладжує вихідну напругу мостової схеми; R – еквівалент навантаження електроприймача і ВЧ-перетворювача; L – C_3 – контур, що коригує коефіцієнт потужності електроприймача.

Еквівалент навантаження електроприймача і ВЧ-перетворювача розраховується за формулою:

$$R_L = \frac{C \cdot U_{dc}^2}{P_n}, \quad (2.6)$$

де U_{dc} – вихідна напруга мостової схеми, P_n – активна потужність електроприймача, C – коефіцієнт згладжування випрямленої напруги.

Значення елементів схеми заміщення освітлювального навантаження, телевізора, ПК і ноутбука були обрані з рекомендованих діапазонів і скориговані при налагодженні s-моделей електроприймачів у програмі MatLab (таблиця 2.3).

Таблиця 2.3 – Параметри побутових електроприладів

Вид електроприймача	P , Вт	R , кОм	C_1 , мкФ	C_2 , мкФ	C_3 , мкФ	L , мГн
Світлодіодна лампа	8	8,5	0,55	3,2	-	-
Телевізор	300	0,31	0,15	607	0,83	35
ПК	250	0,37	0,62	3,2	0,9	30
Ноутбук	200	0,484	0,62	3,2	0,9	30

Обов'язковою частиною побутових електроприладів, таких як холодильник, насос, пральна машина, є електродвигун. Тому при створенні s-моделей даних електроприймачів необхідний розрахунок параметрів схеми заміщення електродвигуна. Одним з поширених типів двигунів, що використовуються в побутових електроприладах, є асинхронний двигун. S-моделі побутових електроприладів розраховані за номінальними параметрами наступних двигунів: AIP90L4K2 (насос), AIP56B2 (холодильник), AIP63A2 (пральна машина). Розрахункові параметри електродвигунів наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри електродвигунів комп'ютерної моделі

Розрахункові параметри двигуна	Результати розрахунку		
	Насос	Холодильник	Пральна машина
Номинальна фазна напруга, В	219,4	219,4	219,4
Синхронна швидкість, об./хв.	3000	3000	3000
Номинальне ковзання, в.о.	0,67	0,67	0,09
Критичне ковзання, в.о.	0,22	0,21	0,37
Синхронна швидкість, рад/с	157,1	314,16	314,16
Номинальна швидкість обертання вала, рад/с	146,6	293,22	285,89
Номинальний момент, Н·м	15	0,61	1,29
Максимальний момент, Н·м	27	1,04	2,86
Пусковий момент, Н·м	25,51	0,31	2,85
Механічні втрати, Вт	66	5,4	11,1
Коефіцієнт приведення	1,013	1,026	1,03
Наведений активний опір ротора, Ом	0,28	1,72	13,08
Активний опір статора, Ом	3,18	52,99	33,04
Наведена індуктивність розсіювання статора (ротора), Гн	0,002	0,028	0,03
Індуктивність статора, Гн	0,16	1,12	1,22
Індуктивність контуру намагнічування, Гн	0,16	1,09	1,19

В якості схеми заміщення холодильника (наприклад, Nord з лінійним компресором) і насоса (наприклад, Гном 16-16 з напором води 16 м) обрано однофазний асинхронний конденсаторний двигун. При моделюванні

використовувалася s-модель Capacitor-start (для холодильника) і Capacitor-start-run (для насоса).

Також до числа електроприймачів житлового будинку був включений електропривід пральної машини. До складу електроприводу входить перетворювальний пристрій, електродвигун, механічний передавальний пристрій (у випадку «direct drive» відсутній), виконавчий орган (барабан з білизною).

У сучасних пральних машинах використовується замкнутий електропривод з перетворювальним пристроєм у вигляді перетворювача частоти (рисунок 2.7).

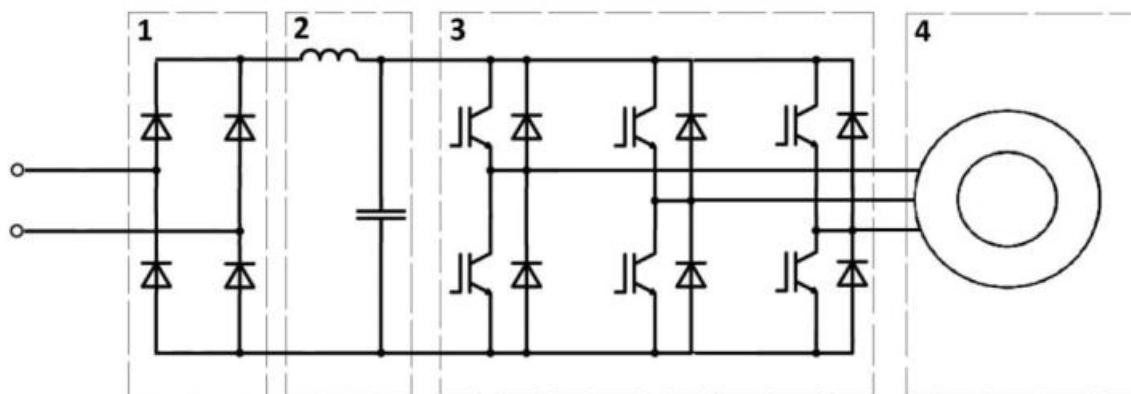


Рисунок 2.7 – Структурна схема перетворювача частоти:

1 - мостовий випрямляч; 2 - ланка постійного струму; 3 - інверторний перетворювач; 4 - електродвигун

Розглянемо алгоритм роботи електроприводу з перетворювачем частоти. Змінна фазна напруга перетворюється мостовим випрямлячем 1 (схема Гретца) в постійну (пульсуючу). Ланка постійного струму 2 (LC-фільтр) згладжує пульсації напруги і струму. Трифазний інверторний перетворювач 3 виконує широко-імпульсну модуляцію напруги на обмотках статора згідно з керуючим сигналом (скалярне або векторне керування), що надходить від мікроконтролера через драйвер на електронні ключі. У даному випадку, в перетворювачі пральної машини використовуються в ключовому

режимі IGBT транзистори. Датчик швидкості, моменту на валу і т.п. здійснюють зворотний зв'язок між навантаженням двигуна 4 і алгоритмом управління інверторним перетворювачем 3.

В якості електродвигуна пральної машини використовують асинхронний трифазний двигун, колекторний або безколекторний двигуни. У даній роботі обрано трифазний асинхронний двигун AIP63A2.

При моделюванні трифазного асинхронного двигуна пральної машини використовувалася s-модель Asynchronous Machine.

Підсистема s-моделі електроприводу пральної машини з частотним регулюванням представлена на рисунку 2.8.

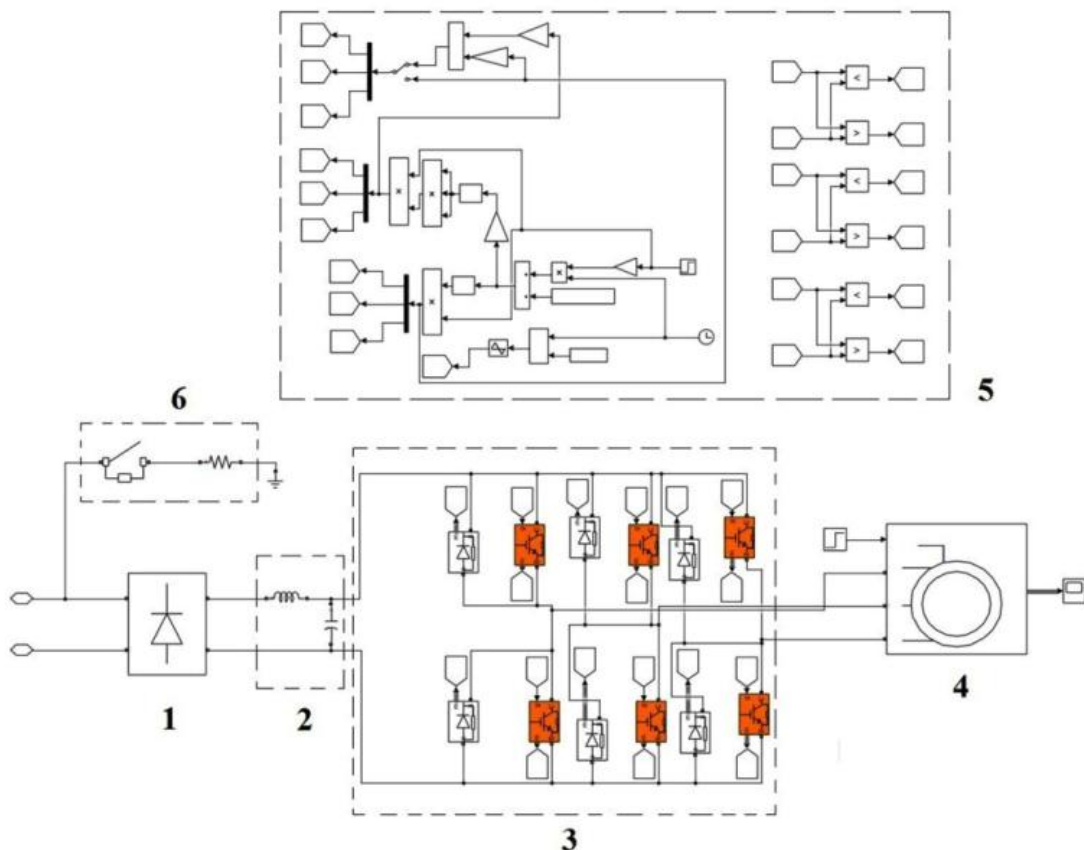


Рисунок 2.8 – Підсистема s-моделі електроприводу пральної машини: 1 – мостовий випрямляч; 2 – ланка постійного струму; 3 – інверторний перетворювач; 4 – трифазний асинхронний двигун; 5 – блок управління; 6 – нагрівач води

Структура підсистеми відповідає алгоритму роботи електроприводу пральної машини, описаному вище. Слід зазначити, що блок управління 5 організовує аналогову широко-імпульсну модуляцію (ШІМ), в якій керуючий сигнал формується шляхом порівняння компаратором пилоподібного сигналу високої частоти (2 кГц) з модулюючим синусоїдальним сигналом.

Підсистема s-моделі житлового будинку являє собою паралельне включення розглянутих s-моделей побутових електроприладів. Для зручності зміни при моделюванні сумарного навантаження житлового будинку і його характеру підключення електроприладів до живлячої фази виконано через блок Breaker (вимикач).

Таким чином, для моделювання ДЕТС з РГ житлових будинків обрано двомашинну електроенергетичну систему, навантаження якої складається з електросистем 21 житлового будинку. Виконано деталізацію навантаження житлових будинків і основних елементів системи електропостачання, виконано розрахунок значень параметрів їх схем заміщення. На підставі результатів розрахунку в програмному пакеті SymPowerSystems (MatLab) розроблено комп'ютерну модель ДЕТС з РГ житлових будинків.

2.3 Результати моделювання усталеного режиму роботи

Результати моделювання сталого режиму роботи ДЕТС із РГ житлових будинків представлені у вигляді схеми розподілу потоків потужності (рисунок 2.9).

На схемі наведено розподіл потоків потужності у двомашинній ЕТС, показано значення струмів у фазних провідниках (навантаження розподілено по фазам симетрично), потужність навантаження активних споживачів. У квадратних дужках вказані значення активної потужності та кути навантаження синхронних генераторів, що відповідають сталому режиму роботи. Обмінна потужність у міжсистемному зв'язку покриває частину навантаження активного споживача з джерелом живлення меншої потужності (СГ 2).

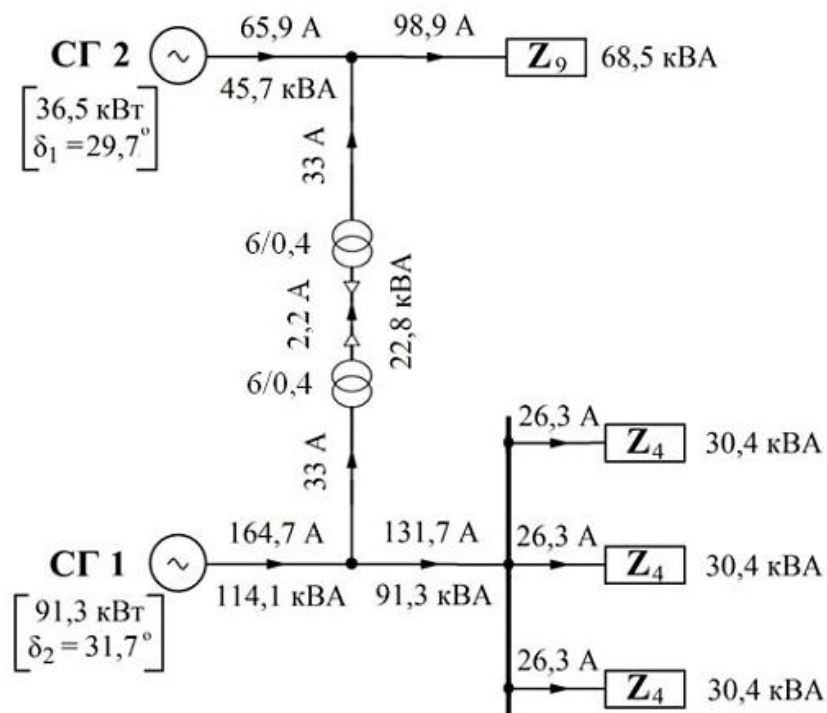


Рисунок 2.9 - Схема розподілу потоків потужності в ДЕТС із РГ житлових будівель: СГ1, СГ2 - синхронні генератори активних споживачів; Z_9 - навантаження 9 житлових будинків; Z_4 - навантаження 4 житлових будинків

Також за допомогою комп'ютерної моделі за несиметричного навантаження виміряно чинні значення фазних напруг і струмів, знято осцилограми і виконано аналіз гармонійних спотворень напруги і струму в точці приєднання навантаження 9 житлових будинків.

Значення струмів і напруг, активних і реактивних потужностей у точці приєднання навантаження 9 житлових будинків зведено в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 - Значення струмів і напруг, активних і реактивних потужностей електросистеми 9 житлових будинків

$U_a, \text{В}$	$U_b, \text{В}$	$U_c, \text{В}$	$U_{ab}, \text{В}$	$U_{bc}, \text{В}$	$U_{ca}, \text{В}$	$I_a, \text{А}$	$I_b, \text{А}$
216,5	216,9	220,2	377,1	377,9	377,3	58,6	59,3
$I_c, \text{А}$	$I_n, \text{А}$	$P_a, \text{Вт}$	$P_b, \text{Вт}$	$P_c, \text{Вт}$	$Q_a, \text{Вар}$	$Q_b, \text{Вар}$	$Q_c, \text{Вар}$
36,3	28,3	11293,2	11368,1	6418,4	5557,5	5773,9	4539,5

У таблиці 2.5: U_a , U_b , U_c - фазні напруги; U_{ab} , U_{bc} , U_{ac} - міжфазні напруги; I_a , I_b , I_c - фазні (лінійні) струми; I_n - струм у нульовому проводі; P_a , P_b , P_c і Q_a , Q_b , Q_c - активні та реактивні потужності електросистеми.

З таблиці 2.5 можна зробити висновок про незначну несиметрію напруг в електросистемі, яка пояснюється нерівномірним розподілом потужності навантаження за фазами. В імітаційній моделі несиметрія за напругою досягнута довільним вибором характеру і величини навантаження для кожного житлового будинку.

Осцилограми струму та напруги в точці приєднання навантаження 9 житлових будинків показано на рисунку 2.10 і рисунку 2.11.

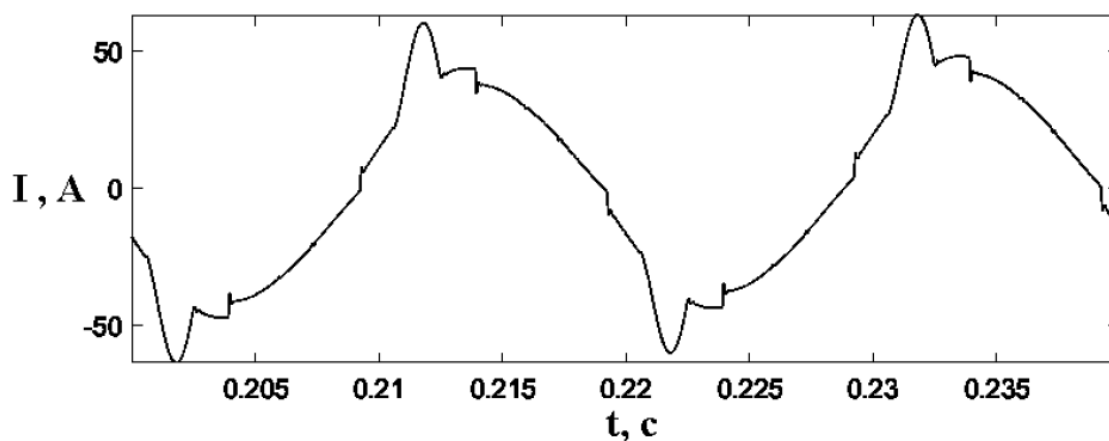


Рисунок 2.10 - Осцилограма струму електросистеми 9 житлових будинків

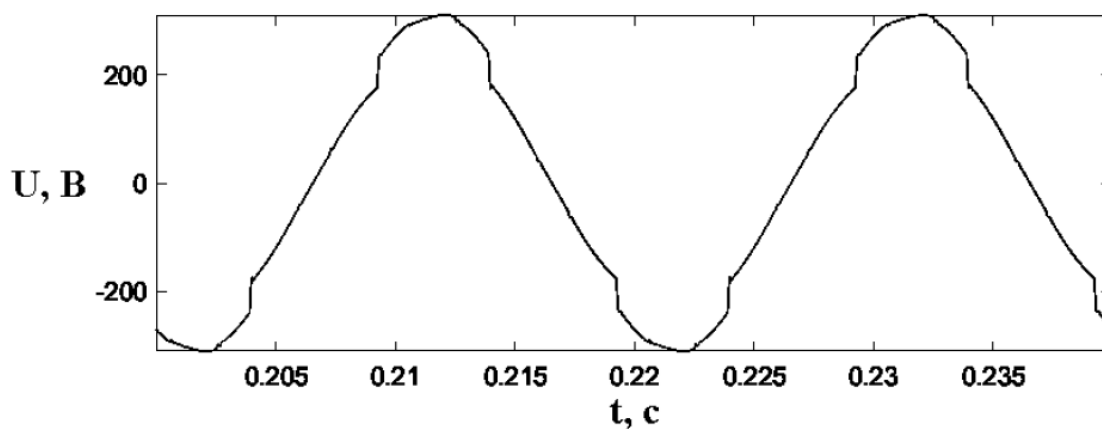


Рисунок 2.11 - Осцилограма напруги електросистеми 9 житлових будинків

З осцилограм випливає, що в ДЕТС із РГ присутні гармонійні спотворення синусоїдальної форми струму і напруги. Причиною гармонійних спотворень є нелінійне навантаження, а саме, імпульсні джерела живлення електроприладів і частотно регульований електропривід.

За допомогою Фур'є аналізу осцилограм напруги та струму отримано коефіцієнти спотворення синусоїдальності кривих і спектри гармонік. Коефіцієнти спотворення синусоїдальності кривої за напругою і за струмом становлять відповідно 8.88 % і 21.67 %.

Спектр гармонійних складових напруги представлений переважно непарними гармоніками 3 (7.31 %), 5 (1.58 %), 7 (3.16 %), 9 (0.39 %), 11 (1.98 %), 13 (0.24 %) порядків.

Спектр гармонійних складових струму представлений переважно непарними гармоніками 3 (16.50 %), 5 (8.88 %), 7 (5.81 %), 9 (6.07 %), 11 (5.53 %), 13 (2.64 %) порядків.

Результати моделювання гармонійних спотворень ДЕТС із РГ узгоджуються з експериментальними результатами, отриманими під час контролю гармонійних спотворень напруги і струму в діючій ЕТС 9 котеджів.



Рисунок 2.12 - Зовнішній вигляд спеціалізованого приладу контролю якості електроенергії класу А MI 2892

Гармонійні спотворення напруги і струму виміряно за допомогою спеціалізованого приладу контролю якості електроенергії класу А МІ 2892 (рисунок 2.12).

Розглянемо порядок проведення вимірювань гармонійних спотворень. Прилад МІ 2892 має входи за струмом і за напругою (4+4 шт.), які при допомогою вимірювальних кліщів підключають до вторинної обмотки силового трансформатора, що є центром живлення навантаження житлових будинків (малюнок 2). Під час підключення (відключення) вимірювальних кліщів МІ 2892 на шинах трансформатора має бути відсутня напруга. Після підключення активується режим вимірювання гармонійних складових і сумарного коефіцієнта гармонійних спотворень (THD).

Схема підключення приладу МІ 2892 до електросистеми 9 котеджів показана на малюнку 2.13.

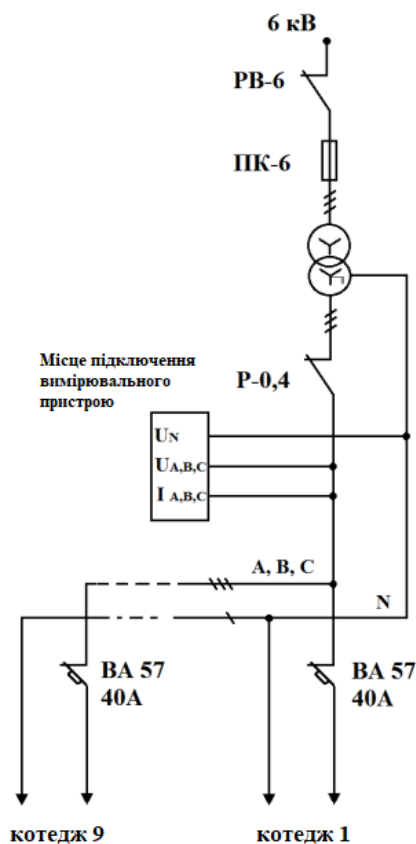


Рисунок 2.13 - Схема підключення приладу «Аналізатор якості електроенергії класу А МІ 2892» до електросистеми 9 котеджів

Таким чином, виконано комп'ютерне моделювання усталеного режиму роботи ДЕТС житлових будинків. Комп'ютерні моделі ДЕТС із РГ дають змогу розрахувати значення і розподіл потоків потужності, комплекси струму і напруги, частоту в будь-якій точці електросистеми, кут навантаження генераторів залежно від заданої потужності первинних двигунів і ЕРС. Також за допомогою комп'ютерних моделей можна оцінювати гармонійні спотворення напруги і струму (спектри гармонік і коефіцієнти спотворення синусоїдальності кривих).

Результати моделювання наступні:

1. Параметри режиму:

Заданим активним потужностям синхронних генераторів, 36,5 кВт і 91,3 кВт, відповідають кути навантаження $29,7^\circ$ і $31,7^\circ$, повні потужності генерації 45,7 кВА і 114,1 кВА; перетікання потужності міжсистемним зв'язком (обмінна потужність) становить 22,8 кВА і споживається навантаженням 9 житлових будинків; фазний струм у фідері 9 житлових будинків дорівнює 98,9 А, у фідері 12 житлових будинків дорівнює 131,7 А; фазний струм у відгалуженні на навантаження 4 житлових будинків дорівнює 26,3 А;

2. Гармонійні спотворення напруги та струму:

Коефіцієнти спотворення синусоїдальності кривої за напругою і за струмом становлять відповідно 8.88 % і 21.67 %. Спектр гармонійних складових напруги представлений переважно непарними гармоніками 3 (7.31 %), 5 (1.58 %), 7 (3.16 %), 9 (0.39 %), 11 (1.98 %), 13 (0.24 %) порядків. Спектр гармонійних складових струму представлений переважно непарними гармоніками 3 (16.50 %), 5 (8.88 %), 7 (5.81 %), 9 (6.07 %), 11 (5.53 %), 13 (2.64 %) порядків.

Моделльні значення коефіцієнтів спотворення синусоїдальності кривих, спектри гармонік напруги та струму відповідають результатам вимірювань показників якості електроенергії, виконаним у діючих ЕТС житлових будинків.

Висновки до розділу

1. Для моделювання ДЕТС з РГ житлових обрано двомашинну ЕТС. Виконано деталізацію навантаження та основних елементів електротехнічної системи, виконано розрахунок значень параметрів їх схем заміщення. На підставі результатів розрахунку в програмному пакеті SymPowerSystems (MatLab) розроблено комп'ютерні моделі ДЕТС з РГ житлових будинків.

2. Заданим активним потужностям синхронних генераторів, 36,5 кВт і 91,3 кВт, відповідають кути навантаження $29,7^\circ$ і $31,7^\circ$, повні потужності генерації 45,7 кВА і 114,1 кВА; перетік потужності по міжсистемному зв'язку (обмінна потужність) становить 22,8 кВА і споживається навантаженням 9 житлових будинків; фазний струм у фідері 9 житлових будинків дорівнює 98,9 А, у фідері 12 житлових будинків дорівнює 131,7 А; фазний струм у відгалуженні на навантаження 4 житлових будинків дорівнює 26,3 А.

3. Коефіцієнти спотворення синусоїдальності кривої по напрузі і по струму складають відповідно 8,88 % і 21,67 %. Спектр гармонічних складових напруги представлений в основному непарними гармоніками 3 (7,31 %), 5 (1,58 %), 7 (3,16 %), 9 (0,39 %), 11 (1,98 %), 13 (0,24 %) порядків. Спектр гармонічних складових струму представлений в основному непарними гармоніками 3 (16,50 %), 5 (8,88 %), 7 (5,81 %), 9 (6,07 %), 11 (5,53 %), 13 (2,64 %) порядків.

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Баланс потужності в електротехнічних системах з розподіленою генерацією

Відхилення напруги і частоти визначаються в ДЕТС з РГ балансом активної і реактивної потужності.

Баланс активної потужності в системі можна представити наступною рівністю

$$\sum P_{дж} = \sum P_H + \sum P_{втр} \quad (3.1)$$

де $P_{дж}$ - генерована джерелами активна потужність, P_H - споживана навантаженням активна потужність, $P_{втр}$ - сумарні втрати активної потужності.

При цьому балансу активної потужності в будь-який момент часу будуть відповідати конкретні значення напруги і частоти в вузлах електросистеми. При виникненні збурень, викликаних зміною складових у виразі (3.1), в системі виникають взаємопов'язані відхилення частоти і напруги:

$$\Delta P_{дж} = \frac{\partial \sum P_H}{\partial f} \cdot \Delta f + \frac{\partial \sum P_{втр}}{\partial U} \cdot \Delta U \quad (3.2)$$

де $\Delta P_{дж}$ - зміна генерованої активної потужності, $\sum P_H$ - активна потужність навантаження, Δf - відхилення частоти мережевої напруги та струму, $\sum P_{втр}$ - втрати активної потужності на елементах електросистеми, ΔU - відхилення напруги.

Тоді згідно з виразом (3.2) зменшення або збільшення генерованої активної потужності $\Delta P_{дж}$ буде призводити відповідно до підвищення або зниження частоти і напруги у всіх вузлах електросистеми.

Збільшення або зменшення величини активної потужності в джерелах на основі електронної генерації здійснюється за рахунок регульованого

баластного навантаження, використання високоємких акумуляторних батарей. При синхронній генерації обсяги потужності, що видається генератором у зовнішню мережу, задаються регулюванням кількості робочого тіла в газотурбінних установках за допомогою автоматичних регуляторів частоти обертання (АРЧВ).

Баланс реактивної потужності в системі електропостачання відповідає наступному виразу:.

$$\sum Q_{CG} + \sum Q_{KP} + \sum Q_{PI} = \sum Q_{AD} + \sum Q_{TP} + \sum Q_{PPI} \quad (3.3)$$

де Q_{CG} - реактивна потужність синхронних генераторів, Q_{KP} - реактивна потужність компенсуючих пристроїв (синхронні компенсатори, батареї конденсаторів), Q_{PI} - інші джерела реактивної потужності (лінії електропередач ін.), Q_{AD} - реактивна потужність, що споживається асинхронними двигунами, Q_{TP} - реактивна потужність, що споживається трансформаторами, Q_{PPI} - інші споживачі реактивної потужності (реактори та ін.). При виникненні збурень, викликаних зміною складових у виразі (3.3), значення напруги в вузлах системи може зменшуватися (дефіцит реактивної потужності) або збільшуватися (надлишок реактивної потужності).

Для підтримки величини напруги в вузлах електросистеми в допустимих межах застосовуються конденсаторні установки контакторного або тиристорного типу, а також синхронні компенсатори. У разі синхронної генерації рівень напруги може коригуватися за допомогою автоматичних регуляторів збудження.

3.2 Коливання напруги та частоти

Житлові будівлі як правило, мають у своєму складі нелінійне навантаження, наприклад, імпульсні вторинні джерела живлення побутових електроприладів. При нелінійності існує можливість виникнення в ДЕТС з РГ коливань хаотичного характеру. Умовами виникнення хаотичних коливань є розмірність фазового простору системи більша за три та

експоненціальна нестійкість траєкторії, що виникає при деяких значеннях параметрів.

В умовах розвинених інформаційних комунікацій РГ передбачає можливість інтеграції джерел живлення в систему «розумне місто». Об'єднання джерел в загальну мережу ефективно з економічної точки зору з огляду на мінливий характер навантаження і ймовірність ремонтно-профілактичних робіт систем і аварійних режимів роботи. Об'єднані джерела живлення і навантаження нелінійного характеру утворюють багатопараметричний нелінійний електричний контур з розмірністю фазового простору більше трьох. Такий контур містить широкі області параметрів, в яких можливе виникнення хаотичних коливань.

Хаотичні коливання в ДЕТС з РГ являють собою непередбачувану зміну режимних параметрів, яка призводить до псування електрообладнання, прискореного старіння ізоляції проводів живильних і розподільних ліній, появи додаткових втрат при передачі і трансформації енергії. У зв'язку з цим питання виникнення хаотичних коливань в ДЕТС з РГ є актуальним. Хаотичні коливання є одним із стійких режимів роботи ДЕТС з РГ. Розглянемо види усталених режимів роботи ДЕТС з РГ.

Режими роботи ДЕТС з РГ можна розділити на усталені та перехідні процеси. У класичному розумінні будь-який перехідний процес електротехнічної системи повинен закінчитися усталеними періодичними коливаннями або положенням рівноваги. Однак з огляду на наявність нелінійних елементів системи, таких як мостові випрямлячі, інверторні перетворювачі, ДЕТС з РГ є нелінійним електричним контуром (НЕК). Згідно з сучасною теорією і методами аналізу коливальних НЕК, в ДЕТС з РГ можливі наступні сталі режими роботи: положення рівноваги, періодичні коливання, квазіперіодичні і хаотичні коливання.

Стан рівноваги настає ДЕТС з РГ при аварійному або плановому перериванні електропостачання споживачів (рисунки 3.1).

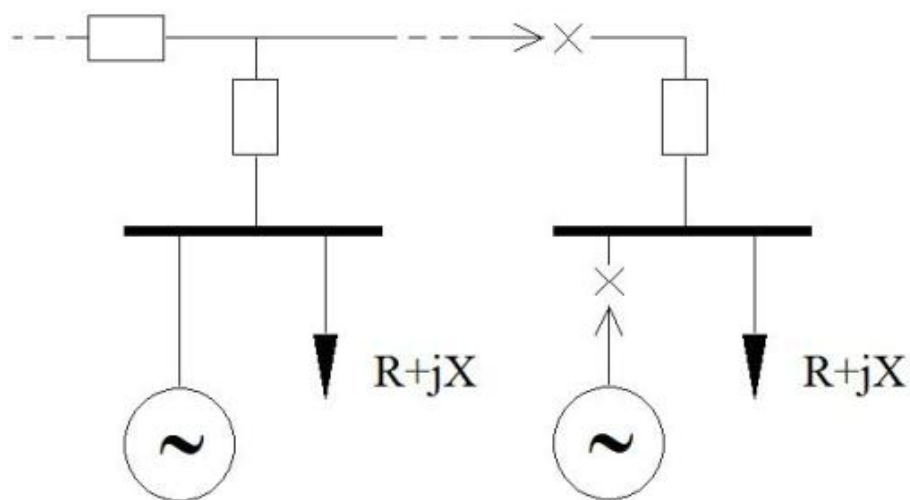


Рисунок 3.1 – Переривання електропостачання одного зі споживачів у ДЕТС з РГ

При перериванні електропостачання в системі виникає перехідний процес через наявність реактивних елементів електричного кола. Залежно від співвідношення активної та реактивної складових перехідний процес протікає у вигляді загасаючих гармонічних коливань (3.4) або величини струмів і напруг, що загасають експоненціально (3.5) і (3.6).

$$I(t) = I_0 \cdot e^{-\beta t} \cdot \cos(\omega t + \varphi_0), \quad (3.4)$$

де I_0 – початкове значення струму, β – коефіцієнт згасання, ω – кутова частота, φ_0 – кут зсуву фази.

$$i(t) = A \cdot e^{-\beta_1 t} + B \cdot e^{-\beta_2 t}, \quad (3.5)$$

$$\beta_{1,2} = \beta \pm \sqrt{\beta^2 - \frac{1}{L \cdot C}}, \quad (3.6)$$

де A, B – константи, L – індуктивність, C – ємність.

На рисунку 3.2 наведено відповідні графіки перехідних процесів для струму навантаження ДЕТС з РГ.

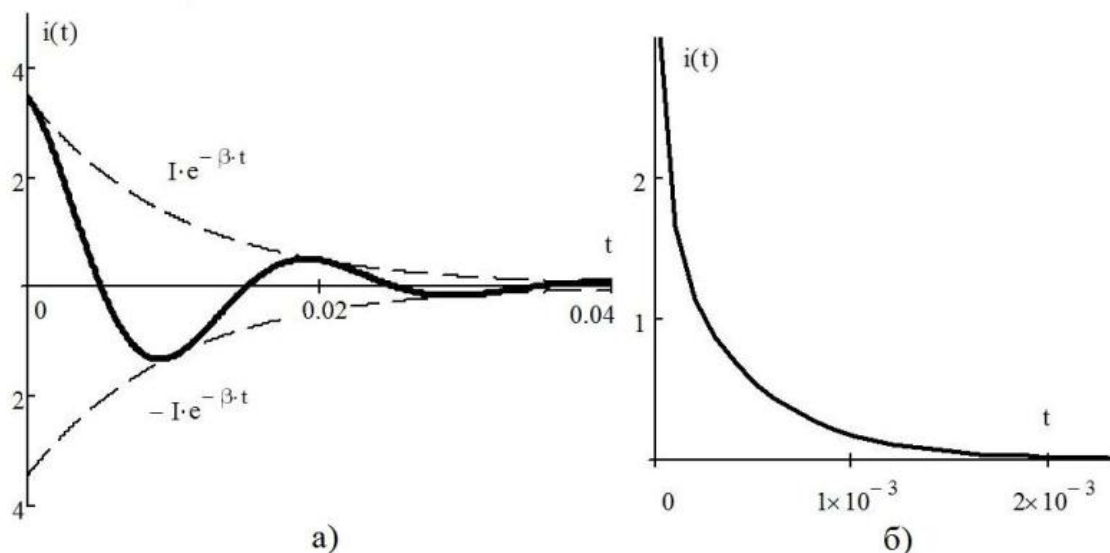


Рисунок 3.2 – Перехідний процес при перериванні електропостачання:
а) загасаючі гармонійні коливання; б) загасання за експонентою

Частота періодичних коливань і напруга задається джерелом живлення і визначаються балансом споживаної і генерованої потужності (3.1, 3.3). При збільшенні (зменшенні) генерованої потужності частота коливань і напруга у всіх вузлах мережі збільшується (зменшується). При збільшенні (зменшенні) величини споживання активної потужності частота коливань і напруга зменшується (збільшується).

3.3. Стабілізація значень напруги та частоти, придушення хаотичних коливань в електротехнічних системах з розподіленою генерацією

Методика усунення відхилень напруги і частоти, придушення хаотичних коливань розроблена для ДЕТС з РГ, що складається з спроможних функціонувати автономно ЕАС. Контроль режимних параметрів і керуючі впливи здійснюються на рівні окремої ЕАС і об'єднаної електросистеми. При цьому ЕАП може бути підключена до загальної мережі з РГ (споживання або генерація) або перебувати в «острівному» режимі роботи (рисунок 3.3). «Острівний» режим роботи ЕАС відповідає ізольованій

роботі електросистеми активного споживача з частковим або повним продовженням електропостачання навантаження.

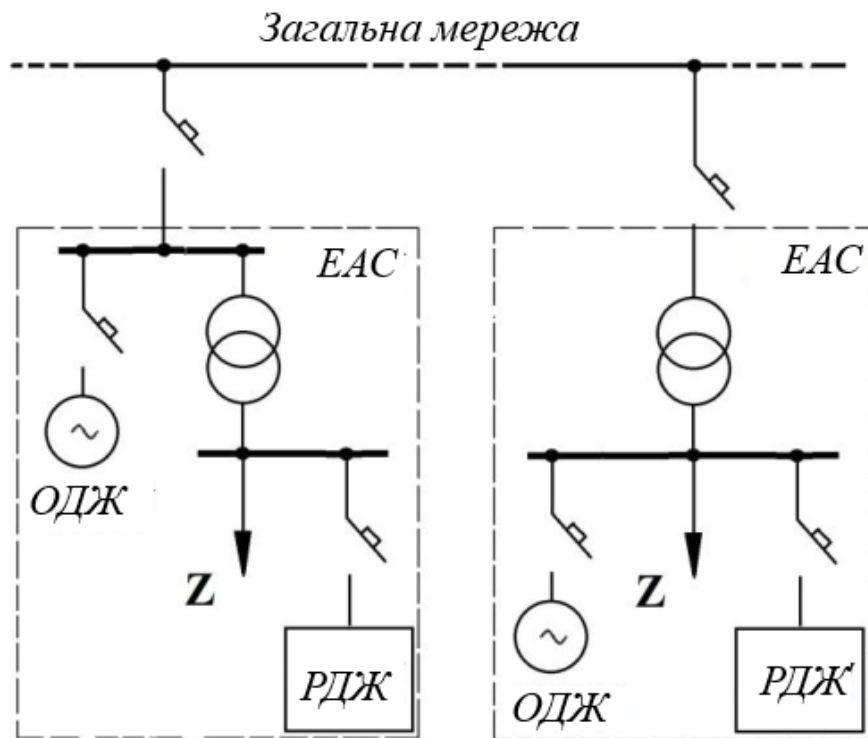


Рисунок 3.3 – Фрагмент структурної схеми ДЕТС з РГ: ЕАС – електросистема активного споживача, ОДЖ – основне джерело живлення, РДЖ – резервне джерело живлення.

Контроль режимних параметрів (U , f) і балансування ДЕТС з РГ слід виконувати в реальному масштабі часу за допомогою інтелектуальної системи управління (ІСУ). В острівному режимі роботи ЕАС стабілізація f , U виконується за допомогою регуляторів напруги і частоти. Причому налаштування регуляторів напруги і частоти задаються ІСУ. У разі збою ІСУ зберігається можливість переходу регуляторів в автоматичний режим.

При підключенні (відключенні) ЕАС до загальної мережі для підтримки номінальних значень мережевої напруги і частоти ІСУ виконує перевірку балансу генерованої і споживаної активної потужності в загальній мережі.

У точках приєднання навантаження активних споживачів здійснюється контроль і регулювання рівня напруги за допомогою комутованих компенсуючих пристроїв, керованих ІСУ. У разі збою ІСУ зберігається можливість переходу компенсуючих пристроїв в автоматичний режим роботи.

В якості технологічної основи ІСУ слід використовувати ЕОМ з системою контролю та збору даних типу SCADA. Зв'язок між окремими елементами системи та ЕОМ (комунікаційна система) організовується через оптоволокно або радіопередавальні пристрої з високим рівнем інформаційного захисту. Контроль значень режимних параметрів ЕАС можна виконувати за допомогою пристроїв синхронізованих векторних вимірювань (WAMS) або аналогічних вимірювальних систем. Реконфігурацію ДЕТС з РГ в процесі підтримки номінального режиму роботи згідно з методикою управління рекомендується здійснювати за допомогою сучасних комплектних розподільних пристроїв – реклоузерів.

Методика управління ДЕТС з РГ при об'єднанні ЕАС по шині змінного струму складається з наступних операцій:

1. Задання параметрів еталонної синусоїди напруги (U_m – амплітуда, $f_{ном}$ – номінальна частота);
2. Формування масиву значень еталонної синусоїди:
 - 2.1. Обчислення періоду еталонної синусоїди $T = 1 / f_{ном}$
 - 2.2. Розбиття періоду T на n рівних відрізків (n – ціле число). Довжина відрізка (кроку) ΔT становить, $T / n = 1 / f_{ном} \cdot n$

Згідно з нормами якості електричної енергії гранично допустиме відхилення частоти становить 0,4 % від номінального значення 50 Гц. Тоді гранично допустиме відхилення значення періоду T становить $1/6300$ с. Тому в методиці обрано значення кроку $\Delta T \geq 2 / 6300$ с.

- 2.3. Обчислення значень еталонної синусоїди $U(t) = U \cdot \sin(2\pi f_{ном} \cdot t)$ на інтервалі $(1 / 4 f_{ном}; 1 / 4 f_{ном} + 3000 \cdot T)$ з кроком ΔT ;

Згідно з нормами якості електричної енергії для мереж загального користування вибирають усталене відхилення напруги усереднене за 1 хвилину, тому в методиці розглядаються значення напруги на інтервалі тривалістю $3000 \cdot T$ (кількість точок $3000 \cdot (n+1)$).

3. Визначення максимального і мінімального значень фазної напруги U_{ϕ}^i протягом часу $T + 1/3600$ (враховано можливість збільшення періоду T за рахунок гранично допустимого відхилення частоти від номінального значення). Гранично допустиме усталене відхилення напруги становить 10 % від номінального згідно з нормами якості електричної енергії. Тому при $\frac{|U_{\phi}^i - U_e^i|}{U_{\phi}^i} \geq 0,1$ виконується пункт 5, інакше виконується пункт 4.

4. Для значень фазної напруги $U_{\phi}^i = U_{\phi \max}^i, U_{\phi}^{i+1} = U_{\phi \max}^i$. застосувати відповідно моменти часу T_i, T_{i+1} . Якщо $\left| \frac{1}{T_{i+1} - T_i} - f_{ном} \right| \geq 0.4$ то надходить сигнал регулювання частоти (зменшення величини генерованої активної потужності при позитивному значенні $\frac{1}{T_{i+1} - T_i} - f_{ном}$ збільшення величини генерованої активної потужності при негативному значенні $\frac{1}{T_{i+1} - T_i} - f_{ном}$, інакше виконується пункт 1).

5. Процес виявлення режиму биття полягає в наступному. При значенні фазної напруги $U_{\phi} = U_{\phi \max}$ прийняти момент часу $t = 0$ і записувати значення фазної напруги через кожні ΔT с. до моменту часу $3000 \cdot T$ с. (кількість точок $3000 \cdot (n+1)$). $U_{\phi} = U_{\phi \min}$ запам'ятати момент часу T_6 . При рівності масивів U_{ϕ} та $U_{\phi \max} \cos(\pi t / T_6)$ детектується режим биття і виконується пункт 6, інакше виконується пункт 7.

6. Перехід ЕАС в автономний режим роботи. Тестування основних джерел живлення ЕАС. При відповідності параметрів ОІП номінальним

виконується підключення ЕАС до загальної мережі. При невідповідності параметрів ОП номінальним виконується відключення ОП від відповідної електросистеми і підключення резервного джерела живлення (РДЖ). У разі відсутності РП виконується оцінка запасу по потужності загальної мережі. Якщо потужність загальної мережі може бути збільшена до необхідного значення без втрати стійкості, то ЕАС з джерелом живлення, що вийшло з ладу, підключається до загальної мережі. Якщо потужність загальної мережі не може бути збільшена до необхідного значення без втрати стійкості, тоді електропостачання ЕАС з виведенням з ладу ОП переривається.

7. Детектування хаотичного режиму роботи ДЕТС з РГ виконується за допомогою обчислення значення старшого показника Ляпунова. Позитивне значення старшого показника відповідає хаотичним коливанням режимних параметрів. Перевага синхронної генерації над електронною в ДЕТС з РГ, а також перевага з точки зору надійності електропостачання гібридних електростанцій дозволяє використовувати наступну формулу для розрахунку старшого показника Ляпунова λ

$$\lambda = \frac{1}{N\Delta T} \cdot \sum_{k=1}^N \ln |\Delta \delta^{-k\Delta T}|, \quad (3.7)$$

де N – кількість точок вимірювання, ΔT – крок дискретизації, $\Delta \delta$ – відхилення кута ротора синхронного генератора. При позитивному значенні λ виявляється режим хаотичних коливань і виконується пункт 9, інакше виконується пункт 8.

8. Для значень фазної напруги $U_{\phi}^i = U_{\phi \max}^i, U_{\phi}^{i+1} = U_{\phi \max}^i$. застосувати відповідно моменти часу T_i, T_{i+1} . Якщо $\left| \frac{1}{T_{i+1} - T_i} - f_{ном} \right| \geq 0.4$ то виконується регулювання частоти, напруги і виконується пункт 1, інакше виконується регулювання напруги і виконується пункт 1.

9. Операція придушення хаотичних коливань полягає в наступному. ЕАП переходять в автономний (острівний) режим роботи. Після завершення

перехідних процесів, ЕАП підключаються до загальної мережі. При негативному значенні старшого показника Ляпунова виконується пункт 1. При наявності позитивного старшого показника Ляпунова на ДЕТС з РГ здійснюється керуючий вплив, що пригнічує хаотичні коливання після чого виконується пункт 1.

3.4 Управління децентралізованою електротехнічною системою житлових будинків

Перевіримо методику управління напругою і частотою, придушення хаотичних коливань за допомогою комп'ютерного моделювання ДЕТС з РГ житлових будинків в програмному пакеті SymPowerSystems (MatLab).

Розглянемо загальну структуру S-моделі (модель електросистеми, виконана в програмному пакеті Simulink (MatLab)), склад і принцип роботи блоків управління та вимірювання.

S-модель складається з двох ЕАС, пов'язаних через керовані вимикачі Circuit Breaker, блоків вимірювання та управління, побудованих на логічних операторах (рисунок 3.4).

Вимірювання напруги і частоти, розрахунок показника Ляпунова здійснюються за даними дубльованої s-моделі ДЕТС з РГ для запобігання зациклюванню процесу розрахунку при симуляції. При цьому на керовані вимикачі моделі подаються константи (0 або 1) відповідно до обраного режиму роботи. За допомогою блоків вимірювання напруги Voltage Measurement і переадресації Go to організовується подача даних вимірювань з дубльованої s-моделі в блоки вольтметра, частотоміра. Також шляхом використання блоку to Workspace в робоче поле Simulink передаються масиви значень кута повороту ротора генератора і напруги для розрахунку показника Ляпунова і детектування режиму биття.

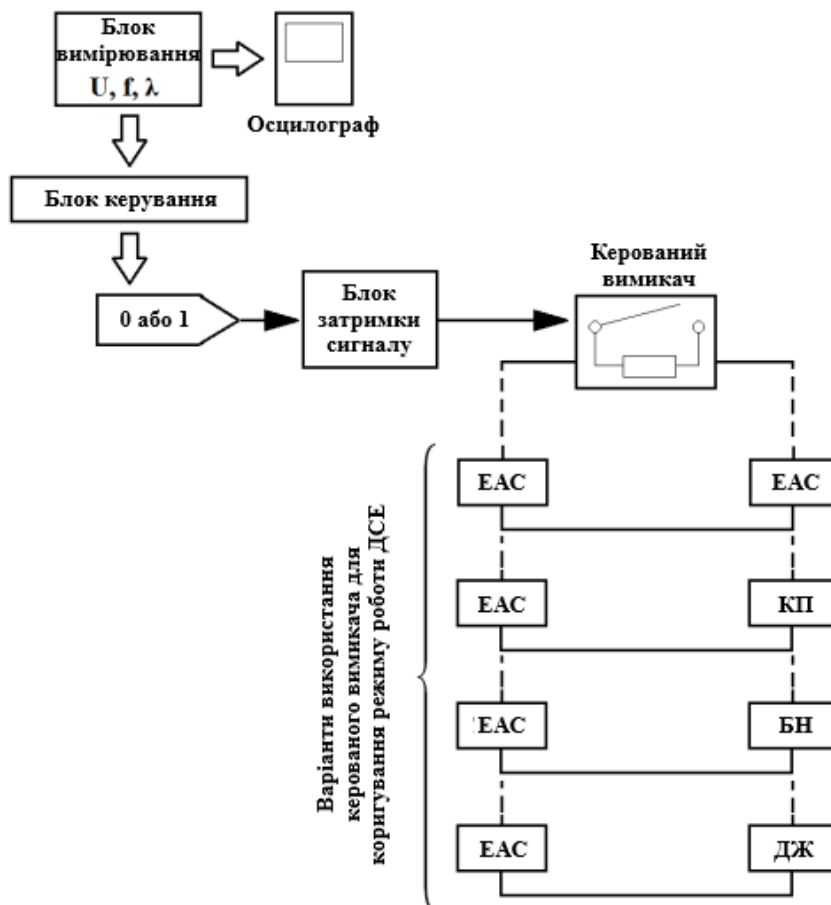


Рисунок 3.4 – Загальна структурна схема s-моделі ДЕТС з РГ щодо операцій контролю та управління режимними параметрами: ЕАС – електросистема активного споживача; КП – компенсуючий пристрій; БН – баластне навантаження; ДЖ – джерело живлення

Загальний вигляд s-моделі, що відповідає структурній схемі двомашинної ДЕТС з РГ житлових будинків, показаний на малюнку 3.5.

Значення параметрів основних елементів s-моделі та їх розрахунок детально розглянуто в другому розділі. Розглянемо моделювання відхилення режиму роботи ДЕТС з РГ житлових будинків від номінального.

Для створення в електросистемі дефіциту активної потужності 10 % обрано значення баластного навантаження (блок 8) 26 кВт. Для створення в електросистемі дефіциту реактивної потужності 40 % обрано потужність компенсуючого пристрою (блок 11) 78 кВар.

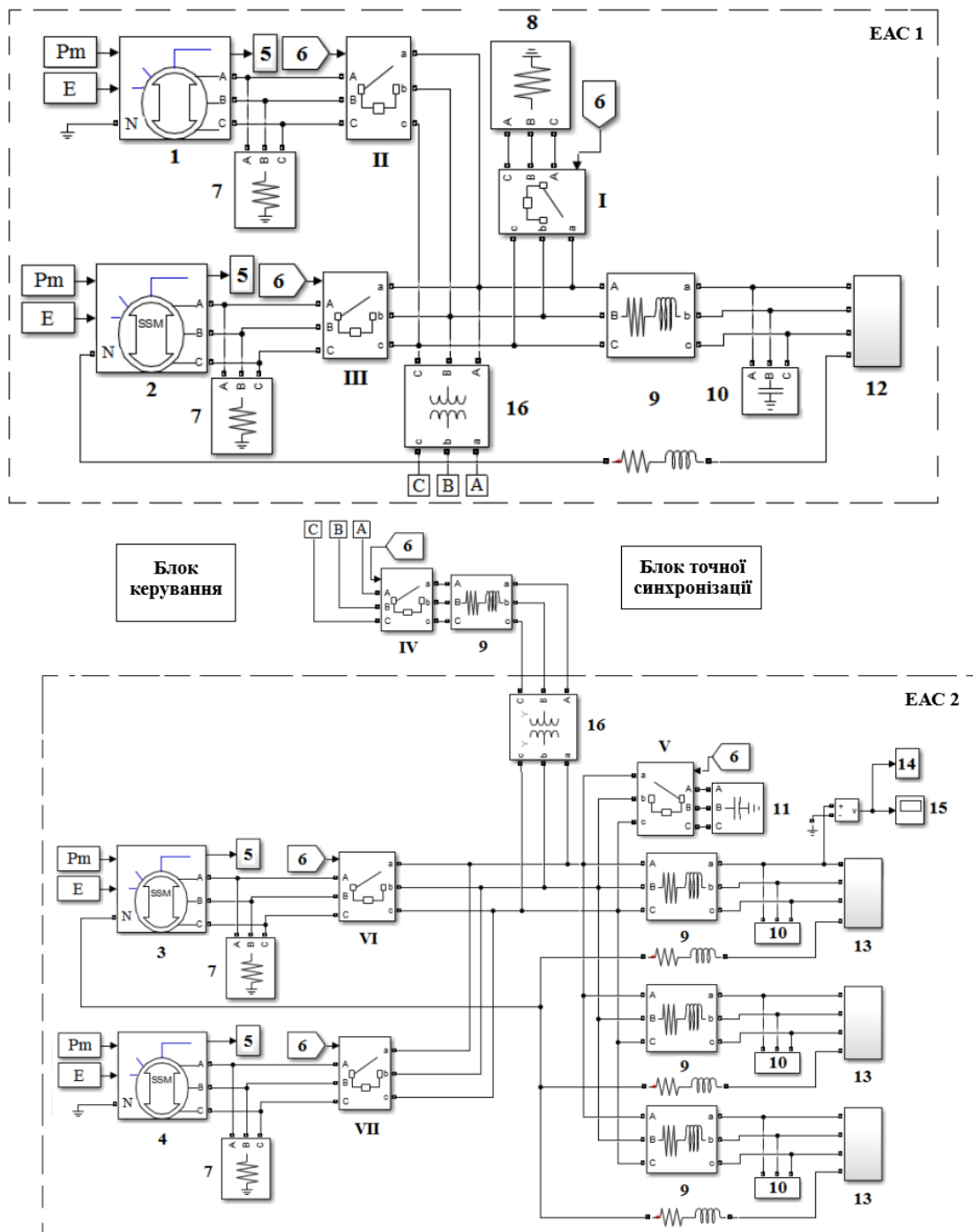


Рисунок 3.5 – S-модель ДЕТС з РГ житлових будинків: 1, 2, 3, 4 – синхронні генератори; 5 – блок вимірювання кута повороту ротора; 6 – сигнал управління; 7 – активне навантаження (власні потреби генератора); 8 – баластне навантаження; 9 – ЛЕП (трифазна або однофазна); 10,11 – компенсуючі пристрої; 12 – навантаження 9 житлових будинків; 13 – навантаження 12 житлових будинків; 14 – блок вимірювання напруги і частоти; 15 – осцилограф; 16 – силовий трансформатор 6/0,4 кВ.

Режим биття імітується завданням уставки по частоті в параметрах синхронного генератора (блок 2) 45 Гц. Для створення хаотичних коливань в ДЕТС з РГ виконується перехід ЕАС від острівного режиму до паралельного режиму роботи без використання блоку точної синхронізації.

Нижче наведено осцилограми напруги для основних випадків відхилення режиму роботи ДЕТС з РГ житлових будинків від номінального (рисунок 3.6 -3.9).

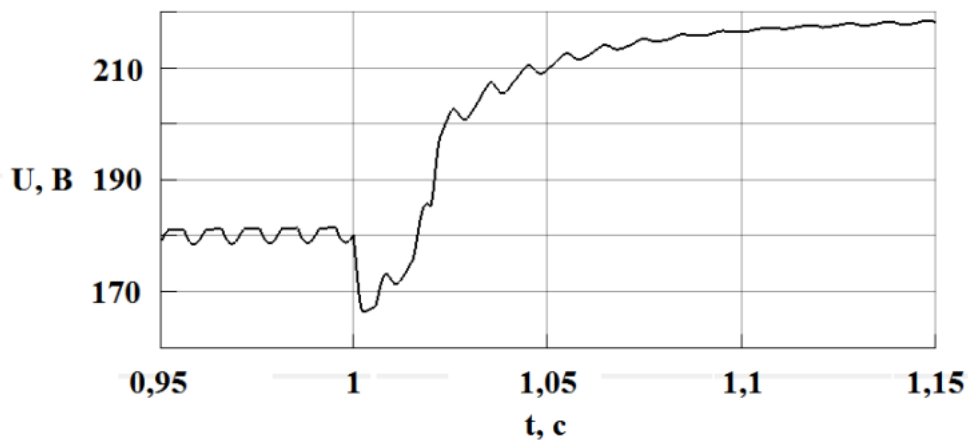


Рисунок 3.6 – Регулювання напруги при підключенні КП потужністю 78 кВар

На малюнку 3.6 показано усунення системою управління (СУ) відхилення по напрузі більше 10 % від номінального. Діюче значення фазної напруги в точці підключення навантаження 4 житлових будинків 182 В (блок 13) коригується до 218 В при підключенні компенсуючого пристрою (блок 11).

Гранично допустимий діапазон значень фазної напруги для ліній живлення 0,4 кВ згідно з нормами якості електричної енергії 198 – 242 В, отже, діюче значення напруги 218 В відповідає нормам якості електроенергії. Методика управління показує задовільні результати з регулювання усталеного відхилення напруги.

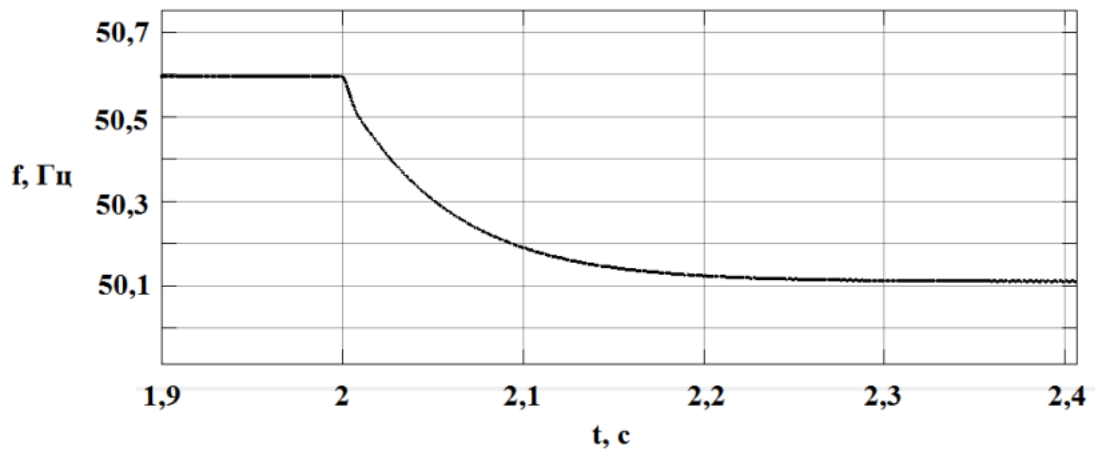


Рисунок 3.7 – Регулювання частоти напруги при підключенні БН потужністю 26 кВт

На рисунку 3.7 показано усунення СУ відхилення по частоті більше 0,4 Гц. Значення частоти напруги в точці підключення навантаження 4 житлових будинків (блок 13) регулюється від 50,6 Гц до 50,1 Гц при підключенні баластного навантаження 26 кВт (блок 8).

Гранично допустимий діапазон значень частоти в точці підключення навантаження згідно з нормами якості електричної енергії 49,6 – 50,4 Гц, отже, значення частоти в вузлі навантаження 50,1 Гц відповідає нормам якості електроенергії. Методика управління показує задовільні результати з регулювання відхилення частоти.

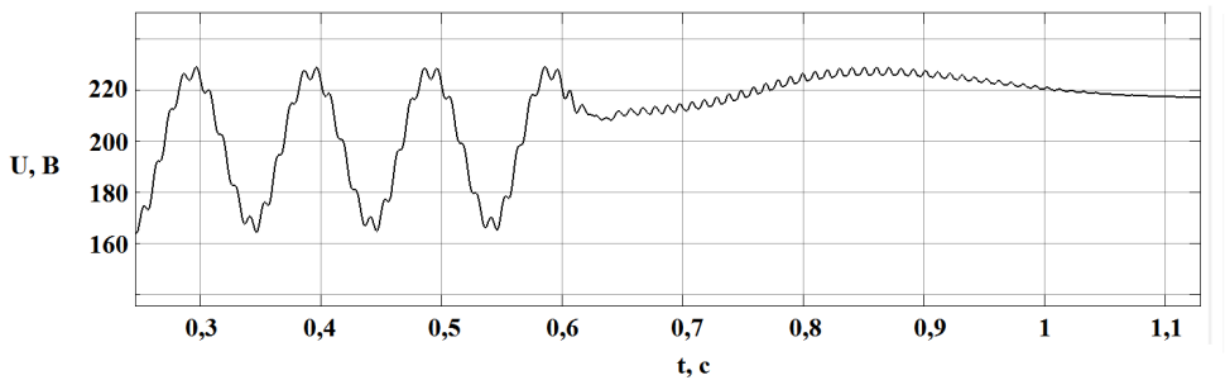


Рисунок 3.8 – Детектування та придушення режиму биття

На рисунку 3.8 показано усунення СУ режиму биття. Придушення биття виконується зміною уставки генератора 2 по частоті 45 Гц на номінальну 50 Гц шляхом заміни блоку 2 на блок 1.

Після подачі керуючого сигналу квазіперіодичні коливання напруги загасають через перехідний процес. З рисунка видно, що діюче значення напруги стабілізується в діапазоні значень 210 – 230 В, що відповідає нормам якості електроенергії в системах електропостачання. Отже, методика управління показує задовільні результати з детектування та придушення режиму биття.

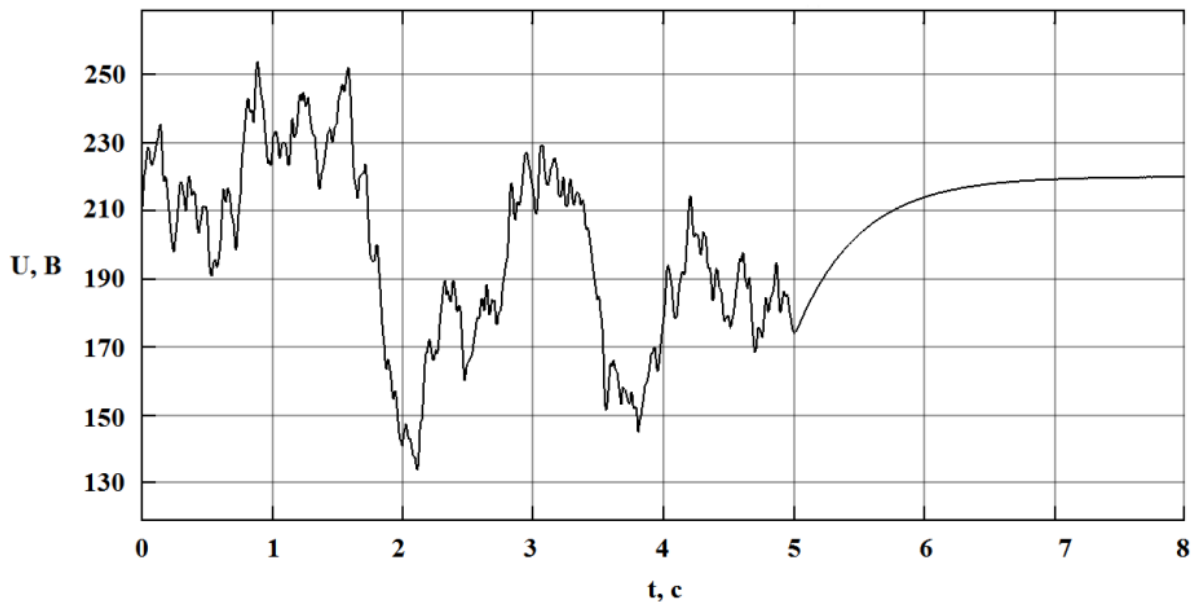


Рисунок 3.9 – Детектування та придушення хаотичного режиму роботи

На рисунку показано придушення СУ режиму хаотичних коливань. Усунення хаотичних коливань виконується зміною значення демпферного коефіцієнта генератора 2 шляхом заміни блоку 2 на блок 1. Для демпферних коефіцієнтів $D_1 = 6,51$ і $D_2 = 6,77$, моментів інерції роторів $J_1 = 1$ кг·м² і $J_2 = 4$ кг·м², ЕРС генераторів $E_1 = 1,424$ в. о., $E_2 = 1,413$ в.о., взаємної провідності Т-подібної схеми заміщення пасивної частини ДСЕ $B_{12} = 0,254$ в.о., доповнюючого кута $\alpha_{12} = 1,408$ рад. і відносного кута повороту ротора двох

генераторів $\delta_{12} = 0,267$ рад. після розрахунку згідно маємо $D_1 \in (1.69; 2.26)$ – інтервал значень демпферного коефіцієнта генератора 1 при незмінному значенні демпферного коефіцієнта D_2 . Для придушення хаотичних коливань значення демпферного коефіцієнта генератора 1 прийнято 2,2.

Після подачі керуючого сигналу хаотичні коливання напруги стабілізуються в діапазоні 210 – 230 В. Для фазної напруги лінії живлення 0,4 кВ даний діапазон значень відповідає нормам якості електроенергії. Таким чином, методика керування показує задовільні результати з детектування та придушення хаотичних коливань.

Висновки до розділу

1. Розглянуто причини відхилень напруги та частоти в ДЕТС з РГ та способи їх мінімізації. Розроблено методику детектування та придушення хаотичних коливань в ДЕТС з РГ, що враховує вимоги до показників якості електричної енергії.

2. Робота методики управління перевірені на прикладі ДЕТС з РГ житлових будинків за допомогою імітаційного комп'ютерного моделювання для наступних випадків: відхилення значення фазної напруги від гранично допустимого; відхилення частоти фазної напруги від гранично допустимої; режиму биття; хаотичного режиму. Результати моделювання для ДЕТС з РГ наступні. Діюче значення фазної напруги в точці підключення навантаження 182 В коригується до 218 В при підключенні КП потужністю 78 кВар, значення частоти регулюється від 50,6 Гц до 50,1 Гц при підключенні БН 26 кВт. При придушенні режиму биття і хаотичних коливань значення напруги стабілізується в діапазоні 210-230 В.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Аналіз заходів безпеки при роботі з електроустаткуванням

Струмоведучі частини електроустановки повинні бути недоступними для випадкового прямого дотику до них, а доступні для дотику відкриті її частини і сторонні провідні частини не повинні знаходитися під напругою, яка становить небезпеку ураження електричним струмом як у нормальному режимі роботи електроустановки, так і при пошкодженні її ізоляції. [11]

Для захисту від ураження електричним струмом при прямому дотику повинні застосовуватись, окремо або в поєднанні, такі основні заходи захисту:

- основна ізоляція струмоведучих частин;
- огорожі і оболонки;
- бар'єри;
- розміщення поза зоною досяжності;
- наднизька (мала) напруга. Для додаткового захисту від прямого дотику в електроустановках напругою до 1 кВ можуть застосовуватись ПЗВ.

Захист від прямого дотику не вимагається, якщо номінальна напруга не перевищує:

- 25 В змінного або 60 В постійного струму при застосуванні системи БННН, а також системи ЗННН у випадку, коли електрообладнання

експлуатується тільки в сухих приміщеннях і знаходиться в зоні дії системи зрівнювання потенціалів, а ймовірність контакту людини з частинами, які знаходяться під напругою, мала;

- 6 В змінного або 15 В постійного струму у всіх інших випадках.

Для захисту від ураження електричним струмом при непрямому дотику повинні застосовуватись, окремо або в поєднанні, такі заходи захисту:

- захисне заземлення;
- автоматичне вимикання живлення;

- зрівнювання потенціалів;
- вирівнювання потенціалів;
- подвійна або посилена ізоляція;
- захисний електричний поділ кіл;
- ізолюючі (непровідні) приміщення, зони, площадки;
- наднизька (мала) напруга.

Захист від непрямого дотику слід виконувати в усіх випадках, якщо напруга електроустановці перевищує 50 В змінного і 120 В постійного струму. В приміщеннях з підвищеною небезпекою, в особливо небезпечних і в зовнішніх установках виконання захисту від непрямого дотику може знадобитися при більш низьких напругах, наприклад: 25 В змінного і 60 В постійного струму або 12 В змінного і 30 В постійного струму за наявності відповідних вимог до конкретних електроустановок або електроприймачів.

Заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути передбачені в електроустановці чи її частині або застосовані до окремих електроприймачів і можуть бути реалізовані при виготовленні електрообладнання, або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках. Застосування двох і більше заходів захисту в електроустановці не повинно чинити взаємного впливу, що знижує ефективність кожного з них.

Для захисного заземлення електроустановок можуть бути використані штучні і природні заземлювачі. В першу чергу слід використовувати природні заземлювачі. Якщо при використанні природних заземлювачів опір заземлювальних пристроїв задовольняє пред'явлені до них вимоги, то виконання штучних заземлювачів в електроустановках напругою до 1 кВ не обов'язкове. Використання природних заземлювачів як елементів заземлювальних пристроїв не повинно приводити до їх ушкодження при протіканні по них струмів короткого замикання або до порушення роботи пристроїв, з якими вони зв'язані.

Для заземлення в електроустановках різних призначень і напруг, територіально зближених, необхідно, як правило, застосовувати один спільний заземлювальний пристрій.

Заземлювальний пристрій, який використовується для заземлення електроустановок одного або різних призначень і напруг, повинен задовольняти усі вимоги, висунуті до заземлення цих електроустановок: захист людей від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції; умови режимів роботи мереж; захист електрообладнання від перенапруги; електромагнітну сумісність комп'ютерних і мікропроцесорних систем, РЗА і АСУ ТП, які застосовуються у цих електроустановках, тощо - протягом усього періоду експлуатації. В першу чергу повинні дотримуватись вимоги, висунуті до захисного заземлення.

При виконанні незалежного окремого заземлювача для функціонального заземлення за умовами роботи інформаційного або іншого чутливого до впливу перешкод устаткування повинні бути вжиті спеціальні заходи захисту від ураження електричним струмом, які виключають одночасний дотик до частин, що можуть при ушкодженні ізоляції опинитися під небезпечною різницею потенціалів.

Для об'єднання заземлювальних пристроїв різних електроустановок в один спільний заземлювальний пристрій можуть бути використані природні і штучні заземлювальні провідники при їх кількості не менше двох.

Необхідні значення напруг дотику і опорів заземлювальних пристроїв при стіканні з них струмів замикання на землю і струмів витоку повинні бути забезпечені при найбільш несприятливих умовах у будь-яку пору року.

При визначенні опору заземлювальних пристроїв повинні враховуватися штучні і природні заземлювачі. При визначенні питомого опору землі за розрахункове слід приймати його сезонне значення, яке відповідає найбільш несприятливим умовам. Заземлювальні пристрої повинні бути механічно міцними та динамічно стійкими до струмів замикання на землю і не повинні термічно ушкоджуватись за час їх

протікання. Матеріал і переріз заземлювачів повинні забезпечувати їх стійкість до корозії на весь період експлуатації.

Електроустановки напругою до 1 кВ житлових, громадських і промислових будинків, приміщень для утримування тварин і зовнішніх установок повинні, як правило, отримувати живлення від джерела з глухозаземленою нейтраллю із застосуванням системи заземлення TN. Вимоги до вибору системи TN-C, TN-S, TN-C-S для конкретних електроустановок подаються у відповідних главах ПУЕ.

TN-S система заземлення – нульовий робочий та нульовий захисний провідники працюють окремо в усій системі. TN-C-S система заземлення – функції нульового робочого та нульового захисного провідників об'єднані в одному провідникові в частині мережі.

TN-C система заземлення – функції нульового робочого та нульового захисного провідників об'єднані в одному провідникові в усій мережі.

ІТ-система заземлення – мережа живлення системи ІТ не має безпосереднього зв'язку струмовідних частин з землею, а відкриті струмопровідні частин електроустановки заземлені.

L – фазний провідник.

N – нульовий робочий провідник.

PE – нульовий захисний провідник.

PEN – об'єднаний нульовий робочий та захисний провідник.

Для захисту від ураження електричним струмом при непрямому дотику в електроустановках із системою TN повинно виконуватися автоматичне вимикання живлення відповідно до підрозділу 1.4. На повітряних лініях мереж з системою TN повинно виконуватись повторне заземлення PEN-провідника відповідно до вимог підрозділу 1.6. Рекомендується також виконувати повторне заземлення PEN (PE) – провідника на вводі в електроустановки будинків згідно з підрозділом 1.6. В середині великих і багатоповерхових будинків аналогічну функцію виконує зрівнювання

потенціалів шляхом приєднання нульового захисного провідника до головної заземлювальної шини.

4.2 Нормативні вимоги щодо проектування об'єктів енергетики

Заходи щодо підвищення стійкості об'єктів енергетики здійснюють відповідно до вимог Норм проектування інженерно-технічних заходів, які починають діяти після прийняття постанови урядом. Вимоги норм призначені для того, щоб в умовах НС:

- забезпечити захист населення та знизити масштаби руйнувань (пожеж, затоплень, заражень);
- підвищити стійкість роботи об'єктів господарювання і галузей економіки;
- створити умови для успішного проведення робіт з ліквідації наслідків НС.

Вимоги норм проектування реалізують під час проектування та забудови міст, будування нових промислових підприємств, об'єктів енергетики, транспортних систем, систем водо- та газопостачання, а також під час їх реконструкції.

Головним документом, відповідно до якого слід планувати та здійснювати інженерно-технічні заходи цивільного захисту (ІТЗ ЦЗ) є «Будівельні норми і правила» (БН і П 2.00.05-90), а також «Загальні вимоги до розвитку і розміщення потенційно небезпечних виробництв з урахуванням ризику надзвичайних ситуацій техногенного походження» (Київ, НАН України, 1995). Запровадження норм проектування ІТЗ ЦЗ здійснюється диференційовано з урахуванням ролі і важливості міст і об'єктів економіки. Для цього міста поділяють на групи, а об'єкти – на категорії за такою класифікацією: міста: «Особливої групи», I, II та III груп; об'єкти господарювання: «Особливої важливості», I та II категорій. Об'єкти атомної енергетики виділяють в окрему групу.

Для «категорійних» міст і об'єктів з метою реалізації ІТЗ встановлено дві зони: можливих слабких руйнувань, де очікується (за прогнозом) надмірний тиск у фронті повітряної УХ $P_{\phi} = 10\text{--}30$ кПа; можливих сильних руйнувань, у межах якої очікується $P_{\phi} 30$ кПа.

Межа зони сильних руйнувань для міст «особливої», I, II, III груп пролягає в межах проектної забудови міста (ПЗМ), а зони слабких руйнувань – на відстані 7 км від межі проектної забудови міста (ПЗМ приймають відповідно до затвердженого генерального плану забудови на розрахунковий період). Для об'єктів «особливої важливості» межа зони сильних руйнувань пролягає на відстані 3 км від межі проектної забудови об'єкта; слабких – 10 км

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Для моделювання ДЕТС з РГ житлових обрано двомашинну ЕТС. Виконано деталізацію навантаження та основних елементів електротехнічної системи, виконано розрахунок значень параметрів їх схем заміщення. На підставі результатів розрахунку в програмному пакеті SymPowerSystems (MatLab) розроблено комп'ютерні моделі ДЕТС з РГ житлових будинків.

2. Заданим активним потужностям синхронних генераторів, 36,5 кВт і 91,3 кВт, відповідають кути навантаження $29,7^\circ$ і $31,7^\circ$, повні потужності генерації 45,7 кВА і 114,1 кВА; перетік потужності по міжсистемному зв'язку (обмінна потужність) становить 22,8 кВА і споживається навантаженням 9 житлових будинків; фазний струм у фідері 9 житлових будинків дорівнює 98,9 А, у фідері 12 житлових будинків дорівнює 131,7 А; фазний струм у відгалуженні на навантаження 4 житлових будинків дорівнює 26,3 А.

3. Коефіцієнти спотворення синусоїдальності кривої по напрузі і по струму складають відповідно 8,88 % і 21,67 %. Спектр гармонічних складових напруги представлений в основному непарними гармоніками 3 (7,31 %), 5 (1,58 %), 7 (3,16 %), 9 (0,39 %), 11 (1,98 %), 13 (0,24 %) порядків. Спектр гармонічних складових струму представлений в основному непарними гармоніками 3 (16,50 %), 5 (8,88 %), 7 (5,81 %), 9 (6,07 %), 11 (5,53 %), 13 (2,64 %) порядків.

4. Розглянуто причини відхилень напруги та частоти в ДЕТС з РГ та способи їх мінімізації. Запропоновано методику детектування та придушення хаотичних коливань в ДЕТС з РГ, що враховує вимоги до показників якості електричної енергії.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Шендрик, С. О.; тимчук, С. О.; Шендрик, В. В. Прогнозування електроспоживання при управлінні гібридною електромережею з відновлювальним джерелами енергії. Міністерство освіти і науки України, 2019, 51.
2. Кириленко, О., Рибіна, О. і Танкевич, С. 2016. Методологія розроблення мультиагентних систем керування в електроенергетиці. Технічна електродинаміка. 4 (Чер 2016), 059. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2016.04.059>.
3. Денисюк С.П., Таргонський В.А., Артем'єв М.В. Локальні електроенергетичні системи з активним споживачем: методи побудови та алгоритми їх функціонування. Науково-технічна конференція ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА. – конференція молодих дослідників-студентів та аспірантів – 24-25 квітня 2019 року.
4. Dimitrije Kotur, Nikola Rajakovic. Optimal reconfiguration of distribution network with participation of distributed electricity prosumers. Power Systems Department, University of Belgrade, School of Electrical Engineering, Belgrade, Serbia, 2016.
5. Aleksandr Kirilenko, Serhii Denysiuk Modern Tendencies of Conclusion and Management modes of Electroenergy Networks. Energy saving. Power engineering. Energy audit, №9, vol.2, September 2018.
6. Serhiy Babiuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Yaroslav Osadtsa. Algorithms for automatic of metrological characteristics of transducers. Scientific Journal of TNTU. - 2022. - Vol. 107. P. 67-75
7. Anatolii Lupenko. Buck converter with magnetic-coupled inductors for power factor corrector. Computational Problems of Electrical Engineering. 2022. Vol 12, No. 1. P. 22-29.

8. Sandels, C. Modeling office building consumer load with a combined physical and behavioral approach: Simulation and validation / C. Sandels, D. Broden, J. Widen, L. Nordstrom, E. Andersson. - DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.141 // Applied Energy. – 2016. – Vol. – 162. – P. 472–485.

9. Коваль Вадим, Оробчук Богдан, Буняк Олег, Гетманюк Володимир. Робота фотоелектричної станції на основі гібридного інвертора з різною ємністю системи накопичення електроенергії. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical sciences, [S. l.], v. 343, n. 6(1), p. 208–214, 2024. DOI: 10.31891/2307-5732-2024-343-6-32.

10. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.

11. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього рівня „бакалавр”. Для студентів всіх форм навчання рівень вищої освіти перший (бакалаврський) / укл. : О. Я. Гурик , І. Б. Окіпний. – Тернопіль : ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. - 20 с.

12.