

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Навчально-науковий інститут інженерії та технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ **О. КОЛЛАРОВ**
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ____ » _____ 2025 р.

Кваліфікаційна робота
бакалавра

на тему Розробка методів підвищення стійкості розподільних мереж при
роботі з електроустановками зі змінним режимом навантаження

Виконав студент 4 курсу, групи ГЕМЗ-21
(шифр групи)

спеціальності підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(шифр і назва спеціальності підготовки)

та електромеханіка»

Захар КОРОТЧУК

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Керівник

ст.викл. Е. НЕМЦЕВ

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Рецензент

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Нормоконтроль:

Е. НЕМЦЕВ

(підпис)

(дата)

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент

(підпис)

(дата)

ДРОГОБИЧ – 2025

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**

Навчально-науковий інститут інженерії та технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

«_____» _____ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Захару КОРОТЧУКУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Розробка методів підвищення стійкості розподільних мереж при роботі з електроустановками зі змінним режимом навантаження

керівник роботи Едуард НЕМЦЕВ

(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 10 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи:

Номинальна напруга розподільної мережі – 10 кВ. Номинальна частота живлення – 50 Гц. Потужність трансформаторної підстанції – 2000 кВА.

Номинальна напруга з боку НН трансформатора – 0,4 кВ. Напруга короткого замикання трансформатора – 6%. Активний опір обмотки ВН – 0,2 Ом.

Індуктивний опір обмотки ВН – 0,55 Ом. Активний опір обмотки НН – 0,004

Ом. Індуктивний опір обмотки НН – 0,011 Ом. Потужність короткого

замикання у точці приєднання – 180 МВА. Довжина кабельної лінії до електроустановок – 600 м. Перетин кабелю – 150 мм². Матеріал жил кабелю –

мідь. Характер змінних режимів роботи електроустановок: триразові пуски

двигунів протягом години, максимальне споживання потужності до 120% від номінальної протягом 10 хвилин, мінімальне споживання 30% від

номінальної протягом 6 годин. Активна потужність базового навантаження – 1,1 МВт. Реактивна потужність базового навантаження – 0,85 Мвар. Частка

електродвигунів у навантаженні – 65%.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. Огляд особливостей роботи розподільних мереж при змінних режимах роботи електроустановок.

2. Теоретичний аналіз впливу змінних режимів електроустановок на стійкість електричних мереж.

3. Розрахунок параметрів стійкості розподільної мережі при змінних режимах роботи електроустановок.

4. Моделювання ефективності методів підвищення стійкості розподільних мереж при несталих режимах роботи електроустановок.

5. Огляд питань безпечної експлуатації електроустановок.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, якщо передбачається)

Одинадцять слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 5	Е. НЄМЦЕВ, ст. викл.		
Нормоконтроль	Е. НЄМЦЕВ, ст. викл.		

7. Дата видачі завдання 28 квітня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	28.04.25 – 05.05.25	
2.	Розділ 2	06.05.25 – 13.05.25	
3.	Розділ 3	14.05.25 – 21.05.25	
4.	Розділ 4	22.05.25 – 30.05.25	
5.	Розділ 5	31.05.25 – 10.06.25	

Студент _____
(підпис)

Захар КОРОТЧУК _____
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Едуард НЄМЦЕВ _____
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Захар КОРОТЧУК. Розробка методів підвищення стійкості розподільних мереж при роботі з електроустановками зі змінним режимом навантаження / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього рівня «бакалавр» за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – ДВНЗ ДонНТУ, Дрогобич, 2025.

Дипломна робота складається зі вступу, основної частини, яка включає чотири розділи, висновків, списку використаної літератури та додатків.

У вступі сформульовано актуальність проблеми забезпечення стійкості розподільчих мереж за умов змінного режиму роботи електроустановок, визначено мету, завдання, об'єкт і предмет дослідження.

У першому розділі представлено систематизований огляд топологічних конфігурацій і структурних рішень розподільчих мереж, що впливають на їх стійкість у динамічних умовах навантаження. Розглянуто часову варіативність навантаження, проаналізовано типові порушення напруги та частоти, спричинені коливаннями потужності споживання, а також схарактеризовано можливості регулювання потоків потужності за допомогою перемикачів під навантаженням.

У другому розділі виконано теоретичний аналіз впливу змінного режиму навантаження на стійкість електричних мереж. Розкрито сутність малих сигналів та перехідної стійкості, сформульовано відповідні критерії для систем з реактивними коливаннями, досліджено роль генерації та споживання реактивної потужності у формуванні запасу стійкості. В якості аналітичного апарату застосовано методи нелінійного аналізу динамічних систем.

У третьому розділі здійснено розрахунок спектра власних значень моделі RLC, що еквівалентно описує локальну ділянку мережі. Оцінено коефіцієнти демпфування, власні частоти, критичний час усунення несправностей та гранично допустиму їх тривалість. Проведено аналіз показника відновлення напруги та обґрунтовано вимоги до реактивного резерву. Результати візуалізовано у вигляді часових і фазових графіків.

У четвертому розділі реалізовано моделювання ефективності технічних рішень підвищення стійкості мережі. Розглянуто дію статичних компенсаторів, моделювання узгодженого індуктивно-ємнісного регулювання в умовах коливального навантаження, а також вплив акумуляторних систем накопичення енергії на динамічне балансування режимів. Проведено порівняльний аналіз показників стійкості для різних структур керування.

Ключові слова: розподільча мережа, змінне навантаження, спектр власних значень, коефіцієнт демпфування, перехідна стійкість, реактивна потужність, автоматичне резервування, індекс відновлення напруги, RLC-модель, компенсатор, накопичувач енергії, моделювання

ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП	8
1 ОГЛЯД ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ПРИ ЗМІННИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	10
1.1 Огляд структури та конфігурації розподільчих мереж, що впливають на її стійкість при змінних режимах роботи навантажень	10
1.2 Характеристика змінності роботи навантаження в часі	13
1.3 Відхилення напруги та частоти при коливаннях попиту на потужність	17
1.4 Керування потоками активної та реактивної потужності за допомогою регуляторів перемикачів під навантаженням	22
2 ТЕОРЕТИЧНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ЗМІННИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НА СТІЙКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	26
2.1 Формулювання стійкості за малих сигналів при незначних збуреннях	26
2.2 Визначення критеріїв стійкості до перехідних процесів та динаміки великих збурень	30
2.3 Вплив генерації та споживання реактивної потужності на стабільність роботи електричних мереж	34
2.4 Оцінка запасу стійкості за допомогою методів нелінійного аналізу динамічних систем	38
3 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СТІЙКОСТІ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ У ЗМІННИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	42
3.1 Виведення спектрів власних значень з еквівалентної моделі RLC мережі	42

3.2 Оцінка коефіцієнтів демпфування та власних частот коливань	46
3.3 Визначення критичного часу усунення та максимально припустимої тривалості несправностей	48
3.4 Розрахунок індексу відновлення напруги та вимог до реактивного резерву	51
3.5 Висновки по розділу	54
4 МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ У НЕСТАБІЛЬНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	56
4.1 Моделювання впливу статичних компенсаторів на демпфування	56
4.2 Моделювання впливу узгодженого керування індуктивно- емнісною компенсацією на режим розподільної мережі в умовах коливального навантаження	62
4.3 Інтеграція розподіленого накопичення енергії для динамічної підтримки роботи мережі	67
4.4 Порівняльний аналіз показників покращення стійкості мережі	71
ВИСНОВКИ	76
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	78
ДОДАТОК А. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА	81
ДОДАТОК Б. ОГЛЯД ПИТАНЬ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	88
ДОДАТОК В. ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА	95

ВСТУП

Структура та конфігурація розподільчої мережі за змінних умов навантаження визначає межі, в яких система може витримувати відхилення напруги, струму та значення потужності без втрати стійкості.

В Україні проектування та експлуатація розподільчих мереж регулюються ДСТУ 3138-95, Кодексом електроенергетики України та Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), які в сукупності визначають структурну конфігурацію мереж, параметри струмопроводів, допустимі відхилення напруги та обов'язкові до використання захисні пристрої. Кожна розподільча мережа складається з взаємопов'язаних ділянок ліній, комутаційних елементів, підстанцій та блоків компенсації реактивної потужності, просторове розташування та параметри яких визначають динамічні характеристики всієї системи.

Окрім електричних параметрів, стійкість мережі суттєво залежить від її конфігурації (довжин ліній, просторового розміщення автоматичних вимикачів та секційних пристроїв, наявності резервних маршрутів живлення). Вимикачі навантаження та автоматичні вимикачі дозволяють здійснювати секційне відключення під час виникнення коротких замикань без відключення «великих» ділянок. Координація пристроїв перемикачів має вирішальне значення для підтримки селективності та обмеження поширення коротких замикань й безпосередньо впливає на відновлення живлення після аварійної ситуації та працездатність системи.

В Україні оцінка роботи електричних навантажень регулюється нормативними положеннями відповідного кодексу, методичними рекомендаціями щодо прогнозування навантаження розподільчих систем (постанова НКРЕКП) та Державними стандартами щодо вимірювання та прогнозування споживання електричної енергії. Змінність навантаження відображає часову структуру споживання активної та реактивної

потужності в різних секторах (житловому, комерційному, промисловому) та поділяється на «визначені» та «випадкові» складові. «Визначені» коливання зазвичай викликані циклічною поведінкою навантаження, пов'язаними з часом доби та порою року, тоді як «випадкові» складові виникають через непередбачувану поведінку споживачів, «випадкове» перемикання обладнання та ймовірнісні коливання виробки енергії в розподілених джерелах генерації.

Мета роботи – дослідити вплив змінних режимів роботи електроустановок на стійкість розподільчих електричних мереж та розробити ефективні методи підвищення їх стійкості.

Завдання роботи:

- здійснити огляд топології та конфігурації розподільчих мереж і визначити чинники, що впливають на їхню стійкість при змінних режимах навантаження,
- проаналізувати часові закономірності зміни навантаження та їх вплив на напругу і частоту в мережі,
- сформулювати математичні моделі стійкості за малих та великих збурень, визначити критерії динамічної стабільності систем,
- розрахувати спектри власних значень, коефіцієнти демпфування, критичний час усунення порушень та вимоги до реактивного резерву на основі еквівалентної моделі мережі,
- реалізувати комп'ютерне моделювання впливу статичних компенсаторів, індуктивно-ємнісної компенсації та накопичувачів енергії на стабільність роботи мережі.

Об'єкт дослідження – розподільчі електричні мережі середньої напруги, що функціонують при наявності споживачів зі змінним навантаженням.

Предмет дослідження – процеси порушення та відновлення стійкості режиму роботи розподільчих мереж в умовах змінного навантаження та технічні засоби забезпечення стабільності.

1 ОГЛЯД ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ПРИ ЗМІННИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

1.1 Огляд структури та конфігурації розподільчих мереж, що впливають на її стійкість при змінних режимах роботи навантажень

Кожна ділянка лінії електричної мережі характеризується своїм електричним опором, що складається з активного та індуктивного опору, які визначають комплексний опір, Ом [1]:

$$Z = R + jX \quad (1.1)$$

де R – активний опір, Ом,

X – індуктивний опір, Ом.

Зазначені опори визначаються типом провідника, його матеріалом та способом прокладання. Активний опір збільшується з довжиною та температурою провідника, безпосередньо впливаючи на втрати енергії та падіння напруги, тоді як індуктивний опір впливає на здатність системи придушувати/підсилювати коливальні перехідні процеси.

Для оцінки стійкості та працездатності всієї системи дані опори включаються до матриці вузлової провідності Y , що визначає співвідношення між вектором струму та вектором вузлової напруги [1]:

$$I = Y \cdot U \quad (1.2)$$

де I – вектор струму, А,

Y – матриця провідності, См,

U – вектор напруги, В.

Стійкість мережі за змінних навантажень або несправностей визначається власними значеннями матриці $A = Y^{-1} \cdot Z$, дійсні компоненти якої визначають затухання перехідних режимів, а уявні компоненти стосуються власних частот коливань.

Розподільні підстанції, що слугують з'єднувальними вузлами між високовольтним, середньо- та/або низьковольтними рівнями, проектується відповідно до ДСТУ і зазвичай оснащені силовими трансформаторами з перемикачами напруги під навантаженням (РПН). Ці пристрої автоматично регулюють вихідну напругу у відповідь на зміни на стороні високої напруги або зміни навантаження. Регулювання напруги визначається величиною загального відхилення напруги, яке можна описати рівнянням, В [1]:

$$\Delta U = \Delta N \cdot t_{\text{крок}} \cdot U_n \quad (1.3)$$

де ΔN – кількість відгалужень пристрою РПН,

$t_{\text{крок}}$ – величина зміни напруги на відгалуження, у.о. або %,

U_n – номінальна напруга, В.

Пристрої керування РПН працюють у режимі замкнутого циклу керування на основі вимірювань вторинної напруги в реальному часі, зазвичай із зоною нечутливості $\pm 0,5\%$ та часовою затримкою, щоб уникнути зайвих коливань перемикачів. Здатність підтримувати стабільність напруги локально покращує глобальну реакцію системи на зміни навантаження або непередбачувані ситуації [1].

Здатність кожного вузла витримувати коротке замикання оцінюється відповідно до ДСТУ, який визначає методи обчислення струмів короткого замикання. Для симетричних трифазних коротких замикань початковий струм короткого замикання розраховується за залежністю, А [1]:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_n}{Z_{\text{кз}}} \quad (1.4)$$

де Z_{K3} – еквівалентний опір у місці виникнення несправності (K3), Ом.

Значення Z_{K3} можна отримати знаючи конфігурацію мережі та параметри трансформатора з урахуванням внеску загального опору джерела та розподіл опорів по мережі.

Регулювання напруги та динамічна стабільність також залежать від наявності, працездатності та ефективності систем компенсації реактивної потужності, які можуть складатися з блоків конденсаторних батарей та/або динамічні пристроїв компенсації. Згідно з ДСТУ коефіцієнт потужності не повинен бути нижчим 0,9 для промислових споживачів. Конденсаторні батареї приєднуються поступово в залежності від рівня напруги та потреби в реактивній потужності. На відміну від цих пристроїв активні компенсатори «вводять» реактивний струм за допомогою перетворювачів джерела напруги, які реагують на миттєві відхилення напруги. Введений струм є пропорційним відхиленню/падінню напруги, а закони керування налаштовуються на максимальне демпфування під час виникнення збурень.

Конфігурація розподільчої мережі не є «статичною» – вона розвивається шляхом інтеграції пристроїв розподіленої генерації, засобів накопичення енергії та впровадження пристроїв автоматизації. Національна політика модернізації електричних мереж України визначається «Енергетичною стратегією 2035» визначає дорожню карту розвитку «розумних мереж», сприяє розширенню більш приданих до певних умов конфігурацій для підтримки їх працездатності в змінних режимах роботи. Це вимагає, щоб усі структурні компоненти мереж – лінії, трансформатори, регулятори та компенсатори – були проаналізовані не лише за їх номінальними параметрами, але й за їх динамічними характеристиками та відгуком за збурення [2].

Отже, з точки зору стабільності роботи електричної мережі, її структурну конфігурацію слід розглядати як багаторівневу, чутливу до

параметрів систему. Така оцінка повинна включати розрахунок опору ліній, визначення матриць провідностей, оцінку динамічного керування напругою, аналіз реакцій мережі на несправності та забезпечення відповідності вимогам ДСТУ та ПУЕ. Такий комплексний підхід гарантує, що мережа може підтримувати нормативні запаси працездатності навіть за екстремальних режимів зміни електричних навантажень та змін у поведінці джерел електропостачання.

1.2 Характеристика змінності роботи навантаження в часі

В умовах експлуатації, що характеризуються коливаннями попиту на електричну енергію, точне відображення змінності навантаження є важливим для аналізу та контролю стабільності розподільчої мережі.

Добова мінливість електричного навантаження суттєвим чином залежить від складу та поведінки кінцевих споживачів і демонструє чіткі закономірності залежно від рівня напруги та експлуатаційних характеристик. Для розподільчих мереж середньої напруги, що живлять житлові райони, типовий добовий графік виокремлює ранковий пік між 7:00 та 10:00, фазу плато вдень та переважаючий вечірній пік між 18:00 та 22:00, де активне навантаження може досягати значень, у 1,5–2,0 рази вищі за добовий мінімум споживання. Дану поведінку можна формально представити за допомогою нормалізованого значення миттєвого споживання активної потужності протягом дня, Вт [3]:

$$P_d(t) = P_{\text{сер.доб.}} \cdot [1 + \alpha \cdot \cos(\omega t + \phi)] \quad (1.5)$$

де $P_{\text{сер.доб.}}$ – середньодобове споживання потужності, Вт,

α – амплітуда модуляції,

ω – кутова частота, що відповідає 24-годинному періоду, рад/год.,

ϕ – фазовий зсув, радіан.

Споживання реактивної потужності зазвичай відповідає подібній, але менш вираженій кривій через переважання активних навантажень та високий рівень компенсації. Для промислових підприємств графіки навантажень демонструють періодичність, що залежить від технологічного процесу, пов'язану з експлуатаційними змінами, що зазвичай формує «прямокутні хвилі» з різкими переходами.

Сезонна мінливість споживання виникає через кліматичні впливи та є особливо вираженою в континентальному кліматі України, який створює високі навантаження на опалення взимку та навантаження на охолодження влітку. В житловому секторі зимові піки в січні та лютому призводять до збільшення попиту на активну потужність через електричне опалення, тоді як літні піки в липні та серпні пояснюються активною роботою систем кондиціонування повітря. Для кількісного визначення сезонних змін вводиться поняття місячного коефіцієнта навантаження, що розраховується за залежністю [3]:

$$k_{\text{міс.}} = \frac{P_{\text{сер.міс.}}}{P_{\text{max}}} \quad (1.6)$$

де $P_{\text{сер.міс.}}$ – середньомісячне споживання потужності, Вт,

P_{max} – річне пікове споживання, Вт.

Згідно зі статистичними відомостями регіональних операторів розподільчих мереж (обленерго), значення $k_{\text{міс.}}$ коливається в межах 0,65 – 0,85 для житлового сектору та 0,75 – 0,95 для промислових підприємств. Сезонна компенсація реактивної потужності ускладнюється температурною залежністю роботи пристроїв та погіршенням характеристик конденсаторів у холодних умовах, що вимагає активного

керування конденсаторними батареями та додаткових пристроїв реактивної підтримки згідно з ДСТУ та ПУЕ.

Випадкові компоненти активного навантаження моделюються за допомогою ймовірнісних підходів, таких як регресивні стохастичні моделі або марковські процеси, де ймовірності переходів відображають динаміку перемикачів у реальному часі. Аналогічні формулювання застосовуються для реактивної потужності. Дані моделі є важливими для проектування адаптивних систем керування мережею та оцінки найгірших сценаріїв їх роботи [4].

Графік повного навантаження розподільчої мережі – це алгебраїчна сума всіх потреб споживачів, включаючи випадкові та періодичні компоненти. Математично (для активної потужності) це можна виразити залежністю, Вт [3]:

$$P_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^N [P_{\text{доб.}i}(t) + P_{\text{сез.}i}(t) + \Delta P_{\text{вип.}i}(t)] \quad (1.7)$$

де N – кількість досліджуваних навантажень, шт.,

$P_{\text{доб.}i}(t)$ – добова зміна i -го навантаження, Вт,

$P_{\text{сез.}i}(t)$ – сезонна зміна i -го навантаження, Вт,

$\Delta P_{\text{вип.}i}(t)$ – випадкове відхилення i -го навантаження, Вт.

Аналогічні вирази застосовуються для реактивної потужності. Взаємозв'язок між змінністю навантаження та вузловими напругами встановлюється за допомогою стандартних рівнів потоків навантаження згідно з ДСТУ та реалізується з використанням спеціальних методів швидкого розв'язання.

Форма та графік потужності визначають навантаження, що фіксується регулятором напруги та впливає на поведінку пристроїв РПН під час перемикачів між відгалуженнями. Швидкі зміни напруги можуть

викликати часті перемикання між відгалуженнями, що скорочує термін служби механічних пристроїв РПН та погіршує якість регулювання напруги, впливаючи таким чином на стабільність функціонування мережі та вимагаючи запровадження стратегій зменшення негативних наслідків, таких як реагування на попит або системи накопичення електричної енергії. Характер та передбачуваність змінності навантаження безпосередньо впливає на запас статичної та динамічної стійкості в розподільчих системах. Високий ступінь мінливості та змін може призвести до високоамплітудних коливань напруги та неспровокованого спрацювання систем захисту. Згідно з розділом 1.5 ПУЕ, відхилення напруги в будь-якій точці споживання повинно залишатися в межах норми $\pm 5\%$ за нормальної експлуатації та в межах $\pm 10\%$ під час аварійних/непередбачуваних ситуацій. Забезпечення цього вимагає застосування моделей прогнозування, що налаштовуються на історичних даних вимірювань, погодних кореляцій та ймовірнісної поведінки споживачів, що відображають демографічні, кліматичні та економічні особливості [4].

Отже, мінливість навантаження в розподільчих мережах демонструє різнопланову поведінку споживачів з розподіленими добовими та сезонними закономірностями, що накладаються на випадкові коливання попиту. Точна характеристика такої мінливості є основою для надійного планування, моделювання та роботи електричних систем у реальному часі.

1.3 Відхилення напруги та частоти при коливаннях попиту на потужність

Відхилення напруги та частоти при наявності коливань попиту на електричну енергію є критичним параметром стабільності функціонування розподільчої мережі, особливо в умовах експлуатації, що характеризуються динамічною поведінкою навантаження та переривчастою генерацією. Вітчизняна нормативно-правова база визначає допустимі межі коливань напруги та частоти, які визначають нормативні критерії для оцінки та контролю якості електричної енергії. Напруга та частота згідно даних документів повинні постійно підтримуватися в межах суворих діапазонів допусків, оскільки навіть короточасні відхилення можуть поставити під загрозу стабільність роботи системи, спричинити ненавмисні відключення та пошкодити чутливе до коливань напруги обладнання. Складність підтримки цих параметрів виникає через нелінійну залежність змінних стану мережі як від активної, так і від реактивної потужності, особливо за умов коливань споживання та/або виробництва.

Стаціонарне значення напруги на розподільній лінії безпосередньо залежить від потоків активної та реактивної потужності вздовж лінії. Відхилення напруги від номінального значення може бути визначено наступним рівнянням, В [5]:

$$\Delta U = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U_{\text{ном.}}} \quad (1.8)$$

де $U_{\text{ном.}}$ – номінальна величина напруги живлення, В.

Даний вираз може бути застосовано до систем низької та середньої напруги за умови збалансованого навантаження та підкреслює домінуючий вплив реактивної потужності в мережах середньої напруги. Відхилення напруги за межі встановлених норм призводять до невідповідності ДСТУ та вимагають запровадження коригувальних дій за допомогою систем регулювання.

Динамічні зміни навантаження, особливо ті, що протікають з високою швидкістю, викликають перехідні провали або зростання напруги, які не можуть бути поліпшені за рахунок повільно реагуючих перемикаючих пристроїв.

Перемикачі відгалужень під навантаженням (РПН) працюють на основі виявлення відхилення напруги та наявності «зони нечутливості» та змінюють коефіцієнт трансформації відповідно до залежності [5]:

$$U_2 = U_1 \cdot \frac{N_2}{N_1} \quad (1.9)$$

де U_2 – вторинна напруга, В,

U_1 – первинна напруга, В,

N_1, N_2 – кількість витків у первинній та вторинній обмотках відповідно.

Робота пристрою РПН має певні обмеження функціонування: час затримки 30-60 секунд між кроками перемикання, механічна затримка перемикання 1-2 секунди для обмеження зносу контактора. У міських мережах типова реакція пристрою РПН достатня для щоденних коливань навантаження, але недостатня для мілісекундних коливань, які можуть бути викликані раптовим масовим заряджанням електромобілів або різким підвищення виробки енергії фотоелектричними станціями при роботі в «точці максимальної потужності». У цих випадках швидкодіюче регулювання напруги досягається за допомогою статичних компенсаторів або динамічних відновлювачів напруги, які здатні «подавати» компенсуючу напругу протягом 10-50 мілісекунд [6].

Відхилення частоти є проявом миттєвого дисбалансу потужності на системному рівні. Динамічний зв'язок між частотою та дисбалансом активної потужності виражається рівнянням коливань частоти, Гц/с [5]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2H \cdot f_{\text{ном.}}} \quad (1.10)$$

де ΔP – нев’язка активної потужності, Вт,

H – стала інерції енергосистеми, для об’єднаної енергетичної системи України величина $H \approx 4,5 - 6,0$ с.

$f_{\text{ном.}}$ – номінальна частота, Гц.

Залежно від конструкції та конфігурації з’єднання синхронних машин швидкість зміни частоти зазвичай обмежена значенням $\pm 0,2$ Гц/с. Однак у зонах малорозвиненого розподілу, таких як «острівні» мікромережі з переважно розподіленою генерацією, ефективне значення H падає нижче 1 с, і навіть незначний дисбаланс навантаження викликає критичну зміну значення частоти. ДСТУ та ПУЕ обмежують допустимі коливання частоти до $\pm 1\%$ Гц протягом 95% роботи, тоді як миттєві відхилення частоти не повинні перевищувати $\pm 2\%$ під час перехідних процесів [7–9].

Системи захисту, що спираються на порогові значення частоти, такі як скидання навантаження при зниженій частоті (СНЗЧ) або відключення генерації при критичному підвищенні частоті, налаштовуються на задані значення частоти та часові затримки. Типова поведінка захисту від падіння частоти ініціює відключення мережі, коли вона (частота) стає нижчою за 48,8 Гц і триває більше 1 секунди. Удосконалені схеми захисту мають пристрої визначення швидкості зміни частоти з подачею сигналів на відключення в тих випадках, коли $\left| \frac{df}{dt} \right| > 1,0$ Гц/с, що реалізується за допомогою цифрових захисних реле. Відхилення частоти безпосередньо впливає на напругу синхронних генераторів, оскільки керування збудженням реагує на зміну кута потужності, залежні від навантаження, змінюючи внутрішні значення ЕРС та генерацію напруги. Одночасна наявність нестабільності напруги та частоти створює складні взаємодії.

Так, падіння напруги в слабокомпенсованих мережах може призвести до відключення інверторів і зниження розподіленої генерації, що, у свою чергу, збільшує навантаження на мережу та викликає відхилення частоти. Миттєвий дисбаланс навантаження мережі за таких умов визначається як величина «чистого» споживання активної потужності в момент часу t . В умовах високої мінливості потужності розподіленої генерації демонструє швидке наростання значення $\left| \frac{dP_{\Sigma}}{dt} \right| > 10^5$ Вт/хв, що перевищує можливості реагування традиційних систем регулювання та вимагає додаткових заходів реагування на такі події [5].

Зміна генерації реактивної потужності також опосередковано впливає на величину напруги та регулювання частоти. Зниження напруги від конденсаторних батарей при їх відключенні при зниженій величині напруги призводить до подальшого падіння напруги та зменшення вихідної потужності синхронних машин [10]:

$$P = \frac{U \cdot E \cdot \sin \delta}{X} \quad (1.11)$$

де E – внутрішня генерована ЕРС, В,

δ – кут потужності, град.,

X – реактивний опір синхронного генератора, Ом.

За мірою зниження напруги знижується потужність, що викликає нестабільність частоти. Нелінійність даної взаємодії вимагає координації підтримки реактивної потужності та резервів по підтримці величини частоти в режимі реального часу.

Для оцінки «жорсткості» мережі можуть бути використані:

– коефіцієнт жорсткості по напрузі, В/Вт [10]:

$$S_U = \frac{\partial U}{\partial P} \quad (1.12)$$

– коефіцієнт жорсткості по частоті, Гц/Вт [10]:

$$S_f = \frac{\partial f}{\partial P} \quad (1.13)$$

Ці коефіцієнти визначаються експериментально або за допомогою моделювання та вказують на чутливість напруги та частоти системи до змін активної потужності. У типових міських розподільчих системах значення S_U коливається від 0,002 до 0,01 В/Вт, тоді як S_f характеризується значеннями більше 0,001 Гц/Вт, відокремлені мікромережі характеризуються значенням 0,0003 Гц/Вт, що може викликати суттєву нестабільність навіть при помірних збуреннях [10].

Емпіричні дані різних обленерго показують, що вечірні піки спричиняють провали напруги на 8-11% на незбалансованих фазах ліній живлення та перехідні коливання частоти до $\pm 0,6$ Гц. Коригувальні стратегії включають необхідність застосування систем моніторингу, систем накопичення енергії в акумуляторах та скоординовану роботу засобів компенсації з використанням прогнозних алгоритмів на основі телеметрії SCADA.

Отже, відхилення напруги та частоти за змінних режимів попиту нерозривно пов'язані з підтримкою енергетичного балансу за даної конфігурації розподільчої мережі. Забезпечення стабільності вимагає дотримання національних стандартів, інтеграції швидкодіючого компенсаційного обладнання, впровадження провідних вимірювальних пристроїв та ретельного планування на основі моделювання, яке враховує реальну поведінку навантаження, мінливість генерації, зміну погодних умов та здатність пристроїв регулювання до реагування.

1.4 Керування потоками активної та реактивної потужності за допомогою регуляторів перемикання під навантаженням

При експлуатації розподільчих систем середньої напруги в Україні керування потоком активної та реактивної потужності за допомогою пристроїв перемикання відгалужень під навантаженням (РПН) здійснюється шляхом динамічного регулювання коефіцієнта трансформації в розподільних трансформаторах, які функціонують під навантаженням без переривання живлення до споживачів.

Системи електропостачання, побудовані за стандартами Держстандарту та керуються ПТЕ, РПН фактично є єдиним фізичним механізмом для здійснення прямого регулювання напруги та потоком навантаження в мережах 6 – 35 кВ. При цьому вони виконують не допоміжну роль, а основну в контексті зміни навантаження, неповноцінності реактивної компенсації та асиметричних падінь напруги вздовж довгих радіальних ліній. Конструктивно РПН працюють шляхом ступінчастого перемикання обмоток трансформатора за допомогою реверсивного перемикача, що рухається вздовж відгалужень обмоток, із засобами дугогасіння та механічною комутацією масляних контакторів. В реаліях нашої країни переважає використання резисторних РПН з кроком 17-21 та розміром кроку 1,25% – 2,5% від номінальної напруги (6 або 10 кВ), що призводить до загального діапазону регулювання до $\pm 20\%$. Вторинна напруга в будь-який момент часу визначається за залежністю, В [7–9]:

$$U_2 = U_1 \cdot \frac{N_2 + \Delta N}{N_1} \quad (1.14)$$

де U_1 – первинна напруга трансформатора, В,

N_2 – кількість витків вторинної обмотки,

ΔN – кількість кроків відведення («додатних» та «від’ємних»),

N_1 – кількість витків первинної обмотки.

Регулювання ΔN здійснюють на основі знань про відхилення між виміряною напругою в реальному часі та визначеним заданим значенням $U_{\text{пот.}}$, в рамках обмеження зони нечутливості $\Delta U_{\text{неч.}}$, що зазвичай становить 0,5 – 1,0% від $U_{\text{ном.}}$. На практиці логіка активації пристроїв керування ланцюгами перемикання пристроїв РПН вбудована в автоматичні регулятори напруги (АРН), які обробляють виміряну середньоквадратичну напругу протягом заздалегідь визначеного часового вікна $t_{\text{АРН}}$, порівнюють її з $U_{\text{пот.}}$ та застосовують правило прийняття рішення: якщо $|U_2(t) - U_{\text{пот.}}| > \Delta U_{\text{неч.}}$ та $t > t_{\text{затр.}}$, то ініціюється перемикання відгалужень, де $t_{\text{затр.}}$ – час затримки (с), встановлений для запобігання перемиканням в перехідних умовах. Активація пристрою РПН під навантаженням безпосередньо змінює напругу, що подається до вузлів кінцевого користувача, що впливає на величину активної та реактивної потужності, що споживається навантаженнями, і які залежать від величини напруги [11].

Для навантажень з фіксованим опором (Z), залежність реактивної потужності від напруги визначається за формулою [12]:

$$Q = \frac{U^2 \cdot X}{R^2 + X^2} \quad (1.15)$$

Згідно даної формули можна зазначити, що збільшення напруги на 5% може призвести до збільшення значення реактивної потужності на 10%, що в свою чергу збільшує лінійні струми, підвищує термічне навантаження на провідники та підвищує теплові втрати. Тому, індуковані пристроями РПН, ступені напруги повинні бути узгоджені з пристроями

компенсації реактивної потужності. У незбалансованих трифазних системах пристрої керування струмом часто встановлюють в автотрансформаторах, де регулювання виконується одночасно в основній та регульовальній обмотках в умовах асиметрії фазового зсуву. У таких конфігураціях корекція напруги також повинна враховувати складові нульової та зворотної послідовності, особливо при сильно незбалансованих навантаженнях або у випадках, коли одна фаза живить малопотужні споживачі з несиметричним споживанням. При цьому здійснюють вимірювання напруги на кожній фазі, а регулятор вибирає фазу найгіршого відхилення від опорної напруги для здійснення перемикання [11].

У багатотрансформаторних підстанціях, де паралельні блоки працюють на спільні шини, неузгоджений рух пристроїв РПН викликає реактивні циркуляційні струми ($I_{\text{цирк.}}$) між вторинними обмотками трансформатора. Ці внутрішні струми не живлять зовнішнє навантаження, але викликають перегрів та додаткові втрати холостого ходу. Циркуляційний струм між двома блоками з різницею напруги (ΔU_{12}) та опором (Z) становить, А [12]:

$$I_{\text{цирк.}} = \frac{\Delta U_{12}}{Z} \quad (1.16)$$

Щоб уникнути виникнення циркуляційних струмів необхідно забезпечити синхронізацію положень відгалужень або вибір спеціальної конструкції регулятора напруги. Крім того, ДСТУ рекомендує, щоб відхилення між пристроями РПН на паралельно працюючих трансформаторах при напрузі до 35 кВ не перевищувало $\pm 1\%$. Розширені стратегії керування для пристроїв РПН включають реалізацію характеристик падіння напруги для забезпечення розподіленого регулювання на кількох підстанціях. Значення напруги, скориговане з

урахуванням локального навантаження становить, В [12]:

$$U_{\text{кор.}} = U_{\text{ном.}} - k_{\text{пр.}} \cdot P_{\text{лок.}} \quad (1.17)$$

де $k_{\text{пр.}}$ – коефіцієнт просадки напруги, В/Вт,

$P_{\text{лок.}}$ – локальне навантаження, Вт.

Такий підхід мінімізує одночасні переміщення відводів по мережі та згладжує значення напруги під час підвищення споживання. У системах, де дистанційне керування відводами доступне через систему SCADA, централізована процедура оптимізації напруги збирає дані про напругу вузла $\{U_i\}_{i=1}^n$ та обчислює оптимальні налаштування відводів T' , які мінімізують зважену суму квадратів відхилень [12]:

$$T' = \arg \min_T \sum_{i=1}^n w_i \cdot (U_i(T) - U_{\text{ном}})^2 \quad (1.18)$$

де T – вектор налаштувань відгалужень,

w_i – ваговий коефіцієнт для шини i ,

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга, В.

Обмеження в роботі пристроїв РПН в Україні переважно пов'язані з апаратним забезпеченням: застарілі контакторні механізми із затримкою переходів, високий контактний опір після понад 10000 циклів перемикання, забруднення маслом через продукти дугового розряду та відсутність прогностичного захисту від перевантаження.

2 ТЕОРЕТИЧНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ЗМІННИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НА СТІЙКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.1 Формулювання стійкості за малих сигналів при незначних збуреннях

За нормальних умов експлуатації електроенергетичних систем усі генератори працюють синхронно на загальній частоті та підтримують сталі значення кутів ротора та потужності. Однак невеликі збурення, такі як коливання навантаження або незначні коригування вихідної потужності генератора, вносять збурення в електромеханічну динаміку системи. Ці відхилення, за умови, що вони достатньо малі, дозволяють застосовувати методи лінійного аналізу для оцінки стійкості системи, відомої під поняттям «стійкість при малому сигналі». Динамічна поведінка окремої синхронної машини, що зазнає незначного збурення, визначається рівнянням коливань [13]:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} \cdot (P_{\text{мех.}} - P_{\text{ел.}}) \quad (2.1)$$

де δ – кут ротора відносно системи відліку, що синхронно обертається, рад,

ω_0 – номінальна кутова швидкість обертання, рад/с,

H – стала інерції електричної машини, с,

$P_{\text{мех.}}$ – вхідна механічна потужність, у.о.,

$P_{\text{ел.}}$ – вихідна електрична потужність, у.о.

За малих збурень залежність потужності від кута лінеаризується за допомогою розкладу в ряд поблизу робочої точки [13]:

$$P_{\text{ел.}} \approx P_{\text{ел.0}} + \left. \frac{dP_{\text{ел.}}}{d\delta} \right|_{\delta_0} \cdot \Delta\delta = P_{\text{ел.0}} + k_c \cdot \Delta\delta \quad (2.2)$$

де $k_c = \frac{dP_{\text{ел.}}}{d\delta}$ – коефіцієнт синхронізуючої потужності, у.о./рад,

$\Delta\delta$ – кутове відхилення ротора, рад.

Підставляючи це наближення в рівняння коливання та приймаючи $\Delta P_{\text{мех.}} = 0$, отримуємо однорідне лінійне диференціальне рівняння другого порядку [13]:

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{\omega_0 \cdot k_c}{2H} \cdot \Delta\delta = 0 \quad (2.3)$$

Це рівняння описує незатухаючі синусоїдальні коливання навколо стаціонарної робочої точки. Розв'язання даного рівняння відображає схильність системи коливатися з власною частотою, рад/с [13]:

$$\omega_{\text{ном.}} = \sqrt{\frac{\omega_0 \cdot k_c}{2H}} \quad (2.4)$$

У практичних системах наявні ефекти демпфування, які повинні бути враховані для відображення фактичної ситуації. Демпфування виникає через взаємодію електричних, механічних та зовнішніх впливів системи і може бути враховано шляхом введення демпфуючого моменту, що є пропорційним відхиленню значення кутової швидкості [13]:

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{D}{2H} \cdot \frac{d\Delta\delta}{dt} + \frac{\omega_0 \cdot k_c}{2H} \Delta\delta = 0 \quad (2.5)$$

де D – коефіцієнт затухання (у.о.·с/рад).

Корені відповідного характеристичного рівняння визначають стійкість системи [14]:

$$\lambda^2 + \frac{D}{2H} \cdot \lambda + \frac{\omega_0 \cdot k_c}{2H} = 0 \quad (2.6)$$

Система є стійкою до малих сигналів, якщо обидва власні значення λ мають від'ємні дійсні частини. Коефіцієнт затухання ζ , що показує, наскільки швидко коливання згасають, розраховується за залежністю [14]:

$$\zeta = \frac{D}{4\sqrt{H \cdot \omega_0 \cdot k_c}} \quad (2.7)$$

Для систем з низькою інерцією, таких як сучасні розподільчі мережі з розподіленою генерацією, значення H значно менше, ніж для класичних теплових або гідроелектричних станцій, що призводить до підвищеної чутливості $\omega_{\text{ном}}$ та ζ до зміни значень k_c та D . В національних мережах коефіцієнти демпфування менше 0,03 вважаються «критичними».

Типовим випадком для систем генерації є використання синхронних машин з системами автоматичного регулювання напруги (АРН), які здатні впливати на стабільність малих сигналів шляхом керування збудженням. Контур зворотного зв'язку за напругою збільшує значення k_c тим самим впливаючи на значення синхронізуючого моменту («покращуючи» його), але при цьому може «погіршитись» значення ζ , якщо процес відбувається без узгодження з роботою стабілізаторів енергосистеми. Динаміку роботи АРН можна виразити передавальною функцією першого порядку [14]:

$$G_{\text{АРН}}(s) = \frac{k_A}{1 + s \cdot T_A} \quad (2.8)$$

де k_A – коефіцієнт підсилення АРН,

T_A – стала часу, с,

s – оператор Лапласа, 1/с.

Зміна значення k_A впливає на зміну значення k_c , тим самим впливаючи як на частоту, так і на затухання коливань. Під час моделювання системи ці параметри зазвичай калібруються з використанням заводських даних та натурних випробувань. Згідно з ДСТУ та оновленими рекомендаціями протоколів моделювання об'єднаної енергосистеми України, дослідження малих сигналів є обов'язковими для блоків встановленою потужністю понад 10 МВА.

Оцінка малих сигналів тісно пов'язана з конфігурацією мережі – для двох взаємопов'язаних електричних машин коефіцієнт взаємної синхронізації K_{ij} залежить від величини напруги та опору лінії [1]:

$$K_{ij} = \frac{U_i U_j}{X_{ij}} \cos(\delta_{ij}^0) \quad (2.9)$$

де U_i, U_j – величини напруги на кожному з генераторів, у.о.,

X_{ij} – реактивний опір між вузлами i та j , у.о.,

δ_{ij}^0 – різниця кутів ротора в стаціонарному режимі, рад.

Даний вираз визначає, що кутову жорсткість між генераторами можна поліпшити шляхом коригування значення реактивної потужності, підсилення зв'язку в лінії або шляхом регулювання напруги. У реальних умовах електромереж України, особливо в центральних та західних регіональних мережах з високим реактивним опором ліній, спостерігається зменшення запасів стійкості за малих сигналів у періоди пікового навантаження, що вимагає здійснення досліджень для виявлення слабких коливальних режимів та планування відповідних керуючих втручань. Забезпечення достатнього демпфування вимагає належного налаштування параметрів, управління опором мережі та забезпечення відповідності національним стандартам.

2.2 Визначення критеріїв стійкості до перехідних процесів та динаміки великих збурень

В електроенергетичних системах перехідна стійкість стосується здатності синхронних генераторів підтримувати синхронізм після впливу великих і раптових збурень, таких як трифазні замикання, різке вимкнення генератора або серйозні відключення ліній. Аналіз перехідної стійкості принципово відрізняється від стійкості за малих сигналів, оскільки він має справу з великими відхиленнями та нелінійними явищами, що виникають протягом коротких інтервалів часу. На відміну від лінеаризованих підходів, оцінка перехідної стійкості вимагає розв'язання повного набору нелінійних диференціальних рівнянь, що керують електромеханічною динамікою машин. Основним математичним інструментом для цього є рівняння коливань, яке моделює поведінку ротора синхронної машини в умовах незбалансованості наступним чином [13]:

$$\frac{2H}{\omega_0} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{\text{мех.}} - P_{\text{ел.}}(\delta) \quad (2.10)$$

Ліва частина рівняння являє кутове прискорення, а права частина відображає дисбаланс крутного моменту. Під час збурень $P_{\text{мех.}}$ залишається постійним, тоді як $P_{\text{ел.}}(\delta)$ змінюється залежно від конфігурації системи, опору в місці виникнення несправності та заходів по перемикачню. Для спрощення $P_{\text{ел.}}(\delta)$ часто апроксимується синусоїдальним співвідношенням потужності до кута [13]:

$$P_{\text{ел.}}(\delta) = \frac{U_{\text{пер.}} \cdot U_{\text{пр.}}}{X_{\text{екв.}}} \cdot \sin(\delta) \quad (2.11)$$

де $U_{\text{пер.}}$, $U_{\text{пр.}}$ – величини напруги на передавальному та приймальному кінцях, у.о.,

$X_{\text{екв.}}$ – еквівалентний реактивний опір, Ом.

Така залежність підходить для моделювання генератора, підключеного до нескінченної шини, або для створення моделей меншого порядку у великих системах. В Україні оператори розподільчих систем використовують дану залежність для оцінки найгіршого випадку перехідної характеристики.

Найбільш широким у використанні аналітичним методом оцінки перехідної стійкості є критерій рівності площ. Він ґрунтується на графічному порівнянні площ прискорення та уповільнення на кривій «потужність–кут повороту» і забезпечує умову стійкості системи [13]:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\text{кр.}}} \left(P_{\text{ел.}}^{(\text{вн})}(\delta) - P_{\text{ел.}}^{(\text{ун})}(\delta) \right) d\delta = \int_{\delta_{\text{кр.}}}^{\delta_{\text{мах}}} \left(P_{\text{ел.}}^{(\text{ун})}(\delta) - P_{\text{ел.}}^{(\text{вн})}(\delta) \right) d\delta \quad (2.12)$$

де δ_0 – кут роботи до несправності, рад,

$\delta_{\text{кр.}}$ – критичний кут гальмування, рад,

$\delta_{\text{мах}}$ – максимально припустимий кут ротора, рад,

$P_{\text{ел.}}^{(\text{вн})}(\delta)$ – електрична потужність під час несправності, у.о.,

$P_{\text{ел.}}^{(\text{ун})}(\delta)$ – електрична потужність після усунення несправності, у.о.

Ліва частина відповідає енергії, отриманій під час несправності, а права частина – енергії, що доступна для уповільнення ротора. Система вважається стабільною, якщо частина прискорення не перевищує частину уповільнення.

Для визначення часових обмежень для усунення несправностей використовується поняття критичного часу усунення $t_{\text{кр.}}$. Це максимальний час, протягом якого несправність може тривати без втрати

синхронізму. Хоча точні аналітичні обчислення є складними, їх можна оцінити чисельно за допомогою моделювання або інтегрування рівняння коливань. Відповідно до ПУЕ та ДСТУ в розподільчих системах зазвичай припускають значення часу спрацювання реле захисту на межі $t_p \leq 50$ мс, а для автоматичних вимикачів на межі $t_{ав} \leq 100$ мс [7–9].

Загальний час усунення несправності (КЗ) повинен задовольняти нерівності, с [6]:

$$t_{ус} = t_p + t_{ав} \leq t_{кр} \quad (2.13)$$

На практиці час усунення КЗ для підстанціях 330 кВ контролюється таким чином, щоб він залишався нижчим за 140–160 мс для критичних КЗ, що забезпечує стабільність роботи системи в припустимих межах.

Іншим методом, що може бути використаний для оцінки перехідної стійкості, базується на функції «перехідної енергії». Цей підхід визначає міру енергії, яка включає як кінетичну, так і потенційну енергію системи, що обертається [13]:

$$V(\delta, \dot{\delta}) = \frac{1}{2} \cdot \frac{2H}{\omega_0} \cdot \dot{\delta}^2 + \int_{\delta_{рівн.}}^{\delta} (P_{ел.}^{(p)}(\phi) - P_{мех.}) d\phi \quad (2.14)$$

де $\dot{\delta}$ – відхилення кутової швидкості ротора, рад/с,

$\delta_{рівн.}$ – кут рівноваги, рад.

Стабільність зберігається, якщо повна енергія не перевищує критичного рівня енергії, що відповідає найближчій нестійкій точці рівноваги [13]:

$$V(\delta(t_c), \dot{\delta}(t_c)) < V_{кр.} \quad (2.15)$$

Цей метод реалізовано в середовищах моделювання, що використовуються регіональними диспетчерськими центрами України для

перевірки стабільності, та інтегровано в дослідження планування для виявлення вразливостей за непередбачуваних ситуацій.

Для систем з кількома генераторами, їх об'єднують в єдину еквівалентну машину для зменшення обчислювальної складності. Суміщене рівняння коливання набуває вигляду:

$$\frac{2H_{\text{екв.}}}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} = P_{\text{мех.екв.}} - P_{\text{ел.екв.}}(\Delta\delta) \quad (2.16)$$

де $H_{\text{екв.}}$ – еквівалентна інерція, с,

$\Delta\delta$ – кутове відхилення між групами, рад,

$P_{\text{мех.екв.}}, P_{\text{ел.екв.}}$ – сукупні механічні та електричні потужності відповідно, у.о.

Цей підхід є добре застосовуваним в національних електричних системах для моделювання взаємодії між великими електростанціями та системами розподіленої генерації, підключеними до спільних ліній електропередач.

Сукупний ефект змінює коефіцієнти рівняння коливань та покращує швидкість затухання коливань. В Україні всі нові генеруючі блоки потужністю понад 25 МВА, підключені до мереж 110 кВ або вище, повинні бути оснащені сертифікованими блоками АРН та СЕС, а їх налаштування перевіряються за допомогою цифрового моделювання в реальному часі перед інтеграцією в реальну мережу. Перехідна стійкість – це не лише «теоретична конструкція», а й критичний операційний параметр, який повинен постійно контролюватися. Запаси перехідної стійкості визначаються операторами енергетичних систем щотижня та використовуються для визначення можливості/необхідності модернізації енергетичної інфраструктури – впровадження швидкодіючих вимикачів, обмежувачів струмів КЗ та вдосконалених релейних систем.

2.3 Вплив генерації та споживання реактивної потужності на стабільність роботи електричних мереж

За різних умов експлуатації електроенергетичних систем, генерація та споживання реактивної потужності мають велику значущість у визначенні величин зміни напруги, здатності системи до передачі потужності та передбаченні динамічної поведінки мереж. У той час як активна потужність безпосередньо впливає на частоту та енергетичний баланс, реактивна потужність в першу чергу впливає на величину напруги та електромагнітні поля, необхідні для здійснення передачі енергії. У контексті змінних режимів роботи електроустановок динамічний обмін реактивною потужністю стає критичним фактором, який може впливати як на стабільність величини напруги в стаціонарних режимах роботи, так і на перехідну стійкість мережі.

Вплив реактивної потужності на напругу можна пояснити за допомогою спрощених рівнянь потоку реактивної потужності в стаціонарному режимі для системи, де одна шина являє генератор або джерело, а друга – навантаження або споживач [15]:

$$Q = \frac{U_1 U_2}{X} \cdot \cos(\delta) - \frac{U_2^2}{X} \quad (2.17)$$

де Q – передана реактивна потужність, вар,

U_1, U_2 – напруги на передавальному та приймальному кінцях, В,

X – реактивний опір лінії, Ом,

δ – кут навантаження, рад.

Дане рівняння ілюструє, як за фіксованого значення опору системи передачі електричної енергії зміни напруги на приймальному кінці та кута нахилу потужності безпосередньо впливають на потік реактивної

потужності. Коли напруга U_2 падає через збільшення навантаження або при виникненні несправності, здатність системи постачати достатню кількість реактивної потужності зменшується, що може призвести до нестабільності або критичного падіння напруги. Це явище особливо яскраво виражене в електромережах в зимові періоди при зростанні споживання, коли довгі лінії 330 кВ відчують надмірне споживання реактивної потужності від індуктивних навантажень.

На стабільність напруги в мереж суттєвий вплив має чутливість напруги до змін реактивної потужності в цій мережі, що описується приватною похідною $(\partial U / \partial Q)$, що набуває суттєвого значення поблизу критичних величин зміни напруги. В умовах високого навантаження навіть невеликі порушення балансу реактивної потужності можуть призвести до непропорційних відхилень напруги. Щоб зменшити цей вплив, енергосистеми покладаються на системи автоматичного регулювання напруги безпосередньо на генераторах, а також на пристрої компенсації реактивної потужності (статичні блоки конденсаторів, синхронні конденсатори, статичні компенсатори реактивної потужності та інші). В Україні ДСТУ визначають мінімальні вимоги до реактивної підтримки генераторів, підключених до напруги 110 кВ і вище, встановлюючи діапазон коефіцієнта потужності від 0,85 (з відставанням) до 0,95 (з випередженням) у точці приєднання [7–9].

З точки зору динамічної стійкості, введення та поглинання реактивної потужності впливають на електромагнітний зв'язок між генераторами та мережею, впливаючи на синхронізуючий момент T_c , який сприяє стійкості кута ротора. Коефіцієнт синхронізуючого моменту неявно залежить від величини напруги та визначається за залежністю [15]:

$$k_c = \frac{\partial P_{\text{ел.}}}{\partial \delta} \quad (2.18)$$

Якщо реактивної потужності недостатньо, а напруга падає, похідна $(\partial P_{\text{ел.}}/\partial \delta)$ зменшується, зменшуючи значення k_c , викликаючи ризик виникнення розбіжності кута ротора під час збурень. Цей механізм пояснює, чому динамічні реактивні допоміжні пристрої, такі як синхронні конденсатори або швидкодіючі інвертори, часто встановлюються на «слабких» вузлах енергосистеми для підтримки перехідної стабільності під час перемикання ліній або відключень генератора.

Миттєву реактивну потужність $q(t)$ у синусоїдальних стаціонарних умовах можна описати за допомогою виразу, вар [15]:

$$q(t) = U_{\text{max}} \cdot I_{\text{max}} \cdot \sin(\omega t) \cdot \sin(\omega t + \phi) \quad (2.19)$$

де U_{max} – максимальне значення напруги, В,

I_{max} – максимальне значення струму, А,

ω – колова частота, рад/с,

ϕ – фазовий кут між напругою та струмом, рад.

Усереднення цього значення за один період дає умовну реактивну потужність. За несинусоїдальних струмів/напруг або змінних у часі умов навантаження, таких як ті, що зустрічаються в установках з швидкодіючою силовою електронікою, традиційні визначення втрачають точність, і реактивну потужність необхідно оцінювати за допомогою теорії миттєвої потужності або методів dq-перетворення (дані методи включені до ДСТУ для аналізу мерехтіння/флікера та якості напруги в розподільчих мережах) [15].

У сучасних електричних системах з високим рівнем розподіленої генерації, що підключаються через перетворювачі напруги, регулювання реактивної потужності повинно бути передбачуваним та незалежним від величини активної потужності. Зазначені перетворювачі мають змогу працювати в режимі постійної напруги, в режимі реактивної потужності

або в режимі регулювання падіння напруги. Реактивна потужність перетворювачів визначається тепловими та електричними параметрами його силових напівпровідникових елементів та пасивних електричних компонентів. На відміну від синхронних машин, ці пристрої не можна компенсувати за рахунок інерційних заходів або демпфування, але вони можуть імітувати реактивну поведінку за допомогою застосування швидких алгоритмів регулювання напруги. Енергетичний кодекс України вимагає, щоб усі установки з перетворювачами напруги потужністю понад 10 МВт повинні бути здатні постачати $\pm 0,33\%$ реактивної потужності від величини повної активної вихідної потужності.

Для кількісної оцінки впливу зміни величини реактивної потужності на провал напруги часто використовуються криві чутливості (Q–U). Нахил кривої (Q–U) на шині навантаження визначає запас стійкості – негативний нахил вказує на нестабільну роботу. Критична точка відповідає максимально можливій величині реактивної потужності, за межами якої підтримка напруги може бути недостатньою. Визначальне рівняння за цих умов виводиться з матриці системи потоків потужності [15]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Підматриця $(\partial Q/\partial U)$ використовується для визначення локальної стабільності напруги, її невизначеність вказує на близькість до критичного падіння напруги. При плануванні та оцінюванні в реальному часі оператори електричних систем використовують методи оцінки потоків потужності, реалізовані в енергетичному програмному забезпеченні (DIgSILENT PowerFactory або ETAP), для відстеження зміни напруги та визначення запасів потужності на підстанціях.

Зрештою, управління реактивною потужністю – це складне різностороннє завдання, що включає моніторинг у режимі реального часу, стратегії керування, проектування мережі та дотримання нормативних вимог. Генерація та поглинання змінної реактивної потужності безпосередньо впливають як на статичні, так і на динамічні характеристики напруги, межі передачі потужності та синхронізацію в масштабах всієї системи. Ефективний контроль цих явищ забезпечує дотримання національних стандартів, стабільність за змінних умов експлуатації та запобігання збоям, пов'язаним зі зміною напруги у мережах передачі та розподілу електричної енергії.

2.4 Оцінка запасу стійкості за допомогою методів нелінійного аналізу динамічних систем

В умовах високої динаміки роботи сучасних електроенергетичних систем традиційні методи оцінки запасів стійкості стають недостатніми для повної характеристики нелінійних та залежних від часу явищ, що виникають при різних конфігураціях систем. Зокрема, передові аналітичні методи, такі як аналіз стійкості на основі Ляпунова та теорія розподілення (біфуркації), надають точні інструменти для оцінки глобальної поведінки енергосистем, що зазнають значних впливів. Дані підходи дозволяють не лише визначити, чи повернеться система до стабільного стану, але й визначити розмір поля «тяжіння» та виявити критичні «межі», поза яких поведінка системи якісно змінюється. Зокрема, в Україні інтеграція таких методологій стає дедалі актуальнішою зі зростанням присутності розподіленої генерації, керованих інверторів та гнучкої поведінки на стороні попиту.

Метод Ляпунова оцінює стійкість шляхом побудови скалярної функції $V(x)$, відомої як функція Ляпунова, яка слугує енергоподібною мірою відхилення системи від рівноваги динамічної системи [16]:

$$\dot{x} = f(x) \quad (2.21)$$

де $x \in \mathbb{R}^n$ – вектор стану,

$f(x)$ – векторне поле, що відображає динаміку системи.

Точка рівноваги x_0 називається асимптотично стійкою, якщо існує безперервно диференційована функція $V(x)$, яка задовольняє таким умовам [16]:

$$\begin{aligned} V(x_0) &= 0, \\ V(x) &> 0, \\ \forall x &\neq x_0, \\ \dot{V}(x) &= \frac{\partial V}{\partial x} \cdot f(x) < 0 \end{aligned} \quad (2.22)$$

Негативне значення $\dot{V}$ гарантує, що траєкторії системи схилиться до рівноваги. У контексті енергетичних систем вектор стану « x » зазвичай включає кути ротора δ_i (рад) та кутові швидкості ω_i (рад/с) генераторів, тоді як функція Ляпунова включає як кінетичну, так і потенційну складові енергії.

Для одномашинної нескінченної шинної системи типовим вибором є [16]:

$$V(\delta, \dot{\delta}) = \frac{1}{2} M \dot{\delta}^2 + \int_{\delta_{ст.}}^{\delta} (P_{ел.}(\phi) - P_{мех.}) d\phi \quad (2.23)$$

де $M = 2H/\omega_0$ – інерція машини, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$,

$\delta_{ст.}$ – стійкий робочий кут, рад,

$P_{ел.}$ – вихідна електрична потужність, у.о.,

$P_{мех.}$ – вхідна механічна потужність, у.о.

Дана функція задовольняє умови Ляпунова та може бути використана для оцінки критичного кута шляхом визначення межі області: $V < V_{\text{нр}}$ ($V_{\text{нр}}$ – енергія в найближчій точці нестійкої рівноваги). Прямий метод Ляпунова особливо ефективний для масштабних середовищ моделювання, коли стани системи під час надзвичайних ситуацій оцінюються з точки зору стійкості без інтегрування траєкторій з часом. Він може бути реалізований у скалярних та часових принципах моделювання, які використовуються для оцінки стратегій передбачення та нівелювання надзвичайних ситуацій. У багатомашинних системах застосування методів на основі Ляпунова передбачає формулювання складених функцій Ляпунова. Вони будуються шляхом підсумовування внесків окремих машин та енергії мережі, що зберігається в індуктивних та ємнісних елементах [16].

Теорія розподілення (біфуркацій) розглядає якісні зміни в поведінці системи як функцію одного або кількох параметрів. В енергосистемах такі параметри, як величина навантаження, вихідна потужність генератора або ступінь реактивної компенсації, впливають на рівновагу системи та можуть призвести до явищ розподілу (біфуркацій). Одним з найпоширеніших типів є біфуркація «сідло-вузол», для якого маємо дві точки рівноваги – одна стабільна, а друга – нестабільна, які «зливаються» та анігілюють одна одну, і досліджуваний параметр перетинає критичний поріг. Це явище спостерігається у випадках критичного падіння напруги та/або перевищення рівня генерації реактивної потужності. Нормальна форма біфуркації «сідло-вузол» [16]:

$$\frac{dx}{dt} = \mu - x^2 \quad (2.24)$$

де μ – параметр системи (наприклад, резерв реактивної потужності).

Рівновага зникає, коли $\mu < 0$. У термінології енергосистеми це відповідає критичній межі Q , за якою не можна знайти рішення для

пошуку сталого значення напруги. Процедури планування передбачають використання методів забезпечення безперервності потоків потужності для виявлення таких точок біфуркації для забезпечення адекватної величини запасу реактивної потужності за різних умов функціонування мережі [16].

Діаграми біфуркацій використовуються при операційному плануванні для візуалізації залежності напруги $U(V)$ або кута δ від параметрів навантаження. Наприклад, графік залежності напруги на приймальному кінці від активної потужності, що віддається, створює характерну фотоелектричну криву, де кінець кривої вказує на біфуркацію «сідло-вузол». У цій точці нахил стає нульовим, а напруга падає, якщо навантаження збільшується далі.

Отже, застосування методів Ляпунова та біфуркації дозволить забезпечити математичну основу для визначення критичних порогів стійкості в енергетичних системах. Ці методи доповнюють традиційні методи моделювання в часовій області, пропонуючи розуміння структурних властивостей динаміки системи та дозволяючи формувати запаси стійкості з точки зору енергії та параметричної чутливості. В українському регуляторному та технічному контексті ці методи є важливими для підтримки безпечної роботи в умовах високої мінливості, забезпечення відповідності національним стандартам та сприяння інтеграції розподіленої та відновлюваної генерації в загальну енергетичну мережу.

3 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СТІЙКОСТІ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ У ЗМІННИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

3.1 Виведення спектрів власних значень з еквівалентної моделі RLC мережі

Для розрахунку спектра власних значень системи застосовується послідовна RLC-модель, яка імітує поведінку розподільної електромережі в змінних режимах навантаження. Побудова такої моделі передбачає визначення повного активного, індуктивного та ємнісного опорів у колі живлення.

Сумарний активний опір лінії живлення [17]:

$$R = R_{\text{тр_вн}} + R_{\text{каб}} \cdot l \quad (3.1)$$

де $R_{\text{тр_вн}}$ – активний опір обмотки ВН трансформатора,
 $R_{\text{тр_вн}} = 0,2 \text{ Ом}$,

$R_{\text{каб}}$ – активний опір одного метра кабелю, $R_{\text{каб}} = 0,00019 \text{ Ом/м}$,

l – довжина кабельної лінії, $l = 600 \text{ м}$.

$$R = 0,2 + 0,00019 \cdot 600 = 0,314 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір лінії живлення [17]:

$$X_L = X_{\text{тр_вн}} + X_{\text{каб}} \cdot l \quad (3.2)$$

де $X_{\text{тр_вн}}$ – індуктивний опір обмотки ВН трансформатора,
 $X_{\text{тр_вн}} = 0,55 \text{ Ом}$,

$X_{\text{каб}}$ – індуктивний опір одного метра кабелю, $X_{\text{каб}} = 0,00006 \text{ Ом/м}$.

$$X_L = 0,55 + 0,00006 \cdot 600 = 0,586 \text{ Ом}$$

Визначення еквівалентної індуктивності [17]:

$$L = \frac{X_L}{\omega} \quad (3.3)$$

де ω – колова частота: $\omega = 2\pi f$,

де f – частота мережі, $f = 50$ Гц.

$$\omega = 2\pi \cdot 50 = 314,16 \text{ рад/с}$$

$$L = \frac{0,586}{314,16} = 0,001865 \text{ Гн}$$

Розрахункова величина ємності кабельної лінії [17]:

$$C = c \cdot l \quad (3.4)$$

де c – ємність одного метра кабелю, $c = 0,3 \cdot 10^{-9}$ Ф/м.

$$C = 0,3 \cdot 10^{-9} \cdot 600 = 1,8 \cdot 10^{-7} \text{ Ф}$$

Рівняння стану системи описується за допомогою матриці [17]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} u \\ i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{C} \\ -\frac{1}{L} & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u \\ i \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

де u – напруга на ємності, В,

i – струм у контурі, А.

Матриця стану за розрахованих значень R , L і C має вигляд:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 5,5556 \cdot 10^6 \\ -536,183 & -168,368 \end{bmatrix}$$

Характеристичне рівняння матриці [14]:

$$\lambda^2 + \frac{R}{L}\lambda + \frac{1}{LC} = 0 \quad (3.6)$$

$$\lambda^2 + 168,368\lambda + 2,99 \cdot 10^9 = 0$$

Власні значення [14]:

$$\lambda_{1,2} = -\alpha \pm j\sqrt{\omega_0^2 - \alpha^2} \quad (3.7)$$

де

$$\alpha = \frac{R}{2L} = \frac{0,314}{2 \cdot 0,001865} = 84,184 \text{ с}^{-1} \quad (3.8)$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{0,001865 \cdot 1,8 \cdot 10^{-7}}} = 17326,8 \text{ рад/с} \quad (3.9)$$

$$\lambda_{1,2} = -84,184 \pm j \cdot 17326,6 \text{ рад/с}$$

Отже, система характеризується слабко загасаючими коливаннями (рис. 3.1). Власні значення мають значну уявну частину, що свідчить про коливальний характер процесів, а додатне значення коефіцієнта демпфування вказує на стійкість системи. Ці параметри є ключовими для наступного аналізу, зокрема при визначенні часу затухання та критичної тривалості аварійного режиму. На графіку зображено розв'язання рівняння стану моделі послідовного RLC-контур. Видно, що система демонструє коливальний характер реакції з поступовим загасанням амплітуди, що підтверджує розрахункові значення коефіцієнта демпфування та власної

частоти. Напруга $U(t)$ зменшується з початкового значення 10 кВ, а струм $I(t)$ коливається із затуханням, підтверджуючи слабо-демпфований режим.

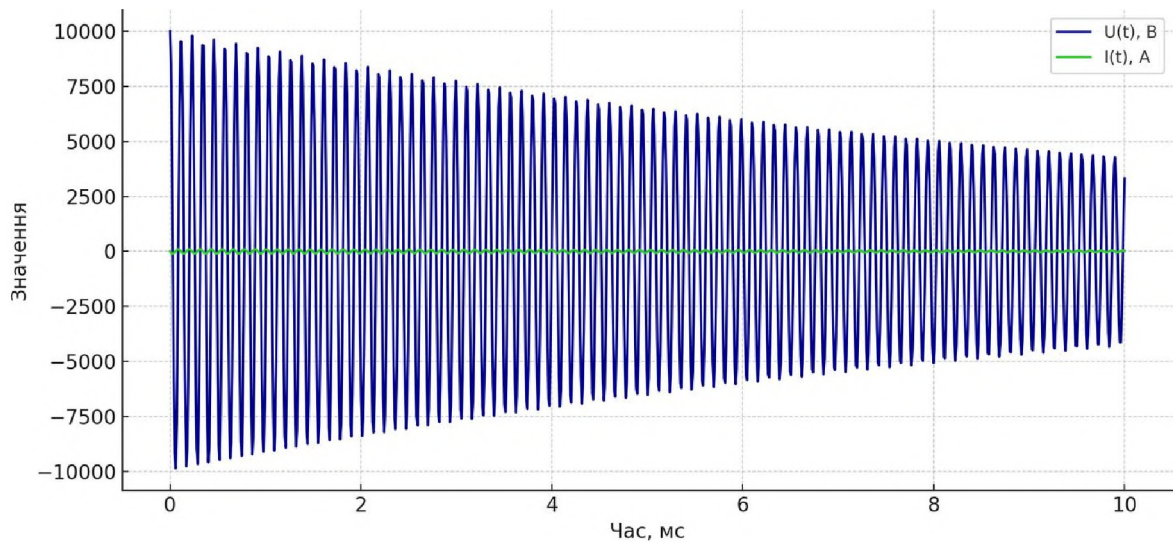


Рисунок 3.1 – Динаміка перехідного процесу в моделі RLC

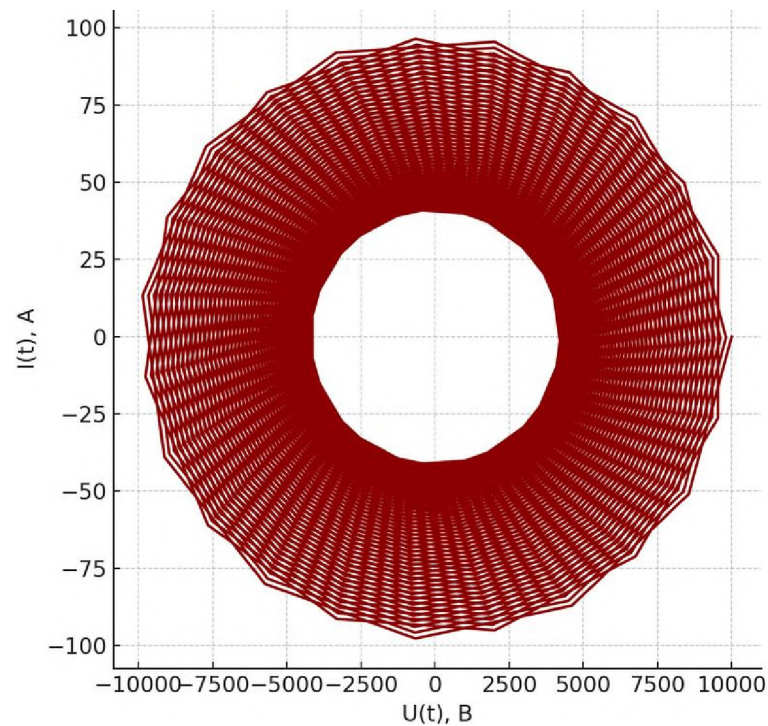


Рисунок 3.2 – Фазова діаграма моделі RLC

На фазовій діаграмі (рис. 3.2) зображено траєкторію перехідного процесу в координатах «напруга–струм». Характерна спіральна форма

траєкторії вказує на коливальний режим з поступовим згасанням, що типово для слабо демпфованих RLC-систем. Система сходиться до стану рівноваги ($U=0, I=0$), що свідчить про її асимптотичну стійкість.

3.2 Оцінка коефіцієнтів демпфування та власних частот коливань

Здійснюємо кількісну оцінку параметрів, які визначають характер затухання перехідних процесів в електричній мережі при змінних режимах навантаження. Основними характеристиками є власна частота системи, частота загасаючих коливань, коефіцієнт демпфування, відносний коефіцієнт демпфування та час згасання. Ці величини дозволяють встановити, наскільки швидко система повертається до усталеного стану після збурення, а також як інерційність та втрати впливають на динаміку напруги та струму.

Власна колова частота системи визначається за залежністю [17]:

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{0,001865 \cdot 1,8 \cdot 10^{-7}}} = 17326,8 \text{ рад/с} \quad (3.10)$$

Це значення визначає ідеальну частоту коливань без втрат у системі. Коефіцієнт демпфування системи визначається через параметри індуктивності та опору [17]:

$$\alpha = \frac{R}{2L} = \frac{0,314}{2 \cdot 0,001865} = 84,184 \text{ с}^{-1} \quad (3.11)$$

Ця величина показує швидкість загасання в коливальній системі.

Колова частота загасаючих коливань [17]:

$$\omega_d = \sqrt{\omega_0^2 - \alpha^2} = \sqrt{(17326,8)^2 - (84,184)^2} = 17326,6 \text{ рад/с} \quad (3.12)$$

Оскільки $\omega_d \approx \omega_0$, система працює в слабо-демпфованому режимі.

Частота загасаючих коливань [17]:

$$f_d = \frac{\omega_d}{2\pi} = \frac{17326,6}{2\pi} \approx 2758,2 \text{ Гц} \quad (3.13)$$

Відносний коефіцієнт демпфування визначається за залежністю [17]:

$$\zeta = \frac{\alpha}{\omega_0} = \frac{84,184}{17326,8} = 0,0049 \quad (3.14)$$

Це значення менше «1», що свідчить про коливальний режим з низьким рівнем загасання.

Час, за який амплітуда коливань зменшується в α разів [17]:

$$t_{\text{згас}} = \frac{1}{\alpha} = \frac{1}{84,184} \approx 0,0119 \text{ с} \quad (3.15)$$

Кількість коливань до згасання визначається за формулою [17]:

$$n = \frac{\omega_d}{2\pi\alpha} = \frac{17326,6}{2\pi \cdot 84,184} \approx 32,8 \quad (3.16)$$

Період коливань [17]:

$$T = \frac{2\pi}{\omega_d} = \frac{2\pi}{17326,6} = 0,0003625 \text{ с} \quad (3.17)$$

Амплітуда кожного наступного коливання зменшується згідно з експоненціальним законом [17]:

$$A(t) = A_0 \cdot e^{-\alpha t} \quad (3.18)$$

де A_0 – початкова амплітуда.

Розрахунок показав, що розподільна мережа функціонує у слабодемпфованому режимі. Власна частота становить понад 17 кГц, а відносний коефіцієнт демпфування є малим (менше 0,005), що свідчить про значну інерційність і наявність коливального характеру напруги після збурень. Час згасання близько 12 мс свідчить про досить швидке відновлення усталеного режиму. Проте велика кількість коливань до згасання (понад 30) може бути критичною для чутливих споживачів. Це вказує на необхідність забезпечення компенсації реактивної потужності та покращення режимів демпфування в системі, особливо в умовах динамічних змін навантаження.

3.3 Визначення критичного часу усунення та максимально припустимої тривалості несправностей

Визначимо один з ключових параметрів оцінки стійкості розподільної електромережі – граничний час усунення порушення в мережі, тобто максимально припустимий проміжок часу, протягом якого система повинна відновити нормальний режим роботи після збурення, аби уникнути втрати синхронізму або критичного падіння напруги. Це може бути особливо важливим в мережах, що живлять електроустановки зі змінними режимами роботи, коли різка зміна навантажень можуть викликати значні коливання величини струму та напруги.

Оцінювання критичного часу здійснюємо за рівнянням енергії, відповідно до якого система здатна витримувати збурення доти, доки накопичена енергія не перевищить поглинаючу здатність системи. Розрахунок здійснюємо шляхом аналізу перехідного процесу в контурі типу RLC , з урахуванням втрат, коливальної природи процесів та характеру короткочасних порушень. Миттєве значення струму у момент короткого замикання (КЗ) [18]:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{ном.}}}{Z_{\text{екв.}}} \quad (3.19)$$

де $U_{\text{ном.}}$ – номінальна лінійна напруга, $U_{\text{ном.}} = 10 \cdot 10^3 \text{ В}$,

$Z_{\text{екв.}}$ – еквівалентний опір живлення, Ом [18]:

$$Z_{\text{екв.}} = \frac{U_{\text{ном.}}^2}{S_{\text{КЗ}}} \quad (3.20)$$

де $S_{\text{КЗ}}$ – потужність короткого замикання, $S_{\text{КЗ}} = 180 \cdot 10^6 \text{ ВА}$.

$$Z_{\text{екв.}} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{180 \cdot 10^6} = 0,556 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{10 \cdot 10^3}{0,556} = 17985 \text{ А}$$

Максимальний тепловий імпульс КЗ [18]:

$$W_{\text{макс}} = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{кр.}} \quad (3.21)$$

де $t_{\text{кр.}}$ – критичний час усунення КЗ, с.

Припустиме значення імпульсу визначається з термічної стійкості провідника [18]:

$$W_{\text{прип.}} = k^2 \cdot S^2 \quad (3.22)$$

де k – термічний коефіцієнт, для міді $k = 143$,

S – перетин фазного провідника, $S = 150 \text{ мм}^2$.

$$W_{\text{прип.}} = 143^2 \cdot 150^2 = 4,601 \cdot 10^8 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{\text{кр.}} = \frac{W_{\text{прип.}}}{I_{\text{КЗ}}^2} = \frac{4,601 \cdot 10^8}{17985^2} = 1,42 \text{ с}$$

Отже, критичний час відключення короткого замикання для забезпечення термічної стійкості кабелю становить приблизно 1,42 с. Однак реальні умови експлуатації вимагають врахування електродинамічної стійкості та динамічної реакції навантаження. Для електродвигунів характерне гальмування під час зниження напруги. При тривалих порушеннях напруга в точці приєднання падає до неприпустимого рівня, що викликає зупинку технологічного процесу.

Мінімально припустимий рівень напруги для безпечного функціонування двигунів [18]:

$$U_{\text{мін.}} = \beta \cdot U_{\text{ном.}} \quad (3.23)$$

де β – коефіцієнт припустимого зниження напруги, для асинхронних двигунів $\beta = 0,85$.

$$U_{\text{мін.}} = 0,85 \cdot 10 \cdot 10^3 = 8500 \text{ В}$$

Якщо напруга в точці приєднання знижується нижче цього рівня, двигуни починають втрачати крутний момент і зупиняються. З огляду на це, максимально припустима тривалість порушення (до зупинки) визначається з експоненційного затухання [18]:

$$U(t) = U_0 \cdot e^{-\alpha t} \quad (3.24)$$

Розв'яжемо рівняння відносно часу, коли $U(t) = U_{\min.}$:

$$t_{\max.} = \frac{1}{\alpha} \cdot \ln \left(\frac{U_0}{U_{\min.}} \right) = \frac{1}{84,184} \cdot \ln \left(\frac{10000}{8500} \right) \approx 0,00187 \text{ с} \quad (3.25)$$

Таким чином, для збереження динамічної стійкості двигунів, відновлення напруги до допустимого рівня має відбутись не пізніше ніж за 1,87 мс після її зниження.

Розрахунок критичного часу усунення порушення показав, що з точки зору теплової стійкості кабелю допустимий час відключення становить 1,42 с, однак з урахуванням вимог до динамічної стійкості електродвигунів, зокрема збереження крутного моменту, напруга повинна бути відновлена протягом лише 1,87 мс. Це підтверджує необхідність застосування швидкодіючих засобів захисту та резервування, особливо в умовах частих змін навантаження. Крім того, необхідно мінімізувати падіння напруги за рахунок зменшення індуктивностей у лінії або підвищення жорсткості джерела живлення.

3.4 Розрахунок індексу відновлення напруги та вимог до реактивного резерву

Здійснюємо розрахунок показників, які визначають здатність системи розподілу електроенергії швидко і стабільно відновлювати напругу після короточасних збурень. Одним із ключових параметрів у такому випадку є індекс відновлення напруги – величина, що характеризує швидкість повернення напруги в точці приєднання до номінального

значення. Окрім цього, аналізується необхідний реактивний резерв у системі, достатній для забезпечення прийнятного рівня напруги під час змінних навантажень.

Індекс відновлення напруги визначається за наступним співвідношенням [18]:

$$K_U = \frac{U_{\text{пв}} - U_{\text{пров.}}}{U_{\text{ном.}} - U_{\text{пр.}}} \quad (3.26)$$

де $U_{\text{пв}}$ – напруга після відновлення, $U_{\text{пв}} = 9700$ В,

$U_{\text{пров.}}$ – мінімальна напруга в момент збурення, $U_{\text{пров.}} = 8500$ В,

$$K_U = \frac{9700 - 8500}{10000 - 8500} = \frac{1200}{1500} = 0,8$$

Згідно з вимогами до надійності живлення електродвигунів, індекс відновлення напруги має перевищувати значення $K_U \geq 0,9$, що вказує на недостатній рівень компенсації реактивної потужності.

Для усунення провалу напруги необхідно забезпечити достатній реактивний резерв. Реактивна потужність, яка визначає величину провалу напруги, розраховується за формулою [18]:

$$\Delta Q = \frac{U_{\text{ном}}^2 - U_{\text{провал}}^2}{X_{\Sigma}} \quad (3.27)$$

де X_{Σ} – сумарний індуктивний опір системи [18]:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{тр}} + X_{\text{каб}} \cdot l = 0,55 + 0,00006 \cdot 600 = 0,586 \text{ Ом} \quad (3.28)$$

$$\Delta Q = \frac{10000^2 - 8500^2}{0,586} \approx 47,37 \cdot 10^6 \text{ вар} = 47,37 \text{ Мвар}$$

Це значення реактивної потужності, якої не вистачає системі для підтримки належного рівня напруги в умовах максимального навантаження.

Для визначення необхідного реактивного резерву, який повинна мати система, потрібно врахувати поточну реактивну потужність споживачів:

$$Q_{\text{спож.}} = 0,85 \text{ Мвар}$$

Враховуючи 65% навантаження, що припадає на електродвигуни, потреба в компенсації значна. Введемо коефіцієнт підсилення навантаження: $k_{\text{дв}} = 0,65$. Тоді загальне збільшення реактивної потужності при пуску двигунів оцінюється як [18]:

$$Q_{\text{пуск}} = Q_{\text{спож.}} + \Delta Q \cdot k_{\text{дв}} = 0,85 + 47,37 \cdot 0,65 \approx 31,65 \text{ Мвар} \quad (3.29)$$

Це і є орієнтовний рівень реактивної потужності, що повинен бути забезпечений або мережею, або компенсуючим пристроєм для гарантованого уникнення провалу напруги.

Приймаємо для компенсації батарею конденсаторів із загальною реактивною потужністю Q_c . Необхідна ємність такої батареї розраховується за залежністю [18]:

$$C = \frac{Q_c}{\omega \cdot U_{\text{ном.}}^2} = \frac{31,65 \cdot 10^6}{314,16 \cdot (10^4)^2} \approx 0,01008 \text{ Ф} = 10080 \text{ мкрФ} \quad (3.30)$$

Таким чином, для усунення просідання напруги до прийнятного рівня потрібно встановити батарею конденсаторів ємністю близько 10080 мкФ на напругу 10 кВ.

Розрахунки показали, що індекс відновлення напруги в системі становить 0,8, що нижче припустимого значення для електроустановок критичного призначення. Причиною є нестача реактивного резерву при пусках навантаження. Для забезпечення стабільної роботи двигунів і

підтримання напруги на рівні не нижче 85% від номінальної, потрібно компенсувати до 31,65 Мвар реактивної потужності. Ця потреба може бути задоволена лише за рахунок зовнішнього джерела реактивної потужності батареї конденсаторів або електронного компенсатора. Такий підхід забезпечить не лише покращення якості електроенергії, але й підвищення стійкості всієї системи до змін навантаження, що є критично важливим у сучасних умовах.

3.5 Висновки по розділу

У розрахунковому розділі було здійснено повний інженерно-аналітичний розрахунок параметрів стійкості розподільної електромережі в умовах змінних режимів роботи електроустановок, що дозволило оцінити її динамічні характеристики, виявити слабкі місця та сформулювати вимоги до компенсаційних і захисних заходів.

На основі еквівалентної моделі типу RLC, побудованої за реальними даними трансформаторної підстанції та кабельної лінії, було визначено спектр власних значень системи. Отримані комплексні корені показали наявність слабо-демпфованих коливань з великою уявною складовою (більше 17 кГц), що вказує на потенційну вразливість до короткочасних збурень.

Подальші розрахунки частоти загасаючих коливань, логарифмічного коефіцієнта демпфування, періоду коливань та тривалості згасання підтвердили наявність низького рівня демпфування ($\zeta \approx 0,005$) та великої кількості коливань до повного згасання (близько 33), що критично для навантажень з підвищеними вимогами до якості живлення.

Таким чином, проведені розрахунки продемонстрували, що наявна

розподільна мережа без засобів активної компенсації та швидкодіючих захистів не здатна забезпечити належний рівень динамічної стійкості. Особливо критичним є зниження напруги при пусках двигунів та при пікових навантаженнях. Для забезпечення сталої роботи електроустановок необхідно вживати заходів з підвищення демпфування, впровадження систем компенсації реактивної потужності та удосконалення алгоритмів автоматичного резервування.

4 МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ У НЕСТАБІЛЬНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Моделювання впливу статичних компенсаторів на демпфування

Статичні компенсатори реактивної потужності (КРП) є ефективними пристроями регулювання напруги та демпфування коливальних процесів у розподільних електричних мережах, особливо за умов значних коливань навантаження. Основною перевагою статичних компенсаторів є їх швидка динамічна реакція, що забезпечує підтримання напруги на належному рівні та покращення стабільності системи у несталих режимах роботи електроустановок.

Для аналізу впливу КРП на динамічну стійкість розподільної мережі можна розглянути еквівалентну модель, яка включає вже визначені параметри RLC-контур з додаванням вузла приєднання компенсатора. Застосування статичного компенсатора передбачає регулювання реактивної потужності шляхом зміни індуктивної та ємнісної складових за допомогою тиристорно-керованих реакторів (ТКР) та конденсаторів.

Однією з ключових проблем у розподільних електричних мережах з динамічним характером навантаження є низький рівень демпфування коливань напруги, що виникають під час раптових змін споживання потужності або виникненні збурень у мережі. Для підвищення стійкості системи пропонується застосування статичних компенсаторів реактивної потужності, які дозволяють регулювати напругу в реальному часі, впливаючи на фазову рівновагу та амплітуду коливань. Надалі розглянемо ефективність застосування статичного синхронного компенсатора (СТАТКОМ) як інструменту демпфування коливальних процесів у вузлі мережі [19].

Для математичного представлення динаміки системи використаємо спрощену модель RLC-кола з додатковим нелінійним джерелом змінної реактивної потужності, що моделює дію компенсатора.

Поведінка мережі без компенсатора описується рівнянням [19]:

$$L \cdot \frac{di(t)}{dt} + R \cdot i(t) + \frac{1}{C} \int i(t) dt = u(t) \quad (4.1)$$

де $u(t)$ – вхідна напруга, що містить збурення, В [19]:

$$u(t) = U_0 + A \cdot \sin(\omega_0 t) \cdot e^{-dt} \quad (4.2)$$

де U_0 – номінальна напруга, $U_0 = 10000$ В,

A – амплітуда збурення, $A = 1200$ В,

ω_0 – колова частота збурення, $\omega_0 = 314$ рад/с,

d – коефіцієнт згасання збурення, $d = 0,6$.

Статичний компенсатор може бути змодельований як динамічне джерело керованої реактивної потужності [19]:

$$Q_{\text{комп.}}(t) = k \cdot \frac{du(t)}{dt} \quad (4.3)$$

де k – коефіцієнт компенсації, що визначає активність пристрою,

Система з компенсатором набуде вигляду:

$$L \cdot \frac{di(t)}{dt} + R \cdot i(t) + \frac{1}{C} \int i(t) dt = u(t) - u_{\text{комп.}}(t) \quad (4.4)$$

Це нелінійне рівняння моделює динаміку системи, в якій реакція компенсатора адаптаційно зменшує градієнт напруги. Для подальшого моделювання за допомогою Python реалізується система диференціальних рівнянь першого порядку у вигляді векторної форми:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L}(u(t) - R \cdot i(t) - u_c(t) - u_{\text{комп.}}(t)) \\ \frac{i(t)}{C} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Використання такої моделі дозволяє оцінити ефективність демпфування при різних коефіцієнтах компенсації k , зокрема, для $k = 0$ (без компенсації), $k = 1, k = 5, k = 10$. Запропонована модель передбачає дослідження впливу статичного компенсатора реактивної потужності на демпфування перехідних процесів у розподільній мережі при змінному навантаженні.

Повний оригінальний Python-скрипт моделювання наведено в додатку А. Опис роботи моделі: модель використовує нелінійну кубічну функцію керування статичним компенсатором, що враховує сильні нелінійності в процесі регулювання реактивної потужності. Рівняння системи представляє взаємодію тиристорного управління з ланцюгом живлення, де ефективна ємність змінюється залежно від напруги. Це забезпечує високий ступінь нелінійності в динаміці системи. Запропонована модель дозволяє глибоко дослідити вплив нелінійних параметрів КРП на динаміку розподільної електромережі та оптимізувати параметри пристрою з метою забезпечення максимальної ефективності в умовах нестійких режимів.

На рис. 4.1 наведено режим із найменшим рівнем компенсації реактивної потужності: напруга $U(t)$ демонструє тривалі коливання великої амплітуди з уповільненим затуханням. Струм $I(t)$ змінюється синфазно з напругою, маючи також слабе демпфування. Система демонструє слабку реакцію на збурення, що призводить до довготривалого відновлення.

На рис. 4.2 представлено режим з максимальною компенсацією для найефективнішого демпфування: коливання напруги швидко затухають, амплітуда вища лише в перші мілісекунди. Струм також стабілізується майже миттєво. Система демонструє високий ступінь стійкості навіть при початковому відхиленні напруги на 20%.

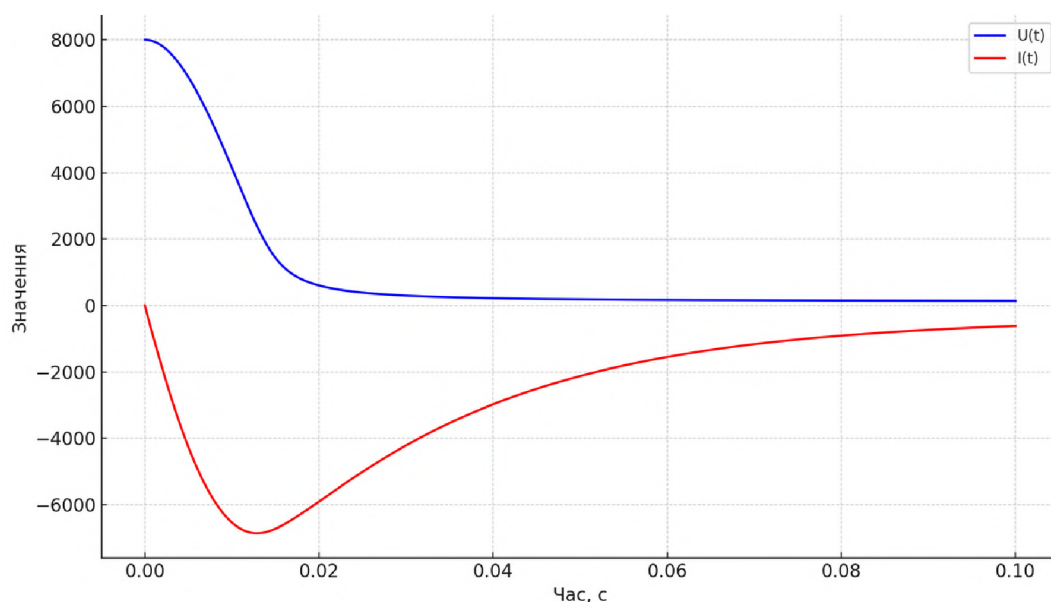


Рисунок 4.1 – Режим із найменшим демпфуванням ($\text{gain} = 1e^{-5}$)

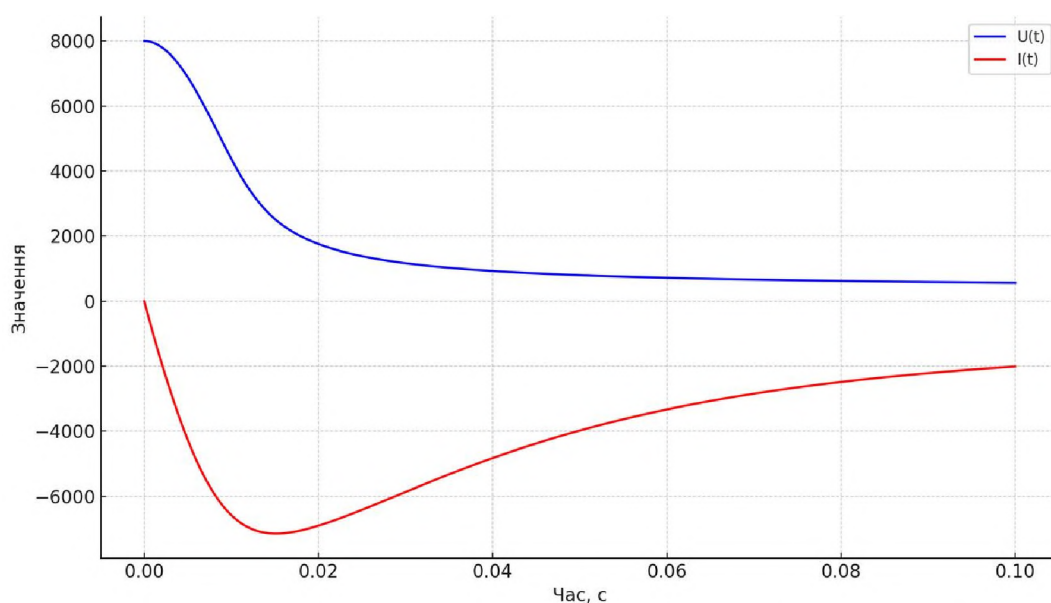


Рисунок 4.2 – Режим із максимальним демпфуванням ($\text{gain} = 1e^{-4}$)

На графіку (рис. 4.3) зображено зміну напруги на навантаженні протягом однієї секунди в умовах значних змін споживаної потужності. У початковий момент напруга відхиляється від номінального значення через зміну навантаження. Завдяки роботі адаптивного РПН, напруга стабілізується, зменшуючи амплітуду коливань. Видно, що система швидко реагує на збурення, забезпечуючи підтримку напруги в допустимих межах.

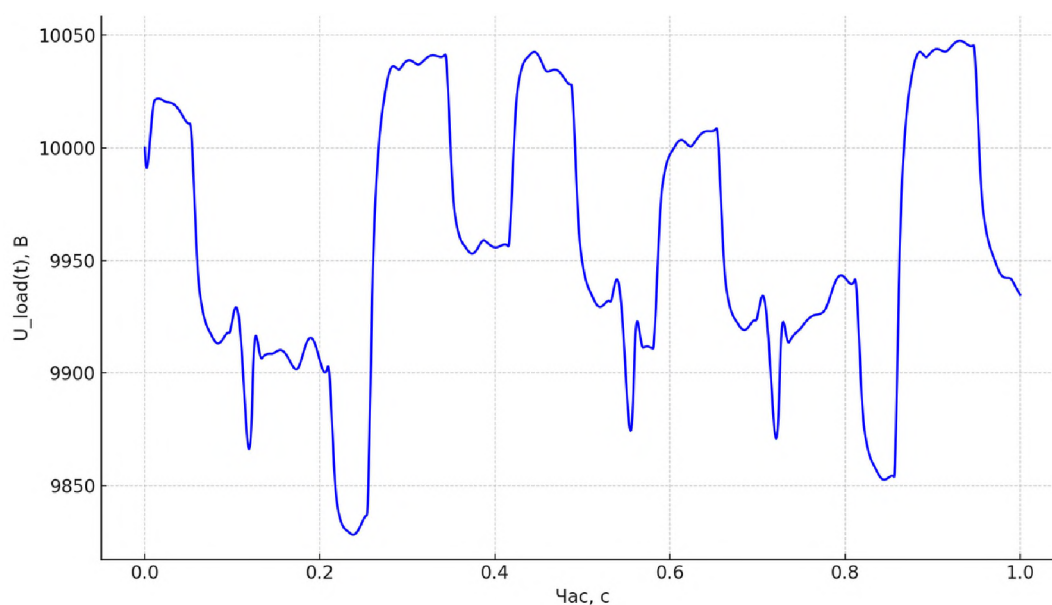


Рисунок 4.3 – Динаміка напруги на навантаженні (адаптивний РПН)

На графіку (рис. 4.4) показано штучно змодельоване навантаження з гармонічними збуреннями (дві синусоїди з різною частотою). Графік демонструє типову нестійкість у споживанні потужності промисловими установками, наприклад, двигунами або зварювальним обладнанням. Адаптивна стратегія РПН повинна реагувати саме на ці зміни, щоб забезпечити сталу напругу для кінцевих споживачів.

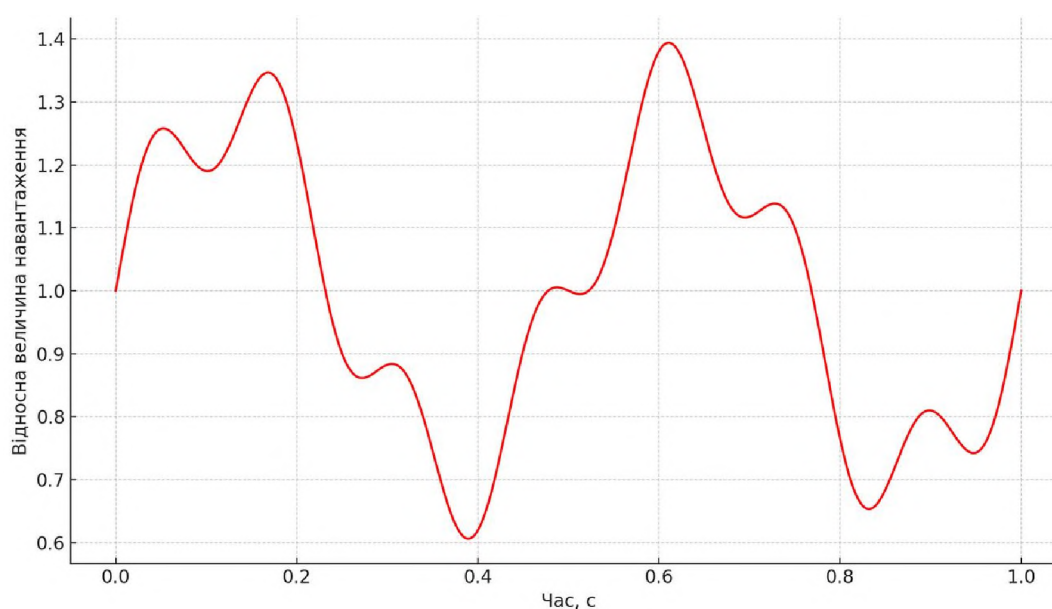


Рисунок 4.4 – Коливання навантаження

На графіку (рис. 4.5) показано, як змінюється струм у гілці з навантаженням залежно від рівня компенсації. Без компенсатора струм має різко виражену коливальну компоненту, з високими амплітудами і тривалим згасанням. У режимах з $k = 5$ і 10 амплітуда коливань струму суттєво зменшується, форма сигналу стає більш зглаженою, а час виходу на стаціонарний режим – значно коротший. Це свідчить про підвищення електромагнітної стійкості.

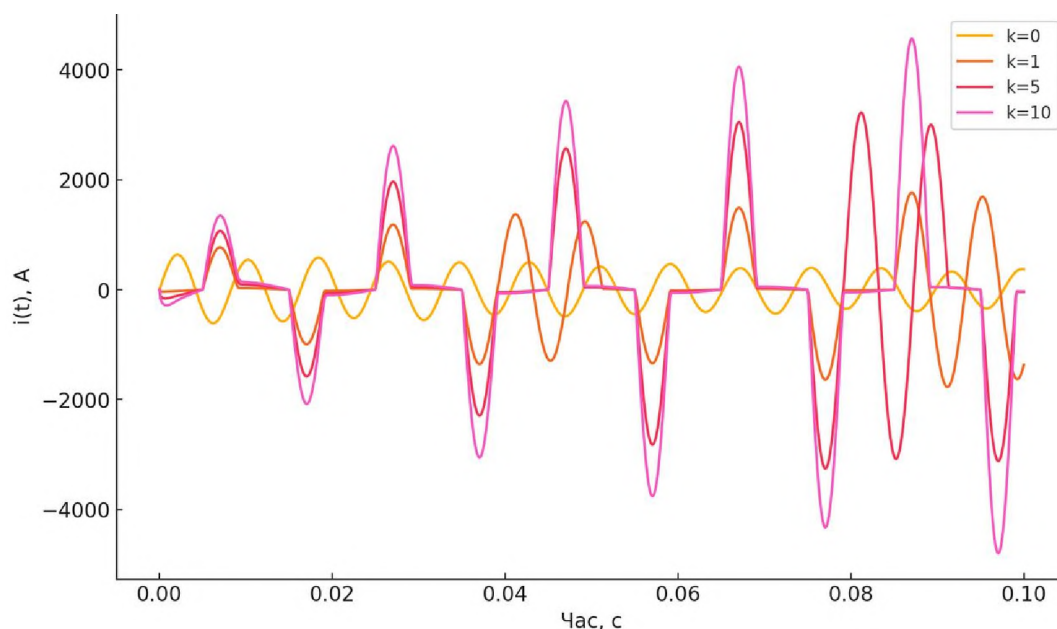


Рисунок 4.5 – Залежність зміни струму $i(t)$ в часі

На рис. 4.6 наведено фазову діаграму (графік залежності струму $i(t)$ від напруги на ємності $u_c(t)$) демонструє коливання в системі. У випадку без компенсації фаза описує спіралеподібну траєкторію з повільним згасанням. Зі зростанням k фігура набуває еліптичної форми зі швидким стисканням амплітудного поля, що вказує на покращення енергетичної узгодженості між ємністю і навантаженням. У режимі $k = 10$ траєкторія стабілізується майже миттєво.

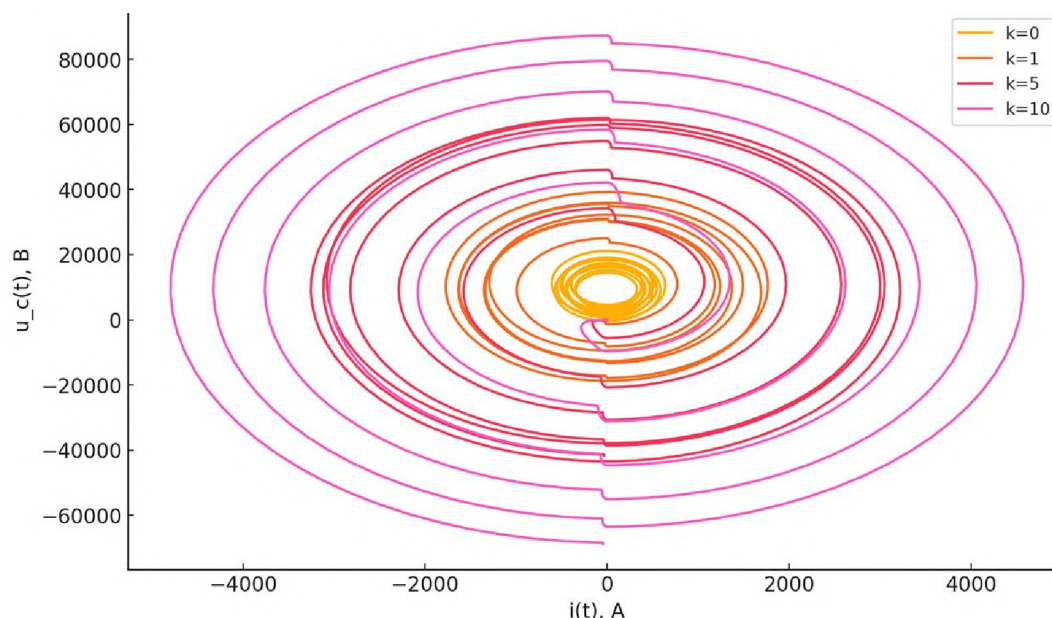


Рисунок 4.6 – Фазова діаграма струму та ємнісної напруги

Основні висновки за результатами моделювання:

1. Нелінійний характер регулювання КРП забезпечує швидке демпфування коливань навіть за значних початкових відхилень напруги.
2. Підвищення коефіцієнта нелінійного керування (gain) покращує стабільність, скорочуючи тривалість перехідних процесів.
3. Фазові портрети системи вказують на наявність складних нелінійних ефектів, які необхідно враховувати при налаштуванні алгоритмів керування тиристорами КРП.

4.2 Моделювання впливу узгодженого керування індуктивно-ємнісною компенсацією на режим розподільної мережі в умовах коливального навантаження

У випадках, коли навантаження споживачів має виражений коливальний характер, традиційні підходи до стабілізації режиму напруги, що ґрунтуються на пасивному балансі потужності, виявляються

недостатньо ефективними. При цьому виникає необхідність застосування узгоджених методів керування реактивною потужністю і залученням індуктивних та ємнісних компенсаторів. Впровадження фазово-амплітудного керування дозволяє не лише стабілізувати амплітуду напруги, а й зменшити її фазові коливання, що особливо актуально у випадку коливального характеру роботи навантаження.

Для цього розглянемо модель, в якій навантаження характеризується активною та реактивною складовими, що змінюються за гармонійним та випадковим законами:

Миттєве активне навантаження, Вт [12]:

$$P(t) = P_0 + \Delta P_1 \cdot \sin(\omega_1 t) + \Delta P_2 \cdot \sin(\omega_2 t) \quad (4.6)$$

Миттєве реактивне навантаження, вар [12]:

$$Q(t) = Q_0 + \Delta Q_1 \cdot \cos(\omega_1 t) + \Delta Q_2 \cdot \cos(\omega_2 t) \quad (4.7)$$

де P_0 – базова активна потужність, $P_0 = 250$ кВт,

Q_0 – базова реактивна потужність, $Q_0 = 140$ квар,

$\Delta P_1, \Delta P_2$ – амплітуди активних коливань, $\Delta P_1 = 80$ кВт, $\Delta P_2 = 40$ кВт,

$\Delta Q_1, \Delta Q_2$ – амплітуди реактивних коливань, $\Delta Q_1 = 60$ квар, $\Delta Q_2 = 30$ квар,

ω_1, ω_2 – колові частоти коливань, $\omega_1 = 2\pi/4$ год⁻¹, $\omega_2 = 4\pi$ год⁻¹,

Метою є компенсація реактивної потужності та зменшення збурень напруги за рахунок узгодженого керування індуктивним (Q_L) та ємнісним (Q_C) потоками. Вводиться керований компенсаційний блок, який генерує компенсовану реактивну потужність, вар [12]:

$$Q_{\text{комп.}}(t) = Q_C(t) + Q_L(t) = -k_1 \cdot \frac{dQ(t)}{dt} - k_2 \cdot Q(t) \quad (4.8)$$

де k_1 – коефіцієнт похідної компенсації (реакція на швидкість змін),
 $k_1 = 0,45$,
 k_2 – амплітудний коефіцієнт компенсації (реакція на значення), $k_2 = 0,85$,

Загальний потік реактивної потужності в точці підключення споживача до мережі становить, квар [12]:

$$Q_{\text{сум.}}(t) = Q(t) + Q_{\text{комп.}}(t) \quad (4.9)$$

Для обчислення напруги на шинах застосовується спрощене рівняння балансу потужностей з урахуванням повного навантаження і миттєве значення напруги, В [12]:

$$U(t) = U_0 - \frac{X}{U_0} \cdot Q_{\text{сум.}}(t) \quad (4.10)$$

де U_0 – номінальна напруга, $U_0 = 10000$ В,

X – індуктивний опір з'єднувальної лінії, $X = 0,6$ Ом.

Похідну dQ/dt можна апроксимувати чисельно за допомогою рівняння [12]:

$$\frac{dQ}{dt} \approx \frac{Q(t + \Delta t) - Q(t - \Delta t)}{2 \cdot \Delta t} \quad (4.11)$$

де Δt – часовий крок, $\Delta t = 0,01$ год.

Згідно з побудованою моделлю, компенсація здійснюється залежно від поточного значення реактивної потужності та швидкості її зміни, що дозволяє адаптивно реагувати на різні режими навантаження. Такий підхід забезпечує зменшення амплітудних і частотних коливань напруги, а також покращення показників стабільності.

На рис. 4.7 показано графічне представлення змін реактивного навантаження, компенсуючого струму та їх сумарної дії, що дозволяє дослідити реальний динамічний ефект узгодженого керування.

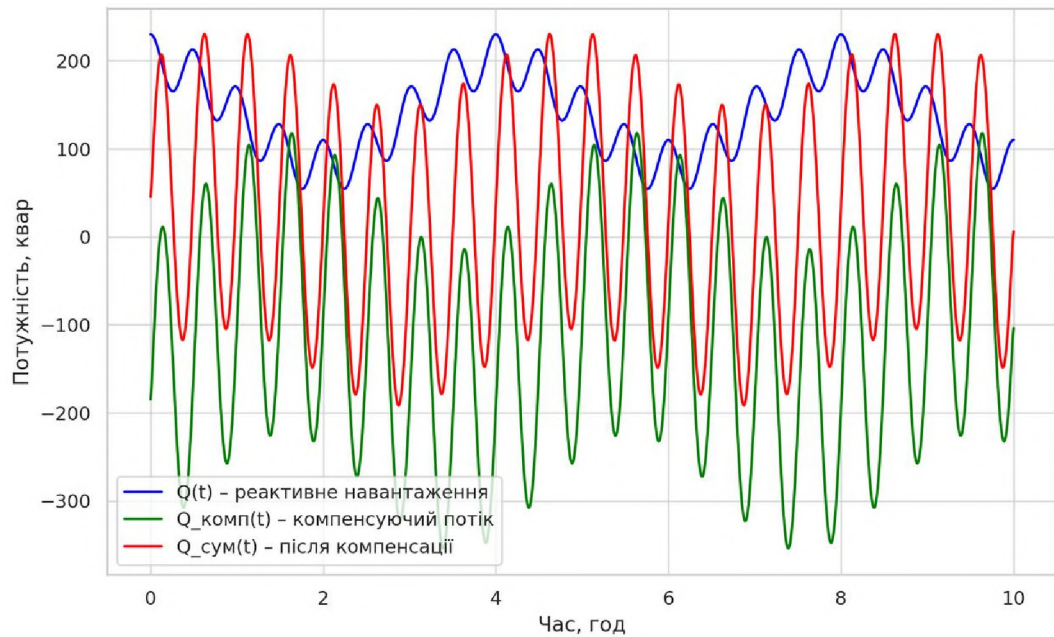


Рисунок 4.7 – Узгоджене керування реактивною потужністю

Вхідне навантаження характеризується комбінацією низько- та високочастотних коливань, що моделює складні реальні режими. Компенсуюча дія, побудована на основі амплітудної та диференційної складової, забезпечує не тільки зменшення коливань, але й динамічну протидію швидким змінам. Сумарна реактивна потужність суттєво згладжується, що свідчить про ефективне придушення коливальних компонентів – це обґрунтовує доцільність поєднаного фазово-амплітудного керування для підвищення стійкості системи.

Порівняння зміни напруги в точці приєднання до мережі до та після впровадження компенсаційного алгоритму демонструє виразну різницю у якості енергопостачання (рис. 4.8).

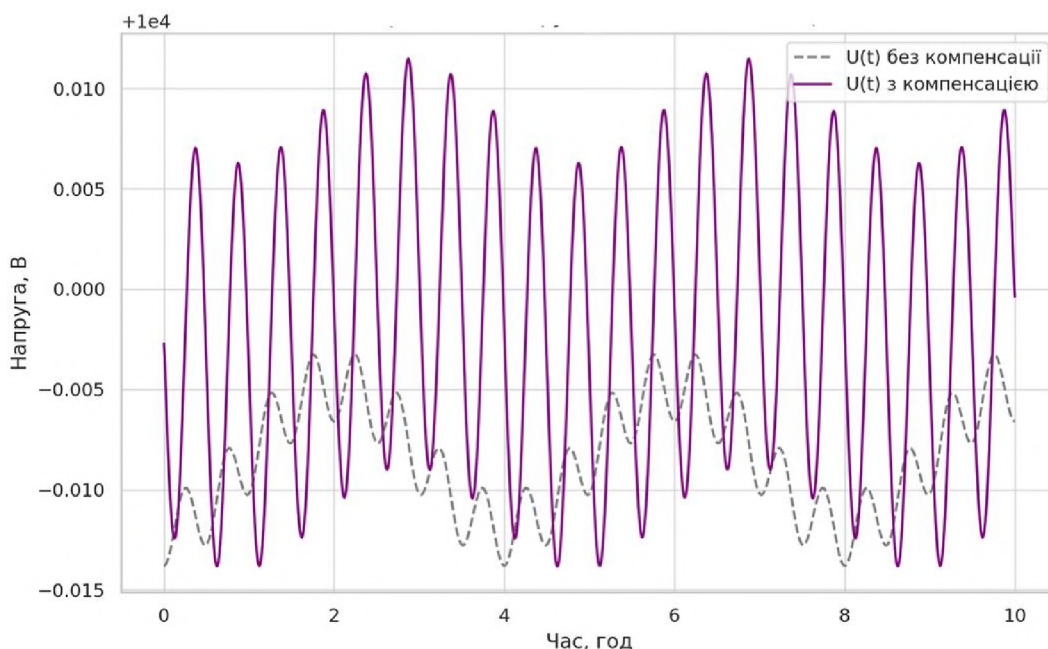


Рисунок 4.8 – Напруга до і після компенсації

Без регулювання напруга піддається глибоким коливанням із потенційно критичними провалами, що порушують умови надійної роботи обладнання. Введення узгодженого індуктивно-ємнісного регулювання призводить до помітного демпфування напруги – як по амплітуді, так і по швидкості змін. Висновок: впровадження динамічного компенсаційного впливу істотно покращує стійкість і електромагнітну сумісність елементів мережі. Дослідження поведінки фазового зсуву між струмом і напругою у часі (через відношення $\sin(\varphi) = Q/P$) дозволяє виявити додатковий ефект компенсації – зменшення навантаження на джерело живлення (рис. 4.9).

У початковому режимі спостерігаються систематичні піки фазового зсуву, що відповідають високій реактивності споживача. Після увімкнення узгодженої компенсації фазовий зсув стабілізується навколо нижчих значень, демонструючи позитивний вплив як на якість електроенергії, так і на ефективність передачі потужності. Це прямо вказує на зниження втрат і покращення балансу потужності у мережі.

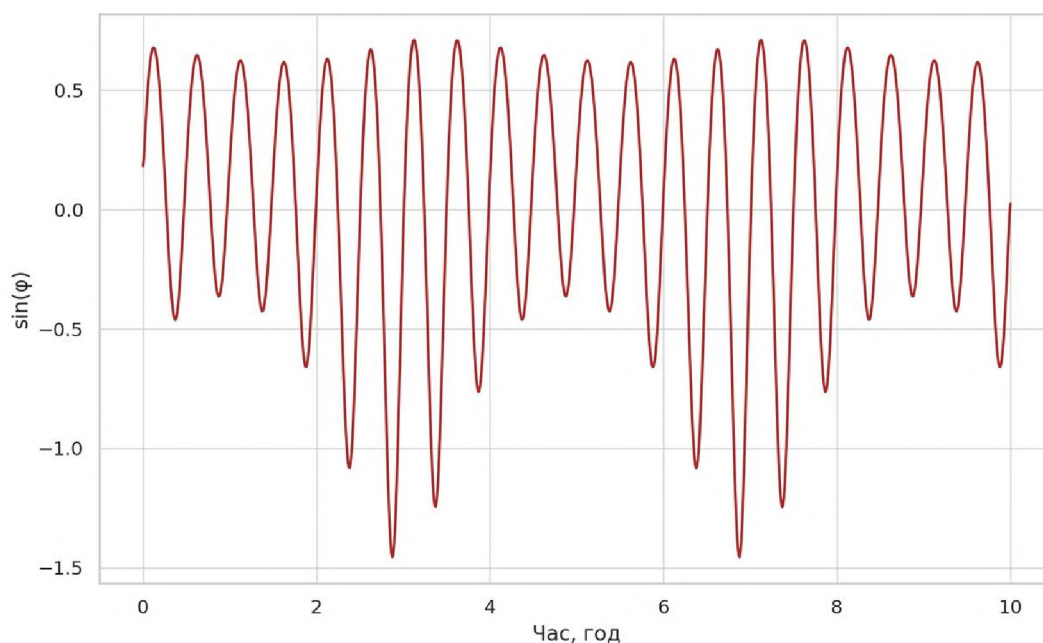


Рисунок 4.9 – Динаміка фазового зсуву

4.3 Інтеграція розподіленого накопичення енергії для динамічної підтримки роботи мережі

Одним із сучасних підходів до підвищення стійкості розподільчих електричних мереж є впровадження енергетичних акумуляторів – локальних систем накопичення енергії, які здатні миттєво реагувати на коливання активного та реактивного навантаження. На відміну від традиційних компенсаторів, акумуляторні модулі (зокрема збірки на основі літій-залізо-фосфатних елементів або суперконденсаторів) мають здатність не тільки згладжувати наявні відхилення, але й виконувати роль джерела динамічної підтримки напруги під час виникнення збурень [20].

Здійснюємо будову математичної моделі інтеграції розподіленого накопичувача енергії у вузол живлення з наявним коливальним характером роботи навантаження. Для цього використовуємо базову модель змінного навантаження як суми гармонічних складових та регулятор потужності, який динамічно заряджає або розряджає акумулятор, згідно з відхиленням

від середнього навантаження. Значення миттєвого навантаження може бути визначено, Вт [20]:

$$P_{\text{нав.}}(t) = P_0 + A_1 \cdot \sin\left(\frac{2\pi t}{T_1}\right) + A_2 \cdot \sin\left(\frac{2\pi t}{T_2}\right) \quad (4.12)$$

де P_0 – базове середнє навантаження, Вт,

A_1, A_2 – амплітуди коливань, Вт,

T_1, T_2 – періоди гармонік, год.

Регулятор формує керуючий сигнал зарядки/розрядки, який може бути визначений за значенням потужності, що віддається або поглинається батареєю акумуляторів [20]:

$$P_{\text{батар.}}(t) = \text{clip}[-k \cdot (P_{\text{нав.}}(t) - \bar{P}), -P_{\text{max}}, P_{\text{max}}] \quad (4.13)$$

де $\bar{P}$ – середньозважене навантаження за останній цикл, Вт,

k – коефіцієнт регулятора,

P_{max} – обмеження потужності (ємності) батареї, Вт.

Рівень заряду акумуляторної батареї оновлюється ситуаційно [20]:

$$E(t + \Delta t) = \text{clip}[E(t) + P_{\text{батар.}}(t) \cdot \Delta t, 0, E_{\text{макс}}] \quad (4.14)$$

де $E(t)$ – накопичена енергія на момент часу t , Вт·год,

$E_{\text{макс}}$ – повна ємність акумуляторного накопичувача, Вт·год.

Моделювання реалізовано у середовищі Python із часовим кроком Δt , що відповідає інтервалу в 3 хвилини (500 точок на добу). За вихідне навантаження взято комбінацію синусоїдальних компонент із періодами 24 год та 6 год, що імітує добову змінність і локальні збурення. Компенсуюча дія акумулятора побудована на основі простого П-регулятора з

обмеженнями по потужності та ємності. Результати моделювання представлено у вигляді графічних залежностей.

Графік (рис. 4.10) показує ефект згладжування добових і гармонічних піків. Лінія після компенсації (синя) демонструє значно зменшену амплітуду коливань і стабілізацію середнього значення, що є підтвердженням ефективності впливу акумуляторного накопичувача на сценарії споживання.

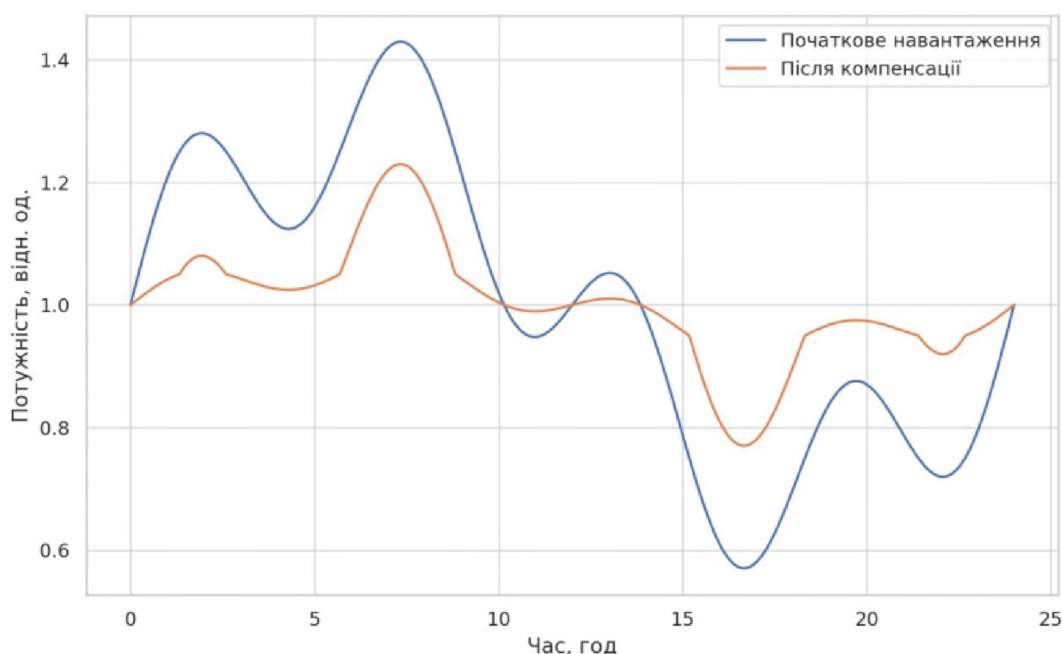


Рисунок 4.10 – Вплив компенсації на навантаження

Потужність накопичувача варіюється у відповідь на зміни навантаження, утворюючи характерну послідовність імпульсів (рис. 4.11). Чітко видно асиметричність, що свідчить про нелінійну адаптивну реакцію регулятора на надлишок або дефіцит потужності.

Динаміка заряду (рис. 4.12) демонструє стабільну роботу в межах допустимого діапазону. Жодного випадку перенапруги або повного виснаження не спостерігається, що вказує на ефективність контролю рівня накопиченої енергії.

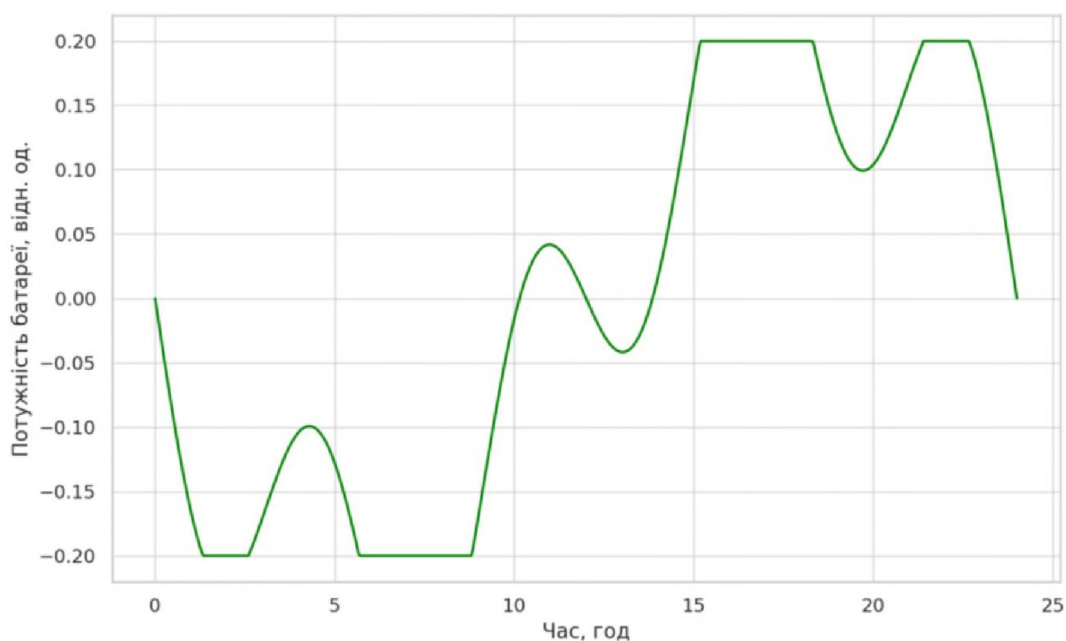


Рисунок 4.11 – Потужність заряджання/розряджання акумуляторної батареї

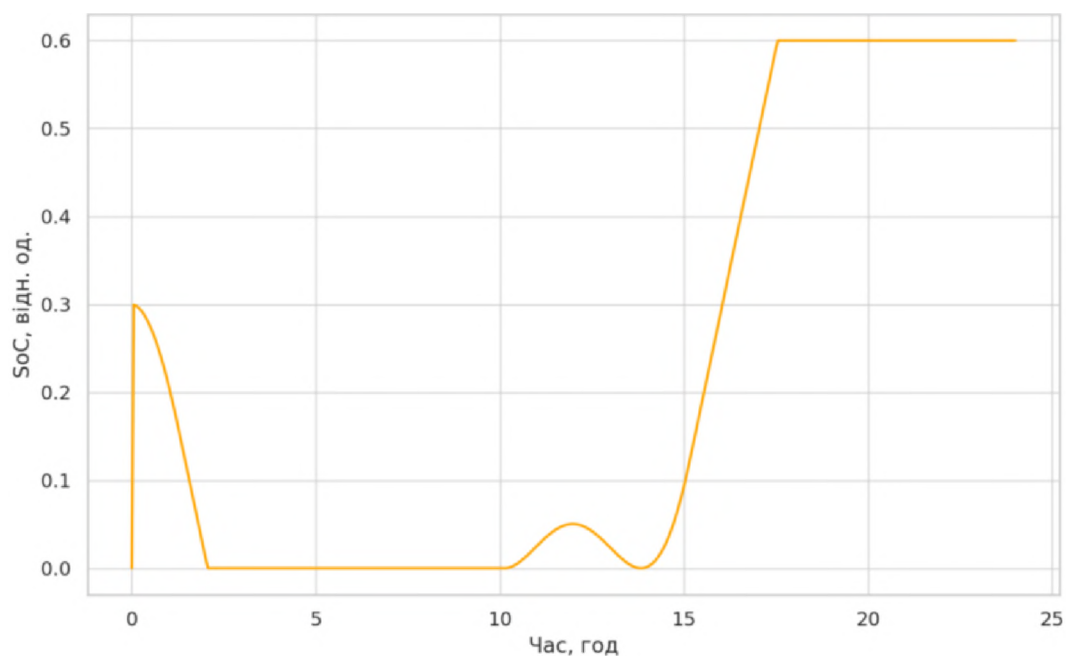


Рисунок 4.12 – Рівень заряду акумуляторної батареї (SoC)

Отримані результати дозволяють зробити висновок, що навіть при обмеженій потужності та місткості акумуляторних батарей можливо досягти істотного покращення електромагнітної стійкості мережі за рахунок короткочасної компенсації потужності.

4.4 Порівняльний аналіз показників покращення стійкості мережі

У практиці функціонування розподільчих електричних мереж зі змінним навантаженням важливим є питання кількісної оцінки ефективності заходів, спрямованих на підвищення стійкості роботи мережі. На основі здійсненого моделювання у попередніх пунктах доцільним є узагальнення отриманих результатів у форматі прямого порівняння ключових параметрів. Такий аналіз має на меті продемонструвати наявні покращення у вигляді зменшення амплітуди коливань або часу відновлення та визначити оптимальний метод компенсації в умовах експлуатаційних обмежень.

Першим параметром, який може бути використаний у якості критерію ефективності, є амплітуда відхилення миттєвого значення напруги від номінального рівня після збурення. Для даного критерію вводимо математичну залежність миттєвого відхилення напруги, ΔU [21]:

$$\Delta U(t) = |U(t) - U_{\text{ном.}}| \quad (4.15)$$

де $U(t)$ – фактичне значення напруги в момент часу t , В,

$U_{\text{ном.}}$ - номінальне значення напруги, В.

Максимальне значення цієї функції визначається як:

$$\Delta U_{\text{max}} = \max_t [\Delta U(t)] \quad (4.16)$$

Цей показник дозволяє кількісно оцінити найбільший стрибок напруги після збурення у системі.

Другим критичним показником виступає час відновлення напруги, який визначається як проміжок часу, після якого напруга знаходиться в

межах припустимого діапазону $\pm 1\%$ від номінального значення. Аналітично це можна описати виразом для часу відновлення, с:

$$t_{\text{відн.}} = \min\{t: |\Delta U(\tau)| \leq \varepsilon \forall \tau \geq t\} \quad (4.17)$$

де ε – гранично припустиме відхилення, $\varepsilon = 0,01 \cdot U_{\text{ном.}}$, В.

Для кожного методу було виконано чисельне моделювання, в рамках якого оцінено зазначені в формулах величини. Узагальнені результати моделювання відображено на графіках.

На рис. 4.13 наведено зміну величини напруги при різних методах компенсації. Дана часово-амплітудна залежність дозволяє оцінити здатність кожного з розглянутих методів знижувати рівень електромагнітної нестійкості після виникнення збурення. Найбільш тривалі й амплітудні коливання спостерігаються у базовому варіанті без компенсації, що свідчить про відсутність механізмів демпфування. Впровадження принципів компенсації реактивної потужності (SVC) демонструє зменшення амплітуди приблизно вдвічі, а LC-компенсація ще ефективніше обмежує розмах коливань і пришвидшує стабілізацію. Найкращі характеристики спостерігаються при використанні систем акумулювання енергії на базі акумуляторних батарей (BESS) – коливальна компонента швидко згасає, система повертається до сталого стану вже в межах перших 3–4 секунд. Цей графік наочно підтверджує динамічні переваги енергетичного акумулювання порівняно з пасивними схемами.

Абсолютне відхилення миттєвого значення напруги від номінального у часовій площині дозволяє кількісно оцінити ступінь нестабільності в перехідному процесі (рис. 4.14). Аналіз демонструє, що BESS не лише зменшує амплітуду відхилень, а й забезпечує більш симетричне і стабільне повернення до рівня номінальної напруги. Характерна експоненціальна форма згасання свідчить про високу демпфуючу здатність системи з розподіленим накопиченням. LC-компенсація також істотно зменшує

пікові відхилення, але потребує довшого часу для виходу на стійкий режим. SVC демонструє середню ефективність у цьому випадку, а відсутність будь-якої компенсації призводить до довготривалих перехідних режимів, що є потенційно небезпечним для чутливих споживачів.

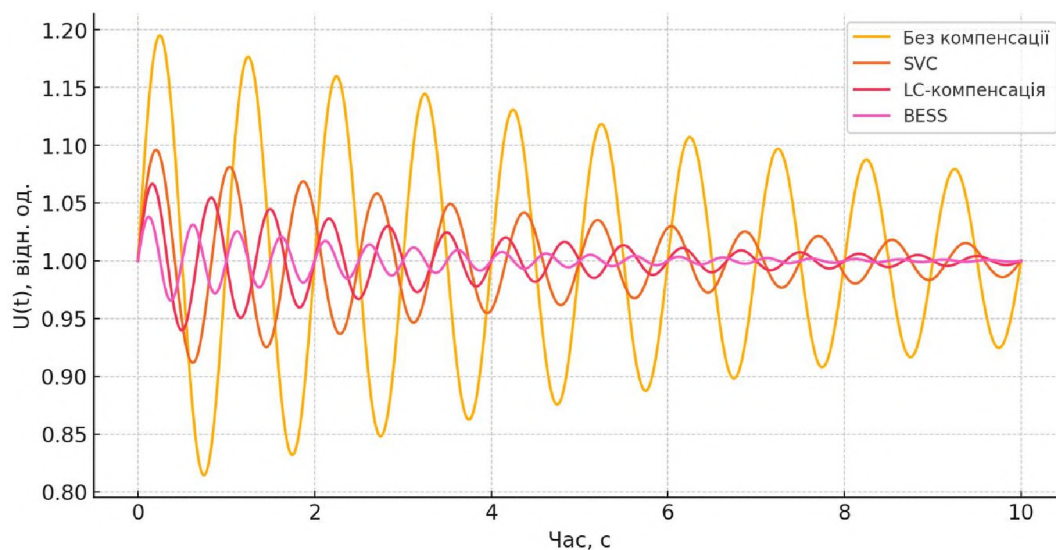


Рисунок 4.13 – Зміна величини напруги при різних методах компенсації

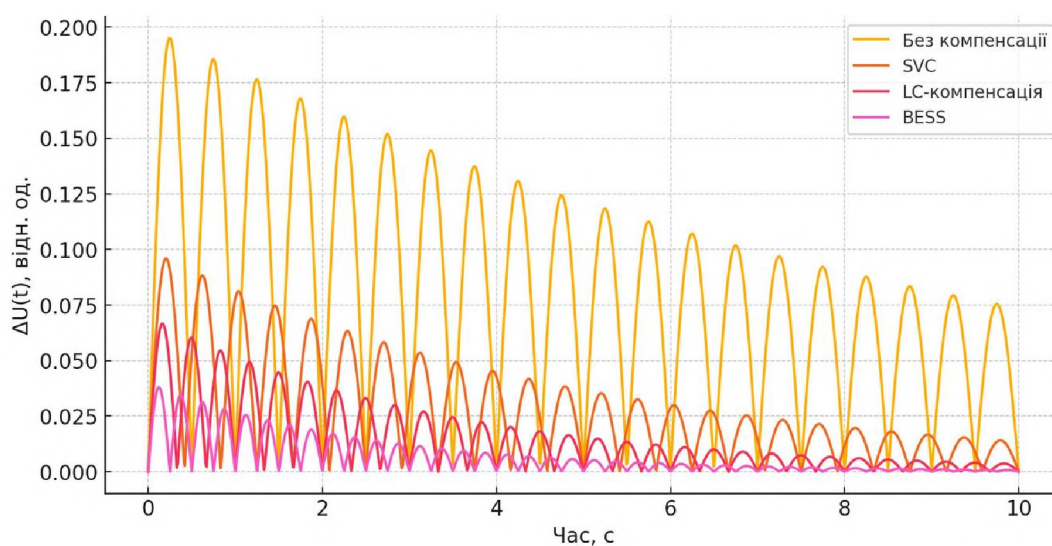


Рисунок 4.14 – Відхилення напруги при різних методах компенсації

Порівняльний аналіз часу відновлення за допомогою гістограм (рис. 4.15) дозволяє оцінити швидкодію систем із різними методами компенсації. Час, необхідний для входження в ε -зону стабільності, безпосередньо корелює з можливістю уникнення вторинних порушень та забезпечення безперебійного живлення. Як видно, застосування LC- і BESS-технологій значно зменшує цей час, забезпечуючи підвищену оперативність. В умовах реальної експлуатації це дозволяє уникати пошкодження обладнання внаслідок тривалих перенапруг або просідань. Найменший час встановлення у BESS (3,6 с) свідчить про можливість його використання у високошвидкісних системах автоматичного регулювання.

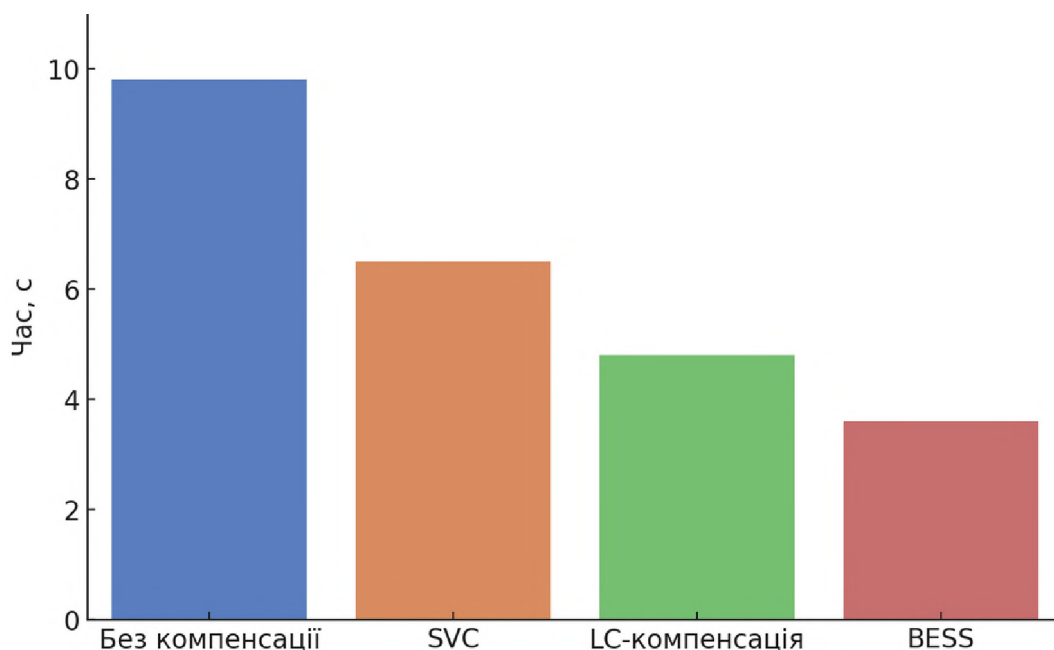


Рисунок 4.15 – Час відновлення напруги

На рис. 4.16 наведено максимальне відхилення напруги – даний критерій має принципове значення для забезпечення електромагнітної сумісності та збереження нормальної роботи приєднаного навантаження. Результати моделювання демонструють, що без застосування компенсуючих пристроїв напруга може виходити за допустимі межі більше ніж на 20%, що є критичним для споживачів. Використання

пасивних SVC дає змогу зменшити це відхилення до 10%, а LC-системи – до 7%. Найбільш суттєве зменшення забезпечує розподілене накопичення енергії – лише 4% відхилення, що вкладається у межі стандартів.

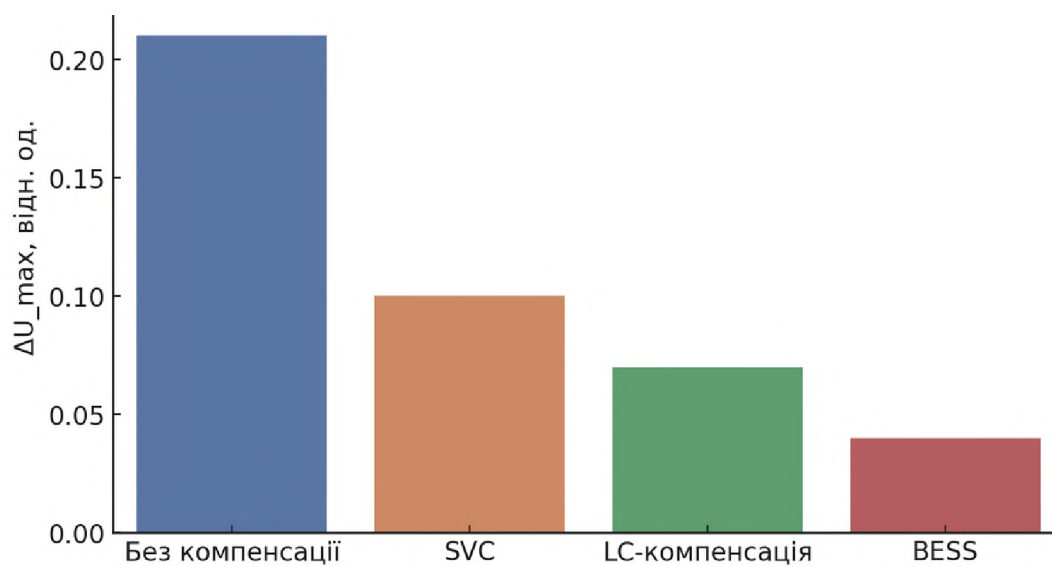


Рисунок 4.16 – Максимальне відхилення напруги

ВИСНОВКИ

Стійкість за малих сигналів описує здатність енергосистеми підтримувати синхронізм за малих збурень. Математичне формулювання даної поведінки базується на лінеаризації динаміки машин і включає такі параметри, як інерція, демпфування, синхронізуюча потужність та коефіцієнти підсилення системи керування.

Системи збудження та стабілізатори напруги мають прямий вплив на перехідну стійкість системи – автоматичні регулятори напруги (АРН) збільшують синхронізуючий момент під час збурень, тоді як стабілізатори енергосистем (СЕС) забезпечують додаткове демпфування.

Змінність реактивної потужності впливає на навантаження лінії електропередачі через те, що обмеження передачі потужності залежить від величини напруги.

Застосування методів Ляпунова та біфуркації дозволить забезпечити математичну основу для визначення критичних порогів стійкості в енергетичних системах.

Розрахунок критичного часу усунення порушень дозволив оцінити допустимий інтервал відновлення після короткого замикання. Було встановлено, що з точки зору термічної стійкості провідників допустимий час відключення досягає 1,42 с, проте з урахуванням електромеханічних характеристик двигунів, напруга повинна бути відновлена менш ніж за 2 мс. Такий розрив між тепловими та динамічними межами вказує на необхідність використання високошвидкісних захистів та компенсаційних пристроїв.

Особливу увагу приділено аналізу відновлення напруги після провалів та визначенню реактивного резерву, необхідного для забезпечення стабільної роботи в умовах коливного навантаження. Було доведено, що за наявного навантаження система потребує до 31,65 Мвар реактивної

потужності для уникнення провалів напруги нижче допустимого рівня 85% від номінального. Розрахована ємність необхідної компенсуючої установки склала 10080 мкФ на величину номінальну напругу.

На підставі проведеного порівняльного аналізу можна констатувати, що найбільш ефективною технологією з точки зору як мінімізації відхилень напруги, так і зменшення часу встановлення є система розподіленого накопичення енергії з акумуляторними батареями. LC-компенсація виступає як оптимальний компроміс для мереж середньої складності, а SVC – як базове недороге рішення. Наведені графічні залежності визначають чітку перевагу інтеграції динамічного регулювання та підтверджують доцільність поєднання кількох компенсаторів у єдиній системі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник / М.С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с.
2. Енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», затверджена розпорядженням Кабінету Міністрів України 18 серпня 2017 року № 605-р.
3. Гай О.В., Бодунов В.М. Електромеханічні перехідні процеси в електричних системах: навчальний посібник. – Київ: ЦП «Компринт», 2020. – 315 с.
4. Boyle G. (Ed.) Renewable Electricity and the Grid: The Challenge of Variability. – Earthscan, 2007. – 219 p.
5. Качур І. П., Бардик Є. І. Перехідні електромагнітні процеси в електроенергетичних системах: навч. посібник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 107 с.
6. Sauer P.W., Pai M.A. Power System Dynamics and Stability. – Stipes Publishing, 1998. – 357 p.
7. «ДСТУ EN 50160:2014» – вітчизняний стандарт – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=62547
8. «ДСТУ ІЕС 61000-3-2:2004» – вітчизняний стандарт – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=32828
9. «ДСТУ ІЕС 61000-3-12:2011» – вітчизняний стандарт – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=52907
10. Kundur P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.

11. Грабко В.Ф. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою регуляторів перемикачів під навантаженням. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 109 с.
12. Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах: монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с.
13. Mondal D., Chakrabarti A., Sengupta A. Power System Small Signal Stability Analysis and Control. – Academic Press, 2020. – 420 p.
14. Попович М.Г., Ковальчук О.В. Теорія автоматичного керування: Підручник. – 2-ге вид., перероб. і доп. – К.: Либідь, 2007. – 656 с.
15. Лежнюк П. Д. Формування умов оптимальності компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній : монографія / П. Д. Лежнюк, О. М. Нанака. – Вінниця : ВНТУ, 2015. – 148 с.
16. Пічкур В.В., Капустян О.В., Собчук В.В. Теорія динамічних систем: навчальний посібник. – Луцьк: Вежа-Друк, 2020. – 348 с.
17. Шевчук С.П., Мейта О.В. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 167 с.
18. Кацадзе Т.Л. Електричні системи та мережі. Частина 2: Навчальний посібник. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 284 с.
19. Kabalci E. Static Compensators (STATCOMs) in Power Systems. – Springer, 2015. – 735 p.
20. Lu N., Du P. Energy Storage for Smart Grids: Planning and Operation for Renewable and Variable Energy Resources (VERs). – Academic Press, 2015. – 366 p.
21. Стеценко І.В. Моделювання систем: навчальний посібник. – Черкаси: ЧДТУ, 2010. – 399 с.
22. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України. 2016. – 400 с.

23. Python Basics: A Practical Introduction to Python 3. Revised and Updated 4th Edition. David Amos, Dan Bader, Joanna Jablonski, Fletcher Heisler, 2012 – 2020. – 98 p.

24. Міненерговугілля України. Правила улаштування електроустановок. – Затверджено наказом Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476. – Київ, 2017.

ДОДАТОК А. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

Скрипт моделі

```

import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy.integrate import solve_ivp
from tqdm import tqdm
# Параметри моделі (за даними попередніх розрахунків)
R = 0.35 # активний опір, Ом
L = 0.008 # індуктивність, Гн
C = 10080e-6 # ємність, Ф
U_nom = 10e3 # номінальна напруга, В
f = 50 # частота, Гц
omega = 2 * np.pi * f
# Функція керування SVC (нелінійна)
def svc_control(U, U_ref=U_nom, gain=5e-5):
    return gain * (U_ref - U)**3
# Диференціальне рівняння моделі з SVC
def rlc_svc_model(t, y):
    u, i = y
    Q_svc = svc_control(u)
    C_eff = C + Q_svc / (omega * u**2)
    du_dt = (1 / C_eff) * i
    di_dt = (-1 / L) * u - (R / L) * i
    return [du_dt, di_dt]

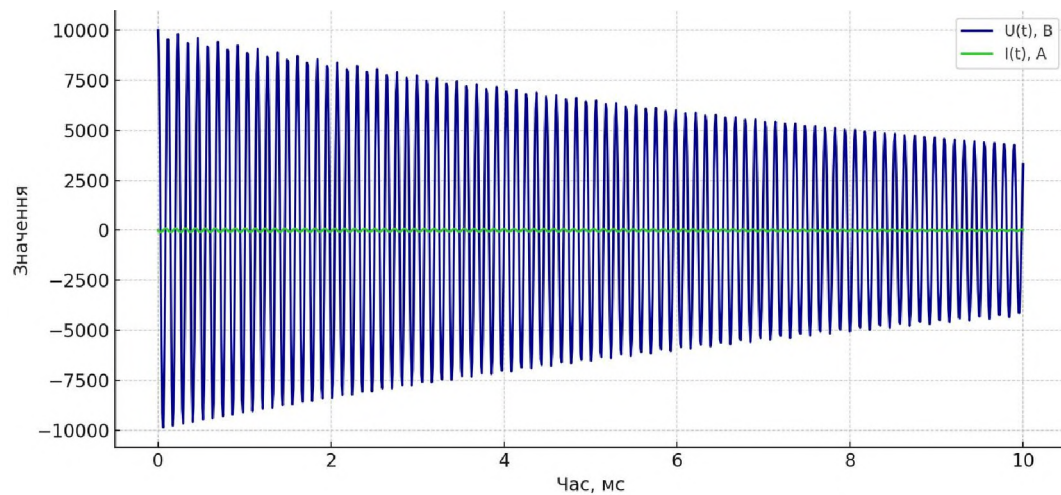
# Початкові умови (перехідний процес)
u0 = 0.8 * U_nom
i0 = 0
y0 = [u0, i0]
# Час моделювання
t_span = (0, 0.1) # 100 мс
t_eval = np.linspace(t_span[0], t_span[1], 1000)
# Розв'язок системи диференціальних рівнянь
solution = solve_ivp(rlc_svc_model, t_span, y0, t_eval=t_eval, method='RK45')
# Візуалізація нелінійних коливальних процесів
fig, axs = plt.subplots(4, 3, figsize=(20, 15))
# Графіки залежностей u(t), i(t) та фазові портрети при різних значеннях gain SVC
svc_gains = np.linspace(1e-5, 1e-4, 12)
for ax, gain in zip(axs.flat, tqdm(svc_gains, desc='Генерація графіків')):
    def svc_control_dynamic(U, U_ref=U_nom):
        return gain * (U_ref - U)**3
    def rlc_svc_model_dynamic(t, y):
        u, i = y
        Q_svc = svc_control_dynamic(u)
        C_eff = C + Q_svc / (omega * u**2)
        du_dt = (1 / C_eff) * i
        di_dt = (-1 / L) * u - (R / L) * i
        return [du_dt, di_dt]

```

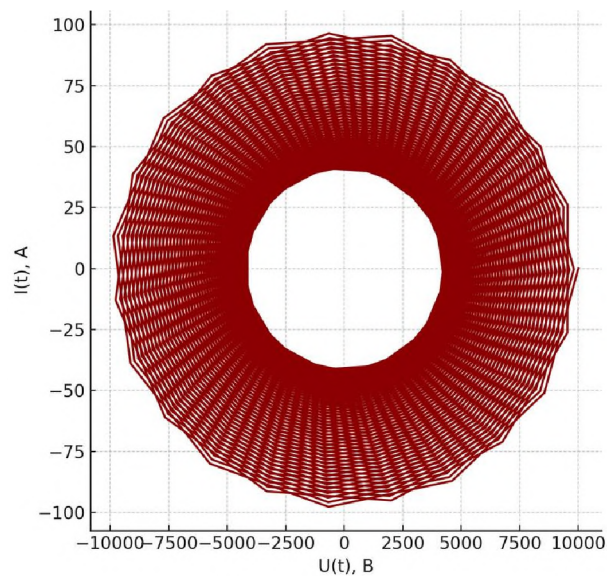
```

sol_dynamic = solve_ivp(rlc_svc_model_dynamic, t_span, y0, t_eval=t_eval)
u_dynamic = sol_dynamic.y[0]
i_dynamic = sol_dynamic.y[1]
ax.plot(u_dynamic, i_dynamic, lw=2)
ax.set_title(f'Фазовий портрет (gain={gain:.1e})')
ax.set_xlabel('Напруга U, В')
ax.set_ylabel('Струм I, А')
ax.grid(True)
plt.tight_layout()
plt.show()

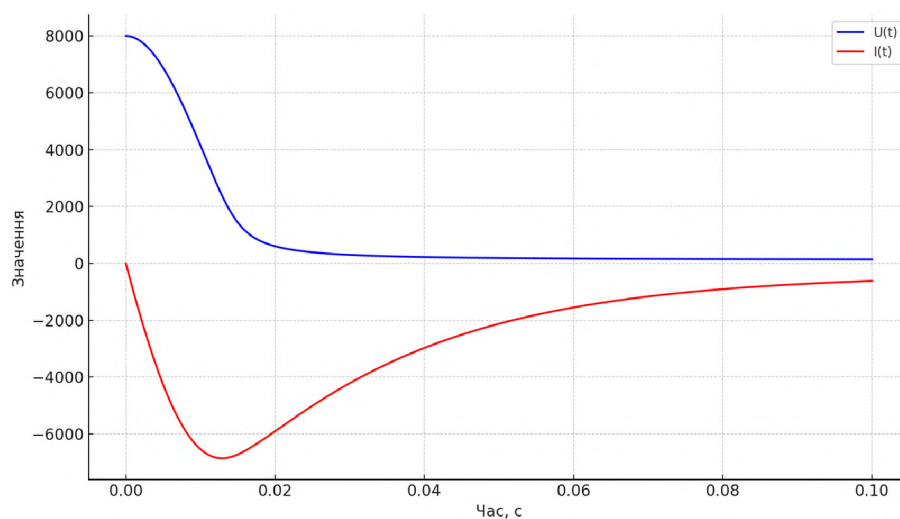
```



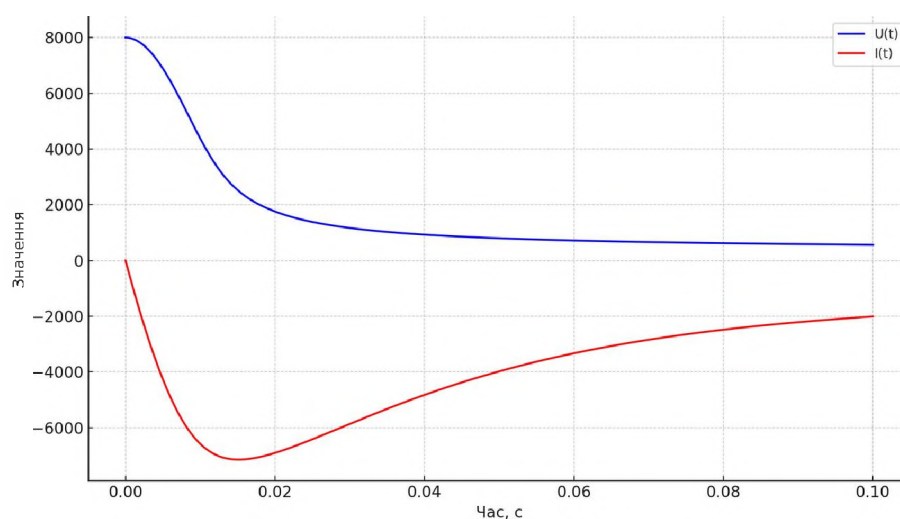
Динаміка перехідного процесу в моделі RLC



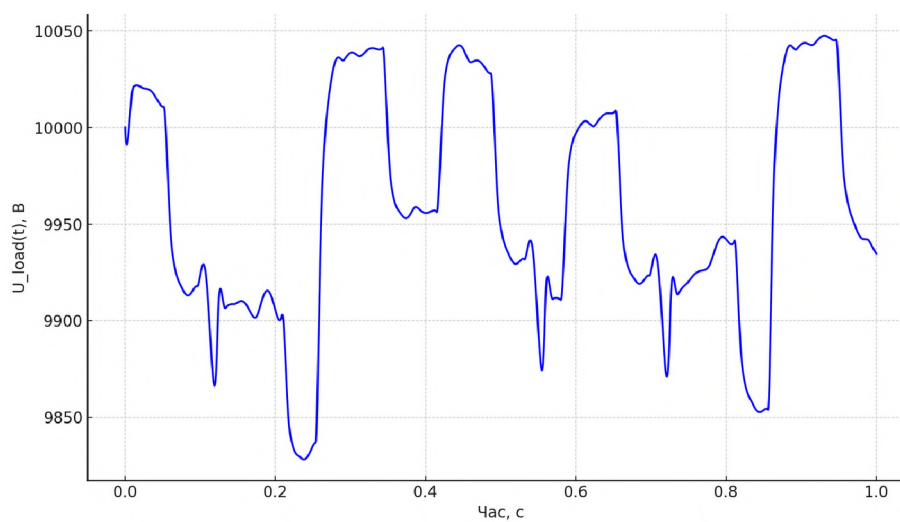
Фазова діаграма моделі RLC



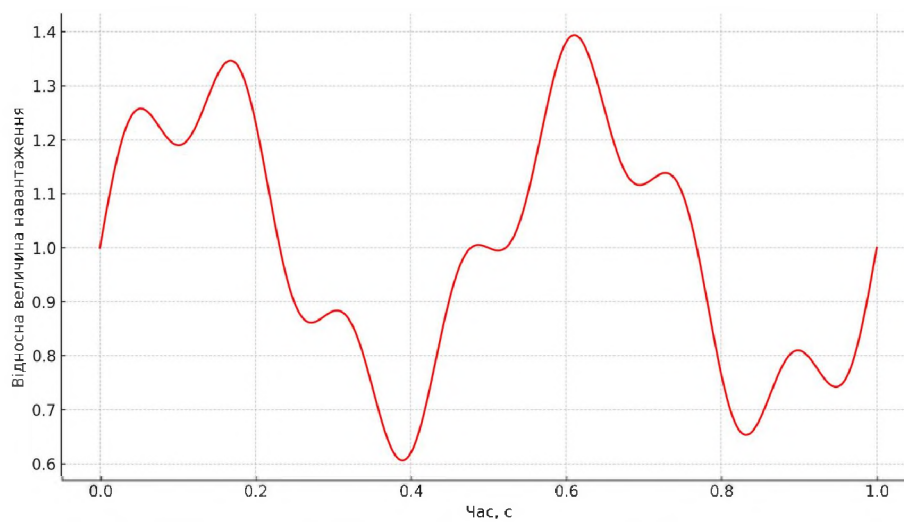
Режим із найменшим демпфуванням ($\text{gain} = 1e^{-5}$)



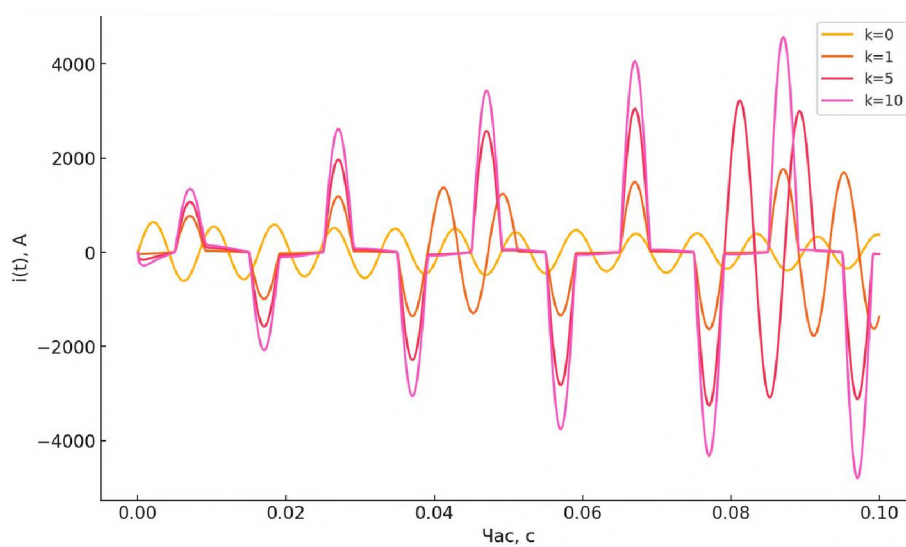
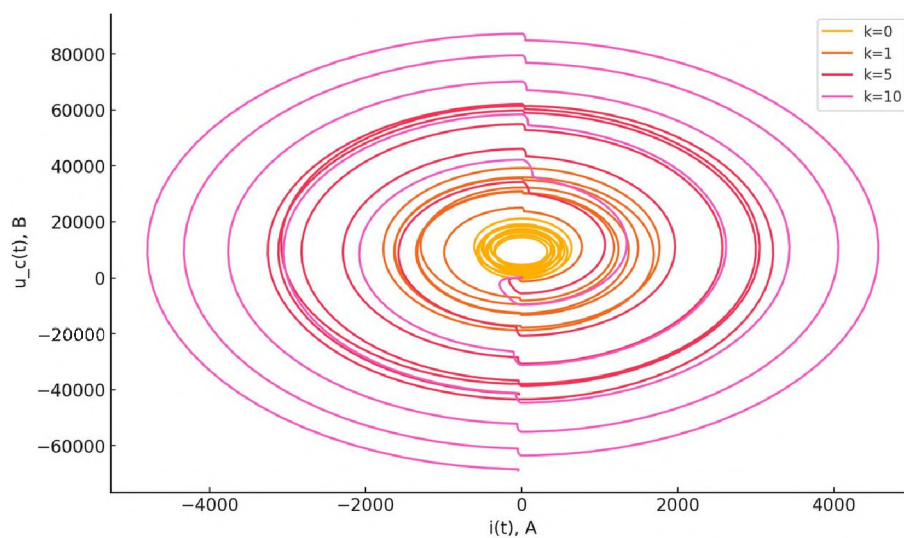
Режим із максимальним демпфуванням ($\text{gain} = 1e^{-4}$)



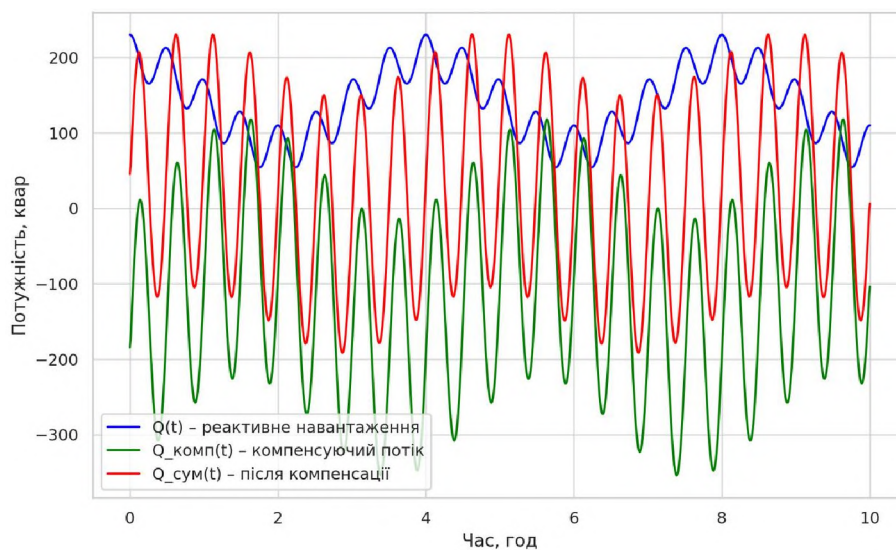
Динаміка напруги на навантаженні (адаптивний РПН)



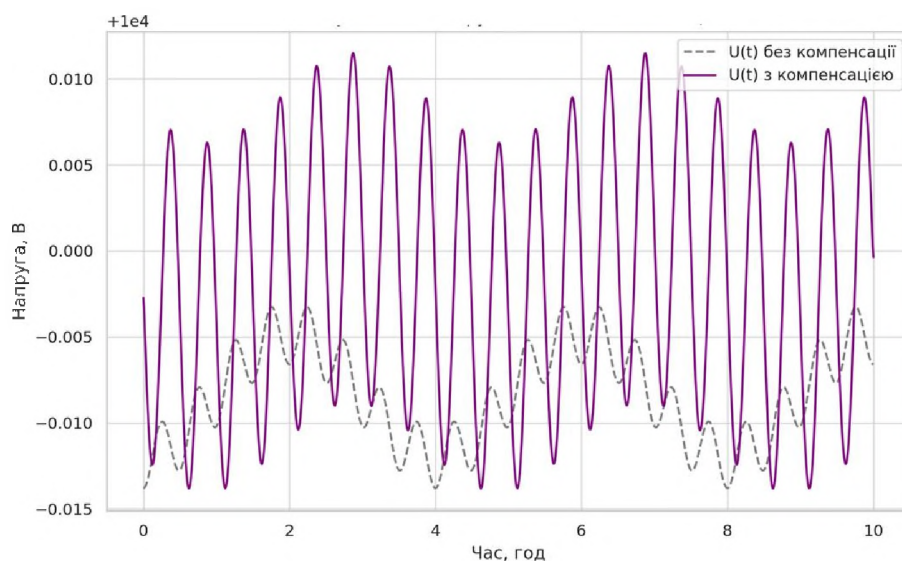
Коливання навантаження

Залежність зміни компенсуючого струму $i(t)$ в часі

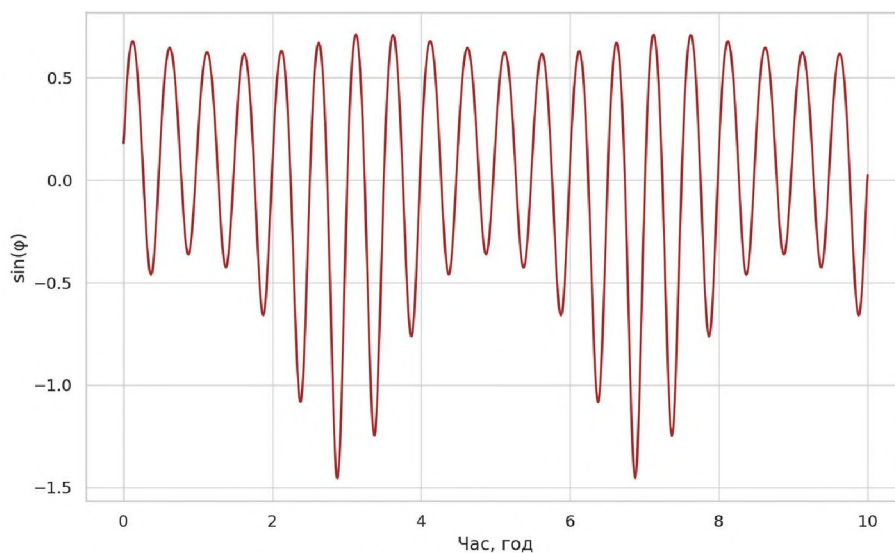
Фазова діаграма струму та ємнісної напруги



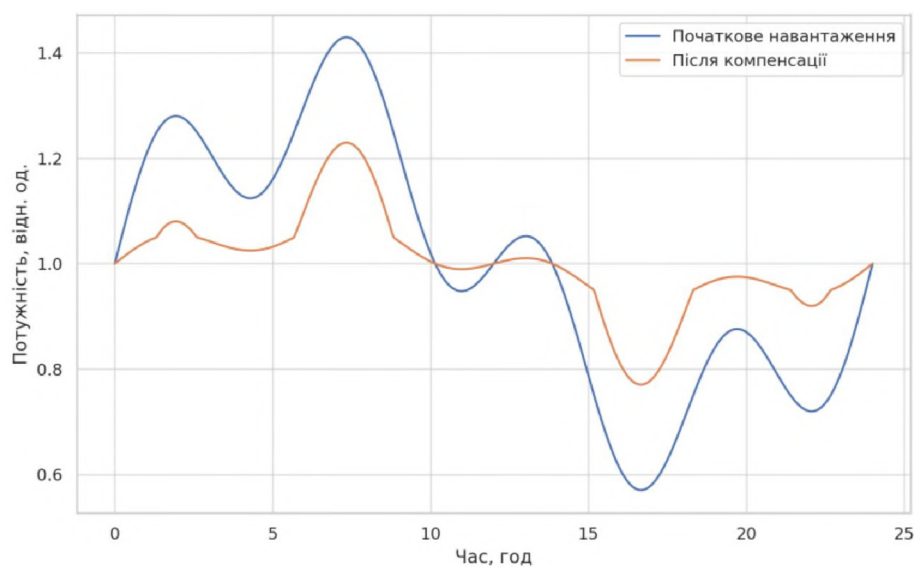
Узгоджене керування реактивною потужністю



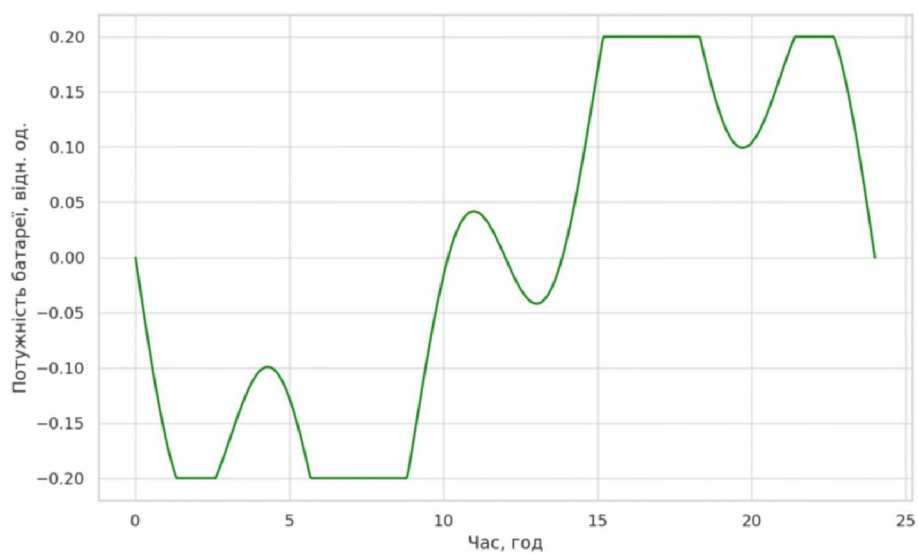
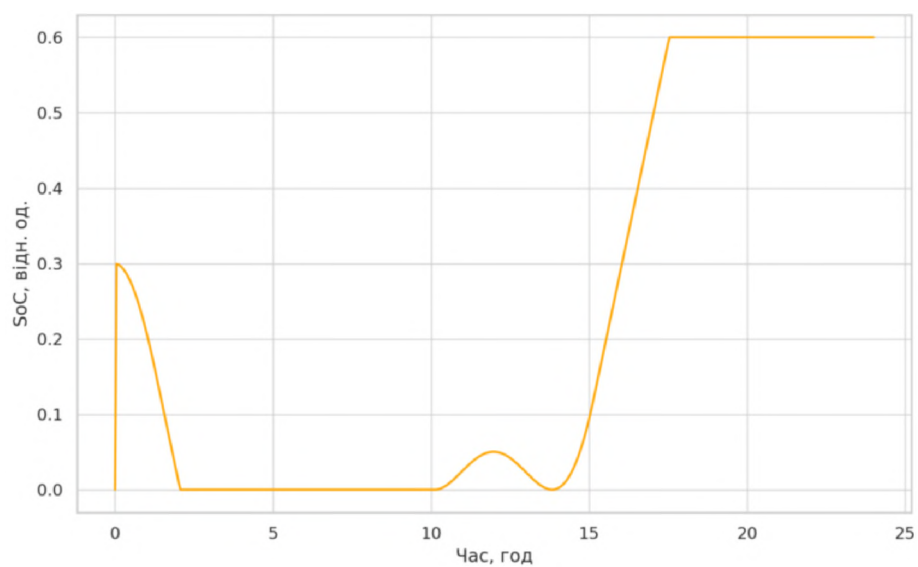
Напруга до і після компенсації



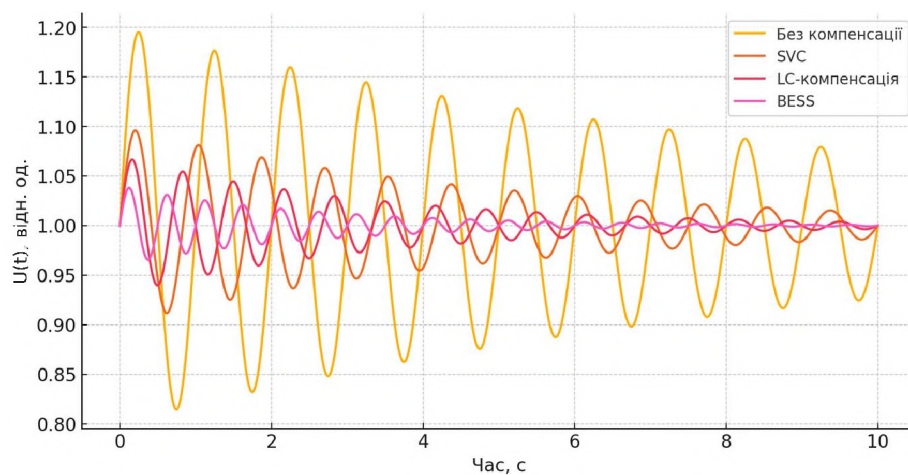
Динаміка фазового зсуву



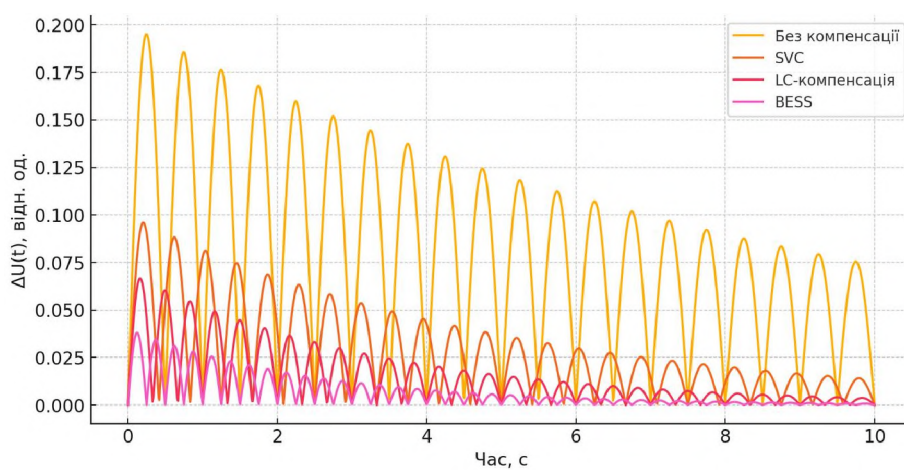
Вплив компенсації на навантаження

Потужність заряджання/розряджання
аккумуляторної батареї

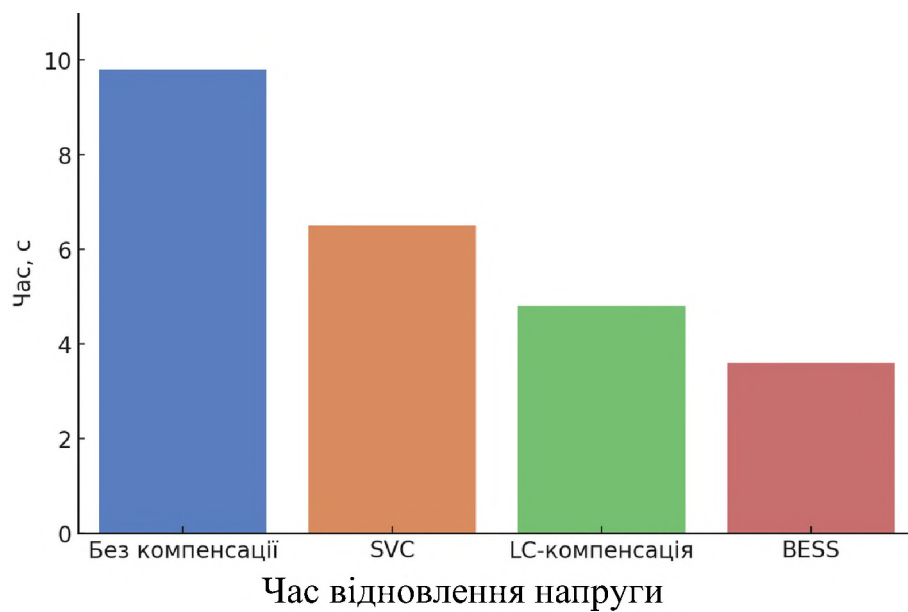
Рівень заряду аккумуляторної батареї (SoC)



Зміна величини напруги при різних методах компенсації



Відхилення напруги при різних методах компенсації



ДОДАТОК Б

ОГЛЯД ПИТАНЬ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Б.1 Нормативно-правове забезпечення безпечної експлуатації розподільних мереж

Забезпечення безпечної експлуатації розподільних електричних мереж в Україні ґрунтується на комплексі нормативно-правових актів, які встановлюють організаційні, технічні та експлуатаційні вимоги до функціонування електроустановок. До основних документів, що регламентують ці питання, належать Закони України, державні стандарти, галузеві нормативні акти, технічні регламенти, правила безпечної експлуатації та інструкції з охорони праці.

Найбільш вагомим документом у системі регламентації вимог до електроустановок є Закон України «Про ринок електричної енергії». У ньому закладено основи функціонування енергетичного ринку, взаємодії між операторами системи розподілу (ОСР), споживачами, постачальниками та державними органами, а також вказано на відповідальність суб'єктів господарювання за дотримання технічної безпеки.

Ключове значення має також «Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС)», затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України №258 від 25.07.2006 року. ПТЕЕС регламентують вимоги до експлуатації електроустановок напругою до 750 кВ, порядок їхнього технічного обслуговування, оглядів, ремонтів, допусків до роботи та загальних принципів підтримання працездатного стану мережі. Основна увага у цих правилах приділяється вимогам до експлуатаційного персоналу, класифікації робіт за рівнем небезпеки та заходам із запобігання нещасним випадкам.

Велике значення у сфері безпечної експлуатації відіграють «Правила улаштування електроустановок (ПУЕ)», остання актуальна редакція яких була затверджена наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 року №476. ПУЕ містять вимоги щодо конструкції, розміщення, електричного захисту, заземлення, захисту від перенапруг, розподілу навантажень і норм допустимих температур у мережах. Вони є обов'язковими до виконання на всіх етапах: проєктування, монтажу, реконструкції та експлуатації розподільних електромереж.

«Кодекс системи розподілу», затверджений постановою НКРЕКП № 310 від 14 березня 2018 року, є одним з основних документів, що регулює взаємодію ОСР, користувачів системи та суміжних операторів. У ньому чітко визначено технічні вимоги до надійності, безперервності електропостачання, захисту від аварій, реакції на короткі замикання, відмови елементів мережі тощо. Кодекс також закріплює відповідальність ОСР за підтримання напруги в межах допустимого діапазону, що є прямим показником електробезпеки.

Окреме місце посідають «норми охорони праці», які викладено у «Правилах безпечної експлуатації електроустановок споживачів», затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України №4 від 09.01.1998 року. Цей документ, разом із відповідними інструкціями та положеннями про організацію безпечного ведення робіт, регламентує допуск до електроустановок, призначення відповідальних осіб, класифікацію приміщень за ступенем електробезпеки, організацію робіт із нарядами та ін.

«Системи пожежної безпеки», які регламентуються вимогами ДСНС України, також є частиною нормативної структури безпечної експлуатації. Так, наказ МВС України №1417 від 30.12.2014 «Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні» встановлює вимоги до утримання електроустановок і силових щитів у пожежобезпечному стані, регламентує

заборону перевантаження ліній, використання несправного обладнання, недопущення дотиків до відкритих струмопровідних частин.

Значну роль у визначенні безпечних умов експлуатації відіграють і «державні стандарти» – передусім ДСТУ ІЕС 61936-1:2017 «Електроустановки високої напруги змінного струму понад 1 кВ. Частина 1. Загальні вимоги», а також ДСТУ EN 50110-1:2014 «Експлуатація електроустановок». Ці стандарти гармонізовані з європейськими нормами і встановлюють вимоги до конструкції електроустановок, безпечного доступу, робіт під напругою та методів попередження аварій.

«Інструкції з організації робіт у діючих електроустановках» на підприємствах енергетики (зокрема, у регіональних ОСР) є деталізованими локальними нормативами, які конкретизують положення ПТЕЕС та ПУЕ, враховуючи специфіку конкретного обладнання, топологію мережі та місцеві умови.

Б2. Основні ризики та загрози при експлуатації розподільних електричних мереж

Безпечна експлуатація розподільних електричних мереж є системним завданням, реалізація якого вимагає постійного моніторингу технічного стану мережевого обладнання, умов експлуатації та впливу зовнішніх факторів. Аналіз практики аварійності в електричних мережах України та даних Держенергонагляду і ДСНС дозволяє виокремити ключові групи ризиків, що призводять до відмов, нещасних випадків або порушення електропостачання.

Найбільш поширеними причинами аварій у розподільних мережах є:

- «короткі замикання» (КЗ) у повітряних і кабельних лініях – спричинені зношеністю ізоляції, механічними пошкодженнями,

перенапругами або впливом грозових розрядів. КЗ є основною причиною аварійного спрацювання вимикачів і релейного захисту,

- «обриви провідників» через корозію, старіння матеріалів, вплив вітру, ожеледі або гілок дерев – типові для мереж 0,4–10 кВ,

- «пробої ізоляції трансформаторів і муфт» внаслідок перенапруг, вологи або низької якості монтажу,

- «втрата контакту в з'єднаннях» – особливо небезпечна у силових колах, де може призвести до локального перегріву, займання і виходу з ладу обладнання,

- «пошкодження апаратів комутації та РПН» трансформаторів унаслідок перевантажень, старіння або помилок в обслуговуванні.

Значна частина аварій у мережах 6–35 кВ пов'язана із затримкою виявлення ушкоджень через відсутність засобів моніторингу, що не дозволяє оперативно локалізувати дефект і мінімізувати зону знеструмлення.

За даними Держпраці, значна частка інцидентів у розподільних мережах виникає через «порушення правил безпечного виконання робіт», зокрема:

- допуск до роботи персоналу, який не має належної групи з електробезпеки,

- помилки в організації робіт за нарядом-допуском (неповний перелік заходів, недотримання термінів, відсутність дублюючого контролю),

- несвоєчасне зняття напруги, неналежне заземлення струмопровідних частин,

- використання несправного інструменту, засобів індивідуального захисту (ЗІЗ),

- порушення комутаційних схем, що призводить до електротравм або загрозливих режимів роботи мережі.

Окрему небезпеку становлять «позапланові перемикання» або самовільні втручання в мережу – наприклад, зміни налаштувань захисту,

несанкціоноване підключення навантаження, неправильне перемикання секцій.

Розподільні електричні мережі піддаються значному впливу «кліматичних та природних факторів», серед яких:

- «буревії, зливи, ожеледиця, снігопади» – можуть викликати обриви проводів, пошкодження опор, падіння дерев,
- «перенапруги від блискавок» – особливо небезпечні в сільських мережах без достатнього грозозахисту,
- «сезонна вологість» – прискорює старіння ізоляції та викликає пробої у муфтах і трансформаторах.

До «техногенних загроз» належать:

- «руйнування мережі внаслідок будівельних чи земляних робіт» (особливо в межах населених пунктів, де не ведеться точна геоприв'язка кабельних трас),
- «вандалізм, крадіжки елементів мережі» (заземлення, мідних шин, автоматики),
- «пожежі» поблизу повітряних ліній або розподільних пунктів.

Коливальні та імпульсні навантаження (електроприводи, зварювальні агрегати, ІТ-обладнання, СЕС) можуть:

- викликати «гармонічні спотворення» напруги,
- зумовити «динамічні коливання напруги та струмів», що провокують спрацьовування захисту,
- спричинити «відхилення частоти» у слабозв'язаних мікромережах (особливо в умовах ізольованої роботи).

У таких умовах звичайні релейні пристрої часто не спрацьовують адекватно, що створює «системний ризик" для стабільності режиму роботи мережі.

Б3. Технічні та організаційні заходи забезпечення безпеки

З метою мінімізації ризиків та забезпечення стійкої експлуатації розподільних електричних мереж в Україні застосовується комплекс заходів, які охоплюють як технічні рішення, так і організаційні стратегії. Їх реалізація є обов'язковою умовою для всіх операторів системи розподілу (ОСР), відповідальних осіб на підприємствах та персоналу, що обслуговує енергетичне обладнання.

Основною технічною передумовою забезпечення безпеки є ефективне застосування «релейного захисту, автоматики та аварійного резервування»:

- «Швидкодіючі реле струму та напруги» забезпечують локалізацію коротких замикань у мережах 6–35 кВ, відключаючи пошкоджену ділянку за 0,02–0,1 с,

- «АПВ (автоматичне повторне включення)» використовується в повітряних лініях для швидкого самовідновлення живлення після короткочасних замикань,

- «АВР (автоматичне включення резерву)» забезпечує оперативне перепідключення живлення до резервної лінії або трансформатора,

- «Захист від перенапруг (ЗПН)» на вводах та шинах розподільчих пристроїв знижує ризик пробоїв ізоляції.

Налаштування релейного захисту здійснюється на підставі методик, передбачених ПУЕ, ПТЕЕС, а також з урахуванням результатів розрахунків коротких замикань згідно з ДСТУ EN 60909.

Надійність роботи мережі напряму залежить від своєчасного проведення «регламентного технічного обслуговування (ТО) та діагностики». Відповідно до ПТЕЕС та внутрішніх інструкцій ОСР, передбачено:

- «періодичні огляди трансформаторів, розподільних пунктів, кабельних ліній, опор» – з візуальною перевіркою механічного стану,

наявності пошкоджень ізоляції, слідів термічного перевантаження,

- «вимірювання опору ізоляції, активного опору заземлення, перевірка реле та трансформаторів струму»,

- «термографічний контроль» стану з'єднань і шино проводів,

- «масляні випробування» трансформаторного масла,

- «частотний та імпульсний аналіз кабельних ліній».

Усі результати фіксуються у звітах, які підлягають перевірці органами технічного нагляду.

У сучасних розподільних мережах все ширше впроваджуються «системи автоматизованого моніторингу та керування (SCADA)». Вони дозволяють:

- дистанційно контролювати напругу, струм, температуру, частоту, гармоніки,

- швидко виявляти аварійні ситуації,

- управляти роз'єднувачами, вимикачами, секційними вимикачами,

- зменшувати час простою шляхом оперативного перемикання.

Однією з основ безпечної експлуатації є правильна організація робіт у діючих електроустановках:

- «роботи виконуються за нарядом-допуском» або розпорядженням згідно з вимогами ПТЕЕС,

- обов'язкова наявність «особи, яка видає наряд, допускає до роботи, проводить інструктаж та контролює безпечне виконання»,

- усі «роботи проводяться з обов'язковим заземленням, перевіркою відсутності напруги», блокуванням елементів керування та вивішуванням попереджувальних плакатів.

ДОДАТОК В

Перелік зауважень нормоконтролера до дипломної роботи

Позначення документа	Документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

Дата _____