

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

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

« ____ » _____ 2023 р.

Кваліфікаційна робота
бакалавра

на тему Аналіз впливу режимів роботи споживачів на електричну мережу
з метою їх оптимізації

Виконав студент 3 курсу, групи ЕЛКп-20
(шифр групи)

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

та електромеханіка»

Максим ОСПЕННІКОВ

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Керівник зав.каф., к.т.н., доц. О. КОЛЛАРОВ

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

(підпис)

Рецензент

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

(підпис)

Нормоконтроль:

Е. НЕМЦЕВ

(підпис)

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

Студент

(підпис)

(дата)

(дата)

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

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« _____ » _____ 2023 р.

**ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Максиму ОСПЕННІКОВУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Аналіз впливу режимів роботи споживачів на електричну мережу з метою їх оптимізації

керівник роботи Олександр КОЛЛАРОВ, к.т.н., доц.
(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від 01.05.2023 № 168

2. Строк подання студентом роботи 12 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Приєднана потужність: активна (МВт)/реактивна (МВАр): ПС1 – 7/5; ПС2 – 10/8; ПС3 – 18/11. Відстань від джерела до підстанцій, км: ПС1 – 25, ПС2 – 30, ПС3 – 25. Максимальний час роботи підстанцій, год.: ПС1 – 3500, ПС2 – 4500, ПС3 – 5000. Напруга джерела – 110 кВ. Частота живлення – 50 Гц. Економічна щільність струму у повітряній лінії – 1,15 А/мм². Припустимий тривалий струм у лінії – 270 А. Типи споживачів: промислові підприємства зі споживачами I-ї категорії. Припустиме значення коефіцієнту потужності – 0,95. Коефіцієнт використання – 0,8.

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

1. Огляд принципів споживання електричної енергії споживачами.

2. Аналіз впливу режимів роботи споживачів на електричну мережу.

3. Розрахунок електричної мережі.

4. Моделювання роботи електричних мереж.

5. Розробка заходів з охорони праці.

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 – 4	О. КОЛЛАРОВ, доц. каф.		
Нормоконтроль	Е. НЕМЦЕВ		

7. Дата видачі завдання 8 травня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	08.05.23 – 14.05.23	
2.	Розділ 2	15.05.23 – 21.05.23	
3.	Розділ 3	22.05.23 – 30.05.23	
4.	Розділ 4	31.05.23 – 06.06.23	
5.	Розділ 5	07.06.23 – 12.06.23	

Студент _____
(підпис)

Максим ОСПЕННИКОВ
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Олександр КОЛЛАРОВ
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Максим ОСПЕННИКОВ. Аналіз впливу режимів роботи споживачів на електричну мережу з метою їх оптимізації / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього рівня «бакалавр» за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – ДВНЗ ДонНТУ, Луцьк, 2023.

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

У першому розділі здійснено огляд принципів споживання електричної енергії споживачами, вплив режимів роботи споживачів на електричну мережу, огляд вимог до стабільності роботи електричних систем та характеристики споживачів електричної енергії.

У другому розділі були визначені теоретичні основи проблемних питань у електричних мережах та категорії стійкості енергетичних систем.

У третьому розділі здійснено розрахунок електричної мережі.

У четвертому розділі було здійснено моделювання роботи електричних мереж.

Ключові слова: електрична енергія, електрична мережа, стабільність роботи, споживач, стійкість системи, якість енергопостачання, трансформатор, підстанція, навантаження, моделювання

ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП	7
1 ОГЛЯД ПРИНЦИПІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ СПОЖИВАЧАМИ	9
1.1 Вплив режимів роботи споживачів на електричну мережу	9
1.2 Огляд вимог до стабільності роботи електричних систем	12
1.3 Характеристики споживачів електричної енергії	16
1.4 Огляд питань стабільності напруги у електричних мережах	18
2 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ОГЛЯДУ ПРОБЛЕМНИХ ПИТАНЬ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	21
2.1 Категорії стійкості енергетичних систем	21
2.2 Теоретичні залежності опису роботи електричної мережі	27
2.3 Способи керування мережею з метою покращення якості енергопостачання	30
3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	33
3.1 Вибір силових трансформаторів підстанцій	33
3.2 Вибір перерізу провідників повітряної лінії електропередачі	36
3.3 Визначення розрахункових навантажень підстанцій	38
4 МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	42
4.1 Загальні принципи моделювання електричних мереж	42
4.2 Складання моделі енергетичної системи	43
4.3 Моделювання системи генерації у енергосистемі	45
4.4 Моделювання ферорезонансних явищ у енергосистемі при комутаційних режимах	48
ВИСНОВКИ	51
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	53

ДОДАТОК А. ПРОГРАМНИЙ КОД РОЗРАХУНКУ ПОТОКІВ НАВАНТАЖЕННЯ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ	57
ДОДАТОК Б. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА	63
ДОДАТОК В. ОГЛЯД ПИТАНЬ БЕЗПЕКИ ЕЛЕКТРИЧНЕ УСТАТКУВАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ТА МЕРЕЖ (ВИТЯГ)	69
ДОДАТОК Г. ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА	89

ВСТУП

У сучасних енергосистемах досить часто спостерігається зсув між об'ємами виробництва і споживання електричної енергії. Зазначену невідповідність можна частково пояснити поведінкою споживачів та їх режимів роботи у конкретні періоди.

Існуючі енергетичні системи здебільшого розраховані на односторонню передачу електричної енергії від централізованих джерел до споживачів, що викликає суттєві проблеми при необхідності передачі потоків енергії у зворотному напрямку. Складності збільшуються через виникнення зосереджених генерацій, застосування пристроїв для зберігання енергії та у деяких випадках децентралізація потоків електричної енергії. Зазначене вимагає впроваджувати принципи трансформації існуючих електричних мереж при збереженні параметрів надійності, стабільності та ефективності енергопостачання.

Для вирішення поставлених завдань необхідно окреслити коло питань, які можна вирішити з урахуванням існуючих технологій та методик і які дозволять з найменшими витратами здійснити трансформацію існуючої мережі у відповідності до режимів роботи споживачів й існуючих потоків енергії.

Після здійсненого аналізу необхідно дослідити вплив режимів роботи споживачів на стабільність енергетичної системи та можливість управління мережею для забезпечення цієї стабільності. Визначається вплив зміни напруги, частоти та навантаження в контексті споживання електричної енергії на рівні споживачів. Для цього найкраще підійдуть принципи математичного і комп'ютерного моделювання, які дозволяють оцінити вплив на енергетичну систему режимів роботи споживачів, визначити об'єми споживання енергії, можливість мінімізації втрат та схильність до керування. Фактично задані методи дозволяють імітувати

різні стратегії поведінки та роботи споживачів; відгук системи як реагування на попит, впровадження енергоефективних заходів; можливість гармонізації між виробництвом і споживанням електричної енергії на рівні споживача у існуючій та модернізованій енергосистемах.

Мета роботи – вивчення режимів роботи споживачів на стабільність та ефективність функціонування електричних мереж.

Завдання роботи:

- здійснити огляд принципів споживання електричної енергії споживачами,
- визначити вплив режимів роботи споживачів на електричну мережу,
- оглянути питання стабільності напруги у електричних мережах,
- визначити способи керування мережею з метою покращення якості енергопостачання,
- розрахувати режими роботи електричної мережі,
- здійснити моделювання роботи електричної мережі.

Об’єкт досліджень – електричні процеси у трифазних мережах змінного струму при генерації та споживанні електричної енергії.

Предмет досліджень – параметри роботи трифазної електричної мережі.

1 ОГЛЯД ПРИНЦИПІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ СПОЖИВАЧАМИ

1.1 Вплив режимів роботи споживачів на електричну мережу

Електрична система – являє собою інтегровану систему, що передає електричну енергію від генеруючих об'єктів до споживачів. Електрична енергія є одним з найважливіших ресурсів сучасного суспільства. Її стабільна виробка забезпечує роботу промислових підприємств та комунальних господарств, функціонування інфраструктури та інших споживачів. При цьому електричні мережі стикаються з викликами, пов'язаними з різноманітними режимами роботи споживачів та їх фізичними властивостями [1].

Режими роботи споживачів можуть бути схарактеризовані різними показниками: періодами активності, об'ємом споживання електричної енергії, ступенем нелінійності та іншими. Ці характеристики можуть бути як постійними, так і мінливими, мати регулярний або випадковий характер [1].

Актуальність дослідження впливу роботи споживачів на роботу електричної мережі полягає у необхідності забезпечення стабільної та ефективної роботи електричних мереж і вимагає глибокого розуміння впливу режимів роботи споживачів на їх функціонування. Метою досліджень може бути вивчення різних режимів роботи споживачів та вплив цієї роботи на стабільність та ефективність функціонування електричних мереж.

Для досягнення цієї мети можна вирішити наступні завдання:

- розглянути основні принципи роботи електричних мереж та режимів роботи споживачів,
- проаналізувати можливі впливи режимів роботи споживачів на електричні мережі,

– провести модельні дослідження з інтерпретацією отриманих результатів на реальні електричні мережі.

Для здійснення цих завдань необхідно дослідити електричні мережі з точки зору їх як складних систем, що включають генеруючі потужності, передавальні засоби та засоби споживання енергії за умови забезпечення стабільного надходження енергії до кінцевого споживача. Режими роботи споживачів характеризуються піковим та типовим споживанням, нічним, денним, а також сезонним режимом роботи – усі ці фактори мають вплив на роботу електричної мережі (рис. 1.1) [2].

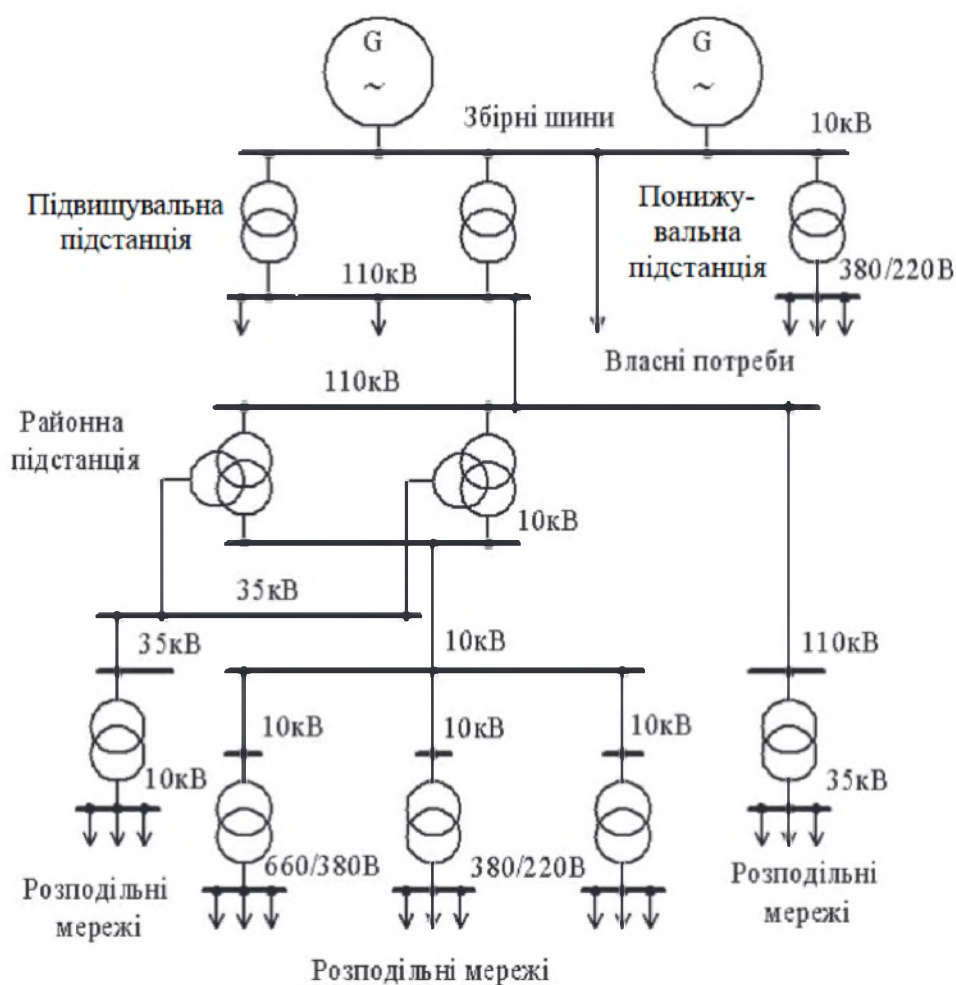


Рисунок 1.1 – Приклад електричної системи від виробництва до розподілу електричної енергії [2]

Для розуміння впливу режимів роботи споживачів на електричні мережі, необхідно виділити кілька ключових аспектів:

- режими роботи споживачів впливають на загальне навантаження мережі,
- пікові періоди споживання можуть викликати перевантаження,
- наявність перевантажень вимагає приєднання додаткових резервних потужностей або регулювання зі сторони генеруючих потужностей,
- режими роботи споживачів можуть викликати коливання параметрів роботи мережі.

Для дослідження впливу роботи споживачів на електричну мережу можуть бути використані сучасні методи математичного та комп'ютерного моделювання методи аналізу спожитої потужності, аналіз наявних гармонійних коливань, метод симуляцій, фізичні моделі, статистичні методи та інші.

Проведені до цього часу симуляції та дослідження на фізичних моделях показали, що потужні промислові споживачі можуть викликати значні коливання параметрів роботи мережі через різку зміну споживання. Коливання параметрів також можуть бути викликані різними режимами роботи споживачів, що впливає на стабільність її роботи і вимагає відповідних заходів контролю цих процесів [3].

Подальші дослідження в цій області можуть бути спрямовані на вивчення впливу новітніх технологій на режими роботи споживачів та їх вплив на електричні мережі. Дослідження також можуть бути спрямовані на розробку нових методів і технологій для керування режимами роботи споживачів та зменшення їх впливу на параметри роботи мережі, завдяки більш широкому використанню інтелектуальних мереж та систем управління попитом.

1.2 Огляд вимог до стабільності роботи електричних систем

Під поняттям стабільності електричної системи розуміють її властивість залишатися в стані робочої рівноваги за нормальних умов експлуатації та відновлюватися після «нестандартних» станів. На появу нестабільності електричної системи може впливати широкий спектр впливів (зовнішніх і внутрішніх) [4]:

- порушення роботи генератора,
- порушення або зміна у роботі споживачів,
- зміна фізичного стану ліній електропередачі,
- виникнення коротких замикань,
- зміна величини споживання та попиту на електричну енергію,
- зміна топології мережі,
- зміни потоків потужності у мережі.

Стабільність системи постійно піддається викликам, що пов'язані зі складністю структури енергетичних систем та їх розширенням, збільшення потужностей відновлюваних джерел, впровадженням новітніх технологій та обладнання й зростанням попиту на електричну енергію, розширення індивідуалізації характеристик споживачів. Під час виникнення нестабільності спостерігається коливання напруги та частоти у мережі. Схарактеризувати стабільність електричної системи можна шляхом вимірювання окремих параметрів, що пов'язані з режимами роботи електричної мережі: частотою обертання генератора джерела живлення, амплітуда і частота напруги живлення на клеммах споживачів [4].

Стабільність частоти обертання генератора джерела живлення визначається здатністю синхронної машини залишатися в синхронізмі після виникнення порушенні у роботі системи. Зазначені явища залежать від балансу між механічним і електромагнітним моментом синхронної машини за умови постійності частоти обертання – порушення цього

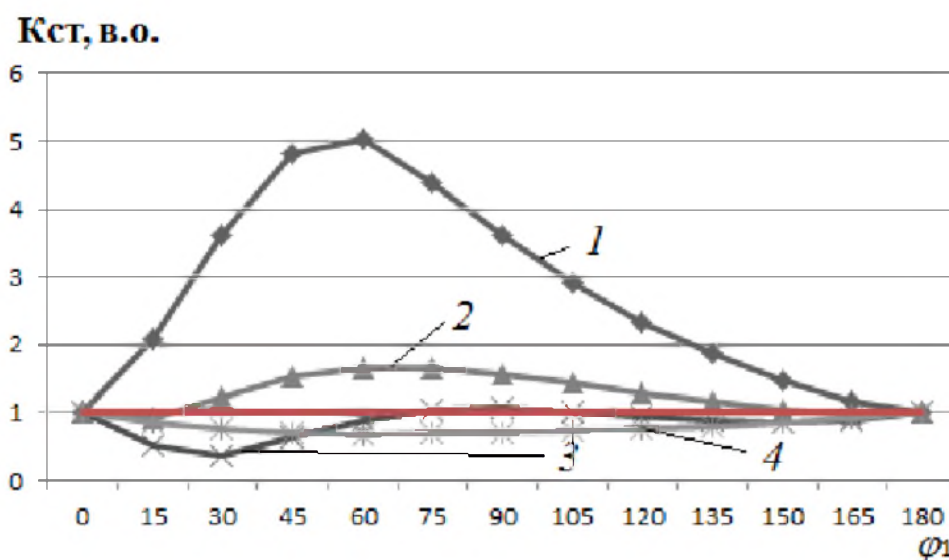
балансу призводить до втрати синхронізму. Зазначений баланс може бути порушений у двох випадках: при аварійних збуреннях і при перехідних процесах. Стабільність частоти обертання ротора синхронного генератора при незначних збуреннях визначає здатність енергосистеми підтримувати синхронізм при постійності змін у роботі споживачів – зазначена синхронізація повинна відбуватися у автоматичному режимі. При значних збуреннях, таких як пошкодження на лініях електропередачі, потужні короткі замикання, приєднання або від'єднання потужних споживачів, говорять про «перехідну» стійкість, що характеризується значним відхиленнями частоти обертання синхронного генератора, а отже – до значної зміни виробленої потужності та величини напруги [5].

Стабільність частоти напруги живлення визначає здатність електричної системи підтримувати баланс між генерацією та попитом на електричну енергію. Зазначена стабільність при підтримці та відновленні зазначеного балансу повинна бути здійснена з мінімальними втратами потужності та може мати короткостроковий або довгостроковий характер. При дугових коротких замиканнях енергосистема стає досить нестабільною і викликає збільшення попиту на енергію, зміною умов роботи приєданого обладнання, додатковими збуреннями у мережі, аварійними відключеннями, як основного так і допоміжного обладнання, погіршенням якості живлення та викривленням напруги на шинах джерела живлення. Нестабільність частоти може призвести до знеструмлення ланцюгів живлення, зміни амплітудних значень напруги, викликати аварійне відключення генераторів, помилкове спрацювання захисних пристроїв та іншого [5].

Стабільність величини напруги характеризується здатністю енергосистем підтримувати стабільність її значення на клеммах споживачів і при аварійних і при нормальних режимах роботи. На зміну величини напруги найбільшим чином впливає співвідношення між продукуванням та споживанням реактивної потужності у мережі, наявність якої є однією з

основних проблем для стабільності роботи системи є зростання кількості та потужності нелінійних споживачів, тому зростає попит на впровадження заходів по компенсації реактивної потужності.

Стабільність режимів функціонування електричних систем можна забезпечити шляхом використання компенсуючих пристроїв. Зазначені пристрої повинні функціонувати лише при зміні параметрів навантаження від суто індуктивного до суто ємнісного, враховувати наявність вищих гармонік. У дослідженні [6] здійснено аналіз залежностей реактивних струмів у електричній системі для коригуючих пристроїв, які виділяють узагальнені режими функціонування електричної системи по відношенню до значення розрахункового коефіцієнта стабільності (K_{cm}), що характеризує відношення струмів (рис. 1.2).



1 – нестабільний, 2, 3 – відносно стабільний; 4 – стабільний

Рисунок 1.2 – Режимы работы елетропостаіальной системи [6]

Якщо компенсуючи пристрої здатні компенсувати лише певну частоту гармонійних коливань, то необхідно розглядати просторові структури, що характеризують таку здатність (рис. 1.3).

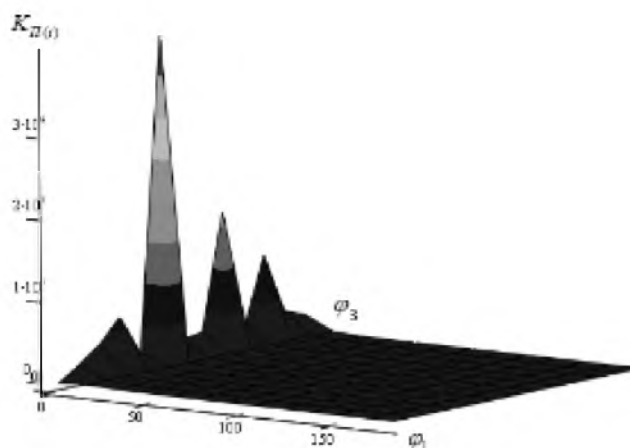


Рисунок 1.3 – Здатність фільтруючих пристроїв компенсувати величину реактивного струму в мережі при зміні декількох параметрів вхідного сигналу [6]

Оцінку взаємного впливу елементів необхідно здійснювати шляхом визначення впливу кожного з цих елементів на стабільність електропостачання та визначення впливу спотворюючих факторів на електромагнітні процеси в елементах електричної мережі. Вплив елементів електричної мережі оцінюється незалежно від попередніх станів, а кількісні показники взаємного впливу визначаються за принципом суперпозиції для усіх факторів порушення стабільності електропостачання. Внесок кожного з елементів у спотворенні електричної енергії у вузлі розраховується шляхом використання інтегральних моделей, які здатні оцінити спотворення по критерію мінімуму втрат [6].

Для здійснення оцінки взаємного впливу окремих елементів можна скористатися наступним алгоритмом (рис. 1.4).



Рисунок 1.4 – Оцінка взаємного впливу окремих елементів [6]

1.3 Характеристики споживачів електричної енергії

Фізичні та конструктивні властивості споживачів є основною причиною нестабільності напруги та порушення якості електропостачання. Нестабільність роботи електричної мережі можуть виникнути через зростання споживання, що призводить до падіння напруги і збільшенням у системі величини реактивної потужності [7].

З огляду на продукування та споживання реактивної потужності споживачі електричної енергії ділять на три різних типи (рис. 1.5) [8]:

- ті, що мають переважну активну складову опору навантаження (одиничний коефіцієнт потужності) – струм і напруга навантаження збігаються по фазі (обігрівачі, освітлювальні прилади та інші),

– ті, що мають переважну ємнісну складову опору навантаження (коефіцієнт потужності зростає через продукування в систему реактивної потужності) – струм випереджає напругу і створює магнітне поле для виконання роботи (генератори, трансформатори, двигуни, котушки індуктивності).

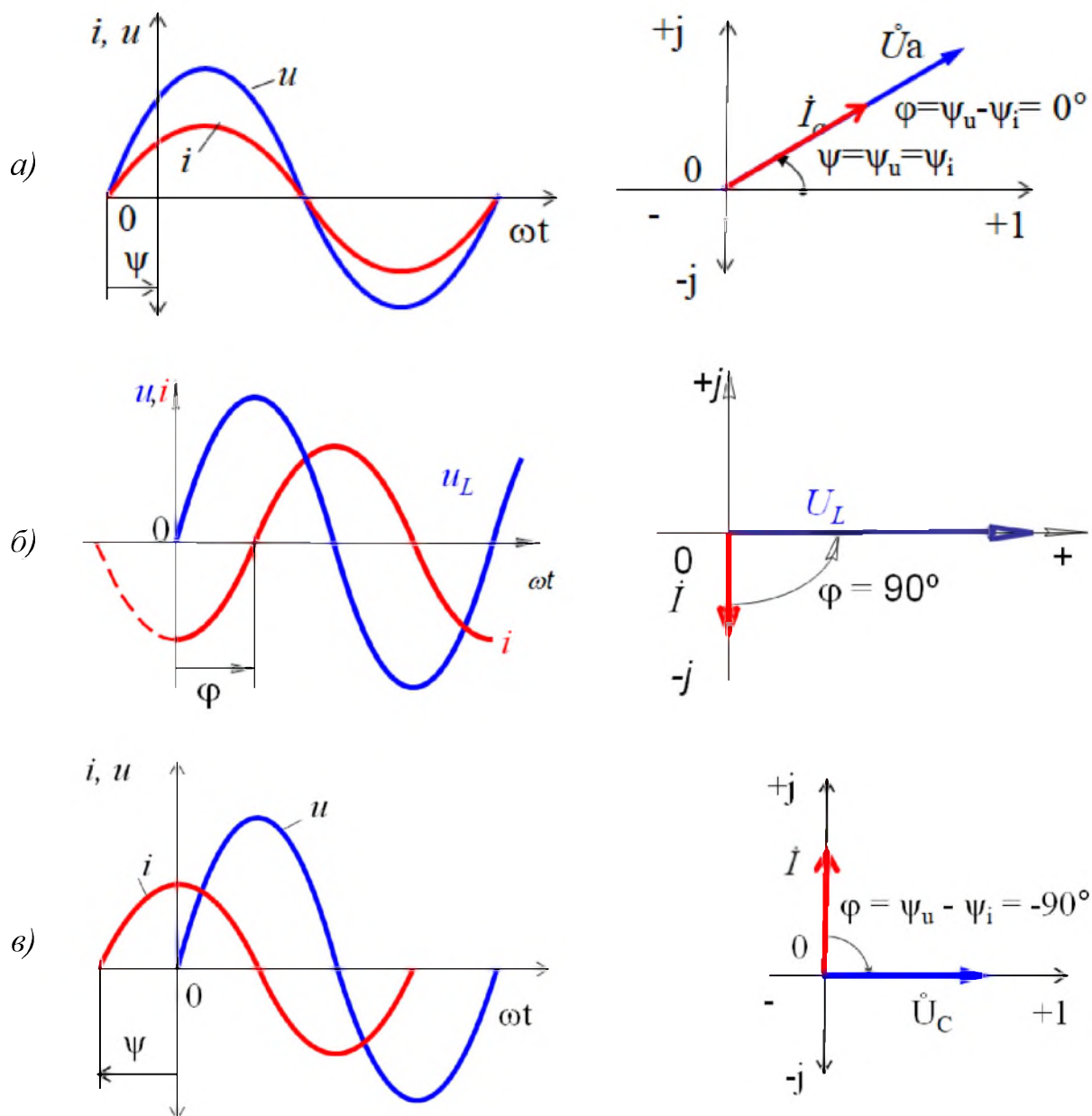


Рисунок 1.5 – Взаємне розташування хвиль струму і напруги для різних електричних навантажень: а) активне навантаження, б) індуктивне навантаження, в) ємнісне навантаження [8]

– ті, що мають переважну індуктивну складову опору навантаження (коефіцієнт потужності менший за одиницю) – струм відстає від напруги і створює магнітне поле для виконання роботи (генератори, трансформатори, двигуни, котушки індуктивності),

З огляду на режими роботи споживачі можна розділити на [7]:

- статичні навантаження, параметри роботи яких не змінюються з часом,
- динамічні навантаження, параметри роботи яких змінюються з часом,
- комбіновані навантаження, параметри роботи яких не змінюються в одні періоди і є змінними в інші.

Робота того чи іншого типу навантаження впливає на стабільність роботи енергосистеми і залежить від значень напруги та/або частоти. На величину напруги впливають значення струму, опору і активної потужності, а величина частоти залежить від значення реактивної потужності.

1.4 Огляд питань стабільності напруги у електричних мережах

Вважається, що напруга на шинах усіх споживачів електричних мереж залишається в межах припустимих значень за нормальних умов експлуатації. Під час виникнення збурень напруга в системі коливається і може виходити за межі припустимих значень, що притаманні для нормальних умов експлуатації. В разі, коли система не здатна відновити значення напруги, виникає ситуація нестабільності напруги. Явище нестабільності напруги у системі вимагає запровадження коригувальних заходів для відновлення величини напруги та стабілізації. Якщо цього не зробити відбудеться каскадне відключення системи та скидання напруги.

Статичної стабільності напруги можна досягти за умови робочої напруга на шинах системи, яка є більшою, ніж відповідна напруга на шинах у точці максимального навантаження в системі. Це відбувається через те, що при максимальному навантаженні до системи «впорскується» реактивна потужність, що викликає підвищення напруги в мережі [9].

Стабільність напруги являє собою складне динамічне явище, що залежить від поведінки пристроїв/споживачів у енергосистемі. Знання про стабільність величини напруги необхідні для різнострокового планування, для забезпечення ефективної експлуатації та управління процесами. Оператори енергосистем повинні мати відомості про стан роботи енергосистеми в будь-який час – ці відомості повинні також включаючи знання про рівні напруги на всіх шинах споживачів та показники її нестабільності. Дані відомості повинні пояснювати механізми, що викликають нестабільність, її причини та наслідки. Отримати визначені відомості можна шляхом аналізу показників напруги: амплітуда, частотний спектр, відхилення синусоїдної форми сигналу, відмінність по фазам та інші. Даний аналіз може бути здійснений шляхом статичного та динамічного аналізу [10].

При здійсненні статичного аналізу використовують методи, що базуються на розв'язанні лінеаризованих диференціально-алгебраїчних рівняннях або рівнянь, що описують потоки потужності. Перевагою статичного аналізу стійкості напруги є більша швидкодія, що пояснюється тим, що при цьому здійснюють лише розв'язання алгебраїчних рівнянь. Це пояснює поширеність статичного методу оцінки при управлінні енергетичними системами в режимі реального часу [11].

При здійсненні динамічного аналізу роботи енергетичної агрегатів застосовують принципи, що вимагають розв'язання диференціальних рівнянь для опису їх роботи, а для опису мережа передачі та розподілу електричної енергії використовують алгебраїчні рівняння. Зазначені комплекси диференціальних та алгебраїчних рівнянь можуть бути

використані для складання математичних моделей для здійснення динамічного аналізу. Для розв'язання складеної системи рівнянь використовуються чисельні методи [11].

Нестабільність напруги здебільшого викликається нездатністю об'єднаної енергетичної системи оперувати реактивною потужністю в системі, що може бути викликано обмеженнями в роботі генераторів, перевантаженнями в лініях електропередачі або через вплив динамічної поведінки споживачів.

2 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ОГЛЯДУ ПРОБЛЕМНИХ ПИТАНЬ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Категорії стійкості енергетичних систем

Електричні мережі являють собою складні системи, в яких споживачі електричної енергії вимагають стабільності електропостачання і відповідного контролю. Оцінка стабільності є складним завданням через нелінійний характер споживачів та динамічну їх поведінку. Для подолання даної проблеми можливе застосування різних моделей, які можуть бути джерелом відповідної інформації про поведінку системи при різних ситуаціях від нормальної до аварійної, визначити її стабільність або нестабільність роботи під впливом негативних факторів [12].

Серед різних способів підтримки стабільності роботи електричної системи головними є способи, що направлені на регулювання частоти і напруги у системі. Дане регулювання може бути як централізованим, так і децентралізованим та бути зосередженим на системах передачі з урахуванням розподілу потоків електричної енергії. Інтеграція нових споживачів та розподілених джерел енергії вносить суттєві зміни до режимів роботи енергосистем, що вимагає активних способів керування розподілом електричної енергії. Більшість методів управління електричними мережами використовують застарілі рішення і методи, які часто виявляються непридатними для практичних застосувань до складних мереж, яким притаманна мінливість у роботі. На допомогу вирішенню цих проблем приходять передові інформаційно-комунікаційні технології із застосуванням обчислювальних комплексів, що складаються з обчислювальних машин та відповідного програмного забезпечення. Дані комплекси оперують величезними об'ємами даних, що характеризують поведінку системи в режимі реального часу, і є у будь-який час доступними для аналізу та контролю [13].

Надійність електропостачання означає наявність електричної енергії на шинах споживачів увесь час, що визначає працездатність електричної системи на всіх рівнях – від генерації до передачі та розподілу. Якість електроенергії визначає як ступень відхилень та спотворення форми сигналу напруги живлення, що істотно впливає на безперервність постачання. Будь-яке відхилення величини, частоти, форми хвилі або симетрії напруги є потенційною проблемою у змісті якості електричної енергії. В найкращому випадку форма хвилі напруги повинна бути плавною, вільною від збурень та наближеною до синусоїдної форми. Не зважаючи на намагання досягти досконалості у конструюванні систем електропостачання, в них можуть виникати явища, що викликає порушення означених вимог до роботи першої [14].

Коли якість електричної енергії є недостатньою, це викликає погіршення продуктивності та скорочення терміну служби перетворювального, передавального та іншого електрообладнання енергетичної системи. Будь-які проблеми з електропостачанням проявляються у відхиленнях напруги, струму та частоти, викликають вихід з ладу обладнання або його недосконале функціонування, спостерігаються підвищені втрати енергії та інші негативні наслідки. Погіршення якості електропостачання призводить до порушення електромагнітної сумісності та впливає на роботу складних систем автоматизації та релейного захисту, викликати порушення роботи систем управління та сигналізації.

Серед характеристик споживачів, що зворотно впливають на якість електричної енергії можна виділити коливання, провали і стрибки величини напруги, виникнення гармонійних коливань, мерехтіння, переривання подачі електричної енергії, виклик перехідних процесів та інше. Сучасне електричне та енергетичне обладнання є досить чутливим до коливань параметрів роботи мережі, що можна пояснити більш широким використанням силової електроніки, мікропроцесорів, чутливих вимірювальних приладів [14].

Спотворення форми хвиль напруги і струму, а також гармонійні коливання може бути пояснено наявністю широкого використання напівпровідникових елементів, нелінійності приєднаного обладнання, електронно-обчислювальних пристроїв, використання регульованих електроприводів, дугові сталеплавильні печі та іншим. Відповідь системи на зазначені впливи від навантаження призводить до погіршення якості електричної енергії, що знову ж таки відбивається на роботі обладнання, що викликало це спотворення, та передчасно вивести його з ладу. Зазначене вимагає збільшення уваги до режимів роботи споживачів та оптимізації їх роботи у залежності від поточних параметрів електропостачання.

Існуючі нормативні документи визначають критерії, що можуть бути використані для визначення якості електропостачання, у залежності від режиму, в якому працюють споживачі та електрична мережа [15, 16]:

- при усталеному режимі роботи повинно контролюватися спотворення форми сигналу, відхилення частоти, небаланс та коливання напруги,
- короткострокові ненормативні режими роботи можуть викликати короткочасне переривання в роботі та/або аварійне відключення обладнання, появу перехідних перенапруги та/або провалів і стрибки напруги,
- довготривалі ненормативні режими роботи можуть бути схарактеризовані коливання середньоквадратичних значень напруги і частоти напруги живлення при тривалості вимірювання понад 60 с.

Отже, серед безлічі показників роботи електричної системи та для визначення ймовірних аварійних ситуацій, схарактеризувати якість електропостачання споживачів можна виділити наступні [15, 16]:

- «частота напруги живлення» – передумовою неякісного електропостачання вважається будь-яке відхилення частоти у енергосистемі від її номінального значення (для України – 50 Гц).

Пояснити невідповідність частоти можна через виникнення несправностей у системі передачі електричної енергії, відключенням потужного споживача або приєднанням потужного джерела електричної енергії. Невідповідність частоти може призвести до ушкодження джерела енергії та електричних машин на стороні споживання, вплинути на стабільність роботи енергетичної системи та її аварійного відключення.

– «напруга живлення» може бути схарактеризована кількома значеннями/станами [15, 16]:

а) перебої в подачі напруги характеризується станом, коли напруга на клеммах споживача відрізняється від номінального значення більше ніж на $\pm 10\%$. Причинами цих станів можуть бути короткі замикання у енергосистемі та збої в роботі обладнання,

б) зміна величини або знакозмінні коливання напруги, що можуть характеризуватися циклічністю зміни огинаючої хвилі напруги або виникненням випадкових змін, величина яких зазвичай не перевищує встановлених порогів – зазвичай ці зміни знаходяться в межах від $\pm 5\%$ до $\pm 10\%$ від середньоквадратичного значення. Зазначені стани можуть бути викликані наявністю і роботою у системі перетворювачами частоти, циклоконвертерами, дуговими сталеплавильними печами, зварювальними агрегатами, приводами потужних споживачів при їх пуску та інші. Наслідками цих коливань можуть бути помилкові спрацювання засобів захисту, часте ввімкнення безперебійних джерел живлення, вихід з ладу чутливого електричного та електронного обладнання, порушити протікання виробничих процесів та інше.

в) несиметрія напруги, що є характерним для трифазних систем живлення, при якій значення лінійних напруг та/або кути зсуву між окремими фазами відрізняються за своїми значеннями, джерелами якої можуть бути наявність несправностей у електрообладнанні, порушення роботи конденсаторних компенсаторів, вихід з ладу регуляторів напруги, нерівномірність розподілу навантажень між фазами. Наявність цього

явища характеризується наявністю складової зворотної послідовності в напрузі живлення, викликати перевантаження електричних машин, спотворення вихідних сигналів перетворювачів частоти, викликати нагрівання окремих частин електроагрегатів та інше [16],

г) «провал напруги», при якому спостерігається зниження напруга на клеммах споживачів до 90% від номінального значення, а викликається запуском потужних електричних машин та/або несправності у електричній системі, перевантаженнями ланцюгів живлення, несправність вимикаючих та перемикаючих пристроїв, приєднання потужного індуктивного або від'єднання потужного ємнісного навантаження. Дані явища можуть призвести до несправностей контакторних груп, неможливості відключення навантаження під напругою, зниження ККД електричних машин, погіршення параметрів освітленості робочих місць, прискореного старіння компонентів мережі [16],

д) «перенапруга», при якій значення напруги на затискачах споживачів зростає протягом певного періоду часу до 180% від номінального значення та може, на протиставлення «провалу напруги», бути результатом приєднання потужного ємнісного або від'єднання потужного індуктивного навантаження, пошкодження на лініях передачі електричної енергії та помилками при перемиканні на навантаженнях й переходу від одного джерела живлення на інше. Перенапруга може призвести виходу з ладу обладнання, погіршення властивостей ізоляції, підвищення температури окремих частин енергетичного обладнання, помилкові спрацьовування реле захисту, пошкодження приладів контролю та інші [16],

е) «перепади напруги», що характеризуються миттєвими змінами напруги протягом короткого періоду часу і які можуть бути викликані або імпульсними (удари блискавок, комутаційні перемикання індуктивних навантажень) або коливальними (комутаційні перемикання ємнісних навантажень, погіршення якості контактних з'єднань у розподільчій

мережі). Перепади напруги можуть призвести до нестабільної роботи споживачів, пробою ізоляції, руйнації контактних поверхонь комутуючих пристроїв, перенасичення електричних машин, підвищення втрат на перемагнічування та до перегріву.

є) «гармоніки напруги», що викликають синусоїдальну форму сигналу напруги, через накладання цілочислених періодичних коливань, частота яких є кратною до основної частоти, а викликані вони через вплив струмових характеристик нелінійних навантажень.

– «реактивна потужність» є невід’ємною складовою при наявності гармонійних коливань струму та погіршує форму вихідного сигналу струму на основній частоті. Наявність і кількісну оцінку реактивної потужності можна оцінити за допомогою коефіцієнта потужності. Виникнення гармонік у більшості випадків викликано наявністю у системі нелінійних навантажень (силові перетворювачі, регульовані електроприводи, імпульсні джерела живлення, деякі типи освітлення, дугові сталеплавильні печі, зварювальні апарати і т.п.). Гармонійні коливання мають досить чуттєві наслідки для роботи чуттєвого електричного обладнання та викликають перегрів компонентів мережі, призводять до зростання втрат енергії в системі, викликають появу перешкод у лініях контролю та зв’язку, призводять до виникнення резонансних електромагнітних явищ [17].

– «коефіцієнт потужності» являє собою показник ефективності постачання електричної енергії і у теоретичному змісті показує значення косинуса кута між векторами напруги і струму. Наявність порушень у роботі мережі з виникненням гармонік викликає зсув між напругою і струмом, що викликає зміну значення коефіцієнта потужності. Дійсне значення коефіцієнта потужності розраховується шляхом знаходження відношення між значенням активної потужності і значенням повної потужності з урахуванням гармонік. Низьке значення коефіцієнта потужності призводить до збільшеної витрати потужності і збільшення

струм у ланцюгах при номінальній напрузі живлення у мережі. Зазначене вимагає застосування електричних апаратів більшого типорозміру та потужності й використовувати провідники більшого перетину. Збільшення струмів при зниженні коефіцієнта потужності викликає збільшення падіння напруги на шинах електричних апаратів та у лініях електропередачі, що призводить до зниження величини напруги та змушує використовувати додаткове стабілізуюче обладнання [17].

– «флікер» – явище, що характеризує зміну протягом короткого періоду часу яскравості та/або спектрального розподілу світлового потоку, яке викликає подразнення зорового сприйняття. Це явище викликається коливанням напруги, що може бути кількісно оцінено зміною величини напруги живлення приладів освітлення по відношенню до номінального значення напруги. Причиною зміни напруги можуть бути швидкі комутаційні перемикання при здійсненні технологічного процесу з використанням електричного обладнання, підключеного до спільної з освітлювальними приладами електричної мережі. Флікер суттєво впливає персонал та продуктивність праці через погіршення стану виробничого середовища, викликає втому персоналу та погіршення їх фізичного стану [18].

2.2 Теоретичні залежності опису роботи електричної мережі

Для визначення взаємозв'язків між окремими елементами електроенергетичної системи існують відповідні теоретичні залежності та різноманітні моделі. Такі залежності дозволяють адекватно оцінити вплив окремих елементів один на одного та на систему в цілому. Для спрощення досліджень вводять так звані еквівалентні схеми.

Для оцінки роботи джерел енергії та споживачів використовують кілька фундаментальних параметрів [19]:

- величина напруги (U), В,
- фазовий кут напруги (φ), град.
- активна потужність (P), Вт,
- реактивна потужність (Q), ВАр,
- повна потужність (S), ВА.

Напруга на будь-якому компоненті мережі представляється комплексною величиною E_i , яку можна представити [20]:

$$u = U \cdot e^{j\varphi} \quad \text{або} \quad u = a + j \cdot b \quad (2.1)$$

де U – амплітудне значення напруги, В,

φ – кут між вектором напруги і струму, град,

$$\begin{cases} a = U \cdot \cos \varphi, \\ b = U \cdot \sin \varphi. \end{cases} \quad (2.2)$$

Коли говоримо про навантаження, його зазвичай представляють комплексною величиною, що враховує активну і реактивну складову. По відношенню до шин джерела енергії, потужність представляється активною складовою, яку джерело повинно генерувати з відповідною величиною напруги. З іншого боку, визначається діапазон реактивної потужності, що здатен або продукуватися, або поглинатися генератором.

Повна, активна та реактивна потужності, пов'язані між собою залежністю [20]:

$$S = P + j \cdot Q \quad (2.3)$$

З іншого боку, повна потужність може бути виражена через струм і напругу в ланцюзі [20]:

$$S = u \cdot I \quad (2.4)$$

де I – струм у вузлі, який за законом Кірхгофа дорівнює сумі усіх струмів, що сходяться у вузлі, А [20]:

$$I = \sum u_i \cdot C_i \quad (2.5)$$

де u_i – потенціал напруги у вузлі, В,

C_i – провідність у вузлі, См.

Провідність складається з двох частин – активної і реактивної [20]:

$$\begin{cases} C_{in} = k_{in} + j \cdot m_{in}, \\ C_{ip} = k_{ip} + j \cdot m_{ip}. \end{cases} \quad (2.6)$$

У результаті спільного розв’язання рівнянь можна визначити залежності, що визначають значення активної і реактивної потужностей у вузлах:

$$\begin{cases} P_i = k_{np} \cdot U_n^2 + \sum U_n \cdot U_p \cdot [k_{np} \cdot \cos(\varphi_n - \varphi_p) + m_{np} \cdot \sin(\varphi_n - \varphi_p)], \\ Q_i = -k_{np} \cdot U_n^2 + \sum U_n \cdot U_p \cdot [k_{np} \cdot \sin(\varphi_n - \varphi_p) - m_{np} \cdot \cos(\varphi_n - \varphi_p)] \end{cases} \quad (2.7)$$

Для того, щоб описати усю систему, необхідно скласти рівняння на кшталт (2.7) для кожного вузла мережі. Тобто, для мережі, що містить q вузлів, необхідно скласти систему з $2q$, які містять $2q$ невідомих. Зазначені невідомі відрізняються для кожного вузла і залежать від типу вузла –

джерело чи споживач. Для розв'язання можна використати різні принципи та методи.

Для кожного вузла необхідно скласти систему рівнянь:

$$\begin{cases} u_q = U_q \cdot e^{j \cdot \varphi_q}, \\ i_q = \sum C_{np} \cdot U_q \cdot e^{j \cdot \varphi_q}, \\ u_q \cdot i_q = Q_q - jQ_q. \end{cases} \quad (2.8)$$

До того ж необхідно мати початкові дані, що визначають величину напруги (u_{q0}) і фазового кута напруги в кожному вузлі, що розглядаються.

Струм у кожному з вузлів можна визначити за залежністю [20]:

$$I_q = \frac{P_q + j \cdot Q_q}{u_{q0}} \quad (2.9)$$

Напругу у вузлі можна визначити за залежністю [20]:

$$u_q = \frac{I_q}{C_{npq}} \quad (2.10)$$

2.3 Способи керування мережею з метою покращення якості енергопостачання

Для того, щоб покращити параметри якості енергопостачання та підвищити стабільність роботи енергосистеми при виникненні внутрішніх і зовнішніх збурень існують різні методи керування. Запобігання

нестабільності роботи досягається шляхом швидкодії засобів управління з використанням принципів зворотного зв'язку, здійснення превентивних заходів, визначення аварійних станів, контроль ізоляції. Здебільшого, забезпечення принципів регулювання спирається на відомості про значення напруги і частоти напруги живлення [21].

Більшість динамічних пристроїв можуть бути підключені до електричної мережі на різних рівнях, що викликає швидке розповсюдження проблем по ній. Відхилення значення частоти у енергосистемі вказує на дисбаланс між генерацією та споживанням потужності. Захист від зниження частоти часто полягає у скиданні навантаження, що впливає на роботу споживачів. При неможливості підвищення частоти у такий спосіб, подальше падіння система захисту повинна припинити генерацію енергії для недопущення фізичного ушкодження енергетичного обладнання. При застосуванні традиційного регулювання частоти необхідно забезпечити генерацію електричної енергії, що слідує за попитом, шляхом впровадження механізмів регулювання. Первинне регулювання частоти полягає у стабілізації частоти для досягнення певної точки рівноваги. Вторинне регулювання частоти здійснюється в автоматичному режимі з поступовим відновленням її номінального значення. Різні типи методів скидання навантаження успішно використовуються на практиці для відновлення частоти в аварійних ситуаціях – різниця між скиданням навантаження і регулюванням навантаження полягає в тому, що останнє має на меті мінімізацію впливу на кінцеві споживачі [22].

Корисним, з точки зору регулювання, є застосування методів прогнозування навантаження, що дозволить вчасно здійснювати перемикання між окремими блоками генеруючих потужностей. Для вирішення поставлених завдань розробляються нові методи та пристрої керування. Впровадження систем управління на стороні навантаження або так зване реагування на попит дозволяє отримати високу швидкодію на

реакцію та широка доступність для застосування. Енергетичні системи мають ієрархічну структуру і проблеми регулювання частоти зазвичай розглядаються на рівні передачі до навантажень, що може бути схарактеризоване сукупністю навантажень на більш високому рівні. Використання ідеї глобального управління полягає у застосуванні керованих пристроїв у відповідності до вимог роботи контролерів більш високого рівня. Необхідно також врахувати реактивність системи, які можуть викликати проблеми зі стабільністю напруги, що вимагає одночасності контролю і частоти і напруги. Наявність у мережах «розумних навантажень» дозволяють здійснювати безперервне регулювання кількості реактивної потужності відповідно до змін при якій попит слідує за генерацією та навпаки [22].

Під регулюванням напруги розуміють підтримку значення напруги в енергосистемі в заданому діапазоні не зважаючи на зміну умов експлуатації. Досягти цього можна за допомогою різноманітних керуючих впливів: планування обсягів генерації, регулювання збудження генераторів, вживання заходів по компенсації реактивної потужності, застосування аварійних відключень, регулювання за допомогою пристроїв регулювання навантаження та інші. Усі схеми регулювання напруги можна розділити на два типи: стабілізація величини напруги при аварійних ситуаціях у «ручному» режимі та автоматичне регулювання напруги при нормальних умовах експлуатації. Здійснити стабілізацію роботи системи наперед практично неможливо, тому коригувальне управління може бути використане як додатковий контрзахід, що здійснюється автоматично після виникнення аварійної ситуації [23].

Проблеми зі зміною напруги в розподільчих системах також можна вирішити шляхом їх реконфігурації, що дозволить мінімізувати втрати в мережі та обмежити показники зміни коливань хвилі напруги.

3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Вибір силових трансформаторів підстанцій

Вихідні дані по навантаженнях підстанцій наведено у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Навантаження на підстанціях

Підстанція	Приєднана потужність		Відстань до підстанцій, км	Максимальний час роботи підстанцій, год.
	активна, кВт	реактивна, кВАр		
ПС1	7	5	25	3500
ПС2	10	8	30	4500
ПС3	18	11	25	5000

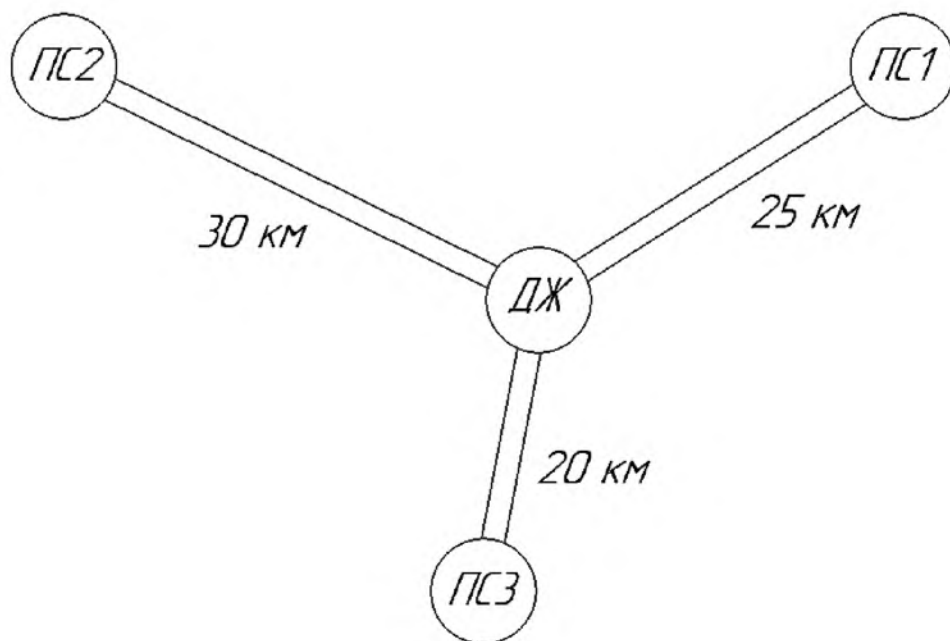


Рисунок 2.1 – Взаємне розташування підстанцій і джерела

Потужність та число силових трансформаторів підстанцій визначимо виходячи з потужності підключеного навантаження у режимі

максимального режиму навантаження та категорійності споживачів. З огляду на те, що складі навантаження підстанцій присутні споживачі I-ї категорії, до встановлення на підстанціях приймаємо не менше двох трансформаторів.

Потужність трансформаторів обираємо так, щоб при виході з ладу одного з них, другий сприйняв усе навантаження підстанції з урахуванням припустимого навантаження в післяаварійному режимі.

Максимальна потужність навантаження трансформатора, МВА [24]:

$$S_{\max} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.1)$$

де P – активне навантаження, приєднане до підстанції (табл. 3.1),

Q – реактивне навантаження, приєднане до підстанції (табл. 3.1).

Розрахункова потужність трансформатора, МВА [24]:

$$S_{mp} = 0,7 \cdot S_{\max}, \quad (3.2)$$

Результати розрахунків за формулами (3.1) і (3.2) заносимо до табл. 3.2.

Для установки на підстанціях обираємо силові трансформатори типу:

– ПС1 – ТДН-10000/110, 2 шт.,

– ПС2 – ТДН-10000/110, 2 шт.,

– ПС3 – ТДН-16000/110, 2 шт.

Коефіцієнт завантаження трансформатора в номінальному режимі роботи та умова його значення, % [24]:

$$K_{\text{зав. н. р.}} = \frac{S_{\max}}{2 \cdot S_{H \text{ mp}}} \cdot 100\% \leq 100\% \quad (3.3)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійному режимі роботи та умова його значення, % [24]:

$$K_{\text{зав. н-а.р.}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{H \text{ тр.}}} \cdot 100\% \leq 140\% \quad (3.4)$$

Результати розрахунків за формулами (3.3) і (3.4) заносимо до табл. 3.2.

Усі обрані трансформатори задовольняють наведеним вимогам.

Характеристики силових трансформаторів, встановлених на підстанціях, наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків вибору трансформатора

Підстанція	Максимальна потужність навантаження трансформатора, МВА	Розрахункова потужність трансформатора, МВА	Номінальна потужність обраного трансформатора, МВА	Коефіцієнт завантаження трансформатора в номінальному режимі роботи, %	Коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійному режимі роботи, %
ПС1	8,60	6,02	10	43	86
ПС2	12,81	8,96	10	64	128
ПС3	21,10	14,77	16	66	132

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики обраних силових трансформаторів [25]

Тип трансформатора	Напруга на високій стороні, $U_{ВН}$, кВ	Напруга на низькій стороні, $U_{НН}$, кВ	Потужність короткого замикання, $\Delta P_{КЗ}$, кВт	Потужність холостого ходу, $\Delta P_{ХХ}$, кВт	Напруга короткого замикання, $U_{КЗ}$, %	Струм холостого ходу, $I_{ХХ}$, %
ТДН-10000/110	115	11	85	19	10,5	0,7
ТРДН-16000/110	115	10,5	120	27	10,5	0,7

3.2 Вибір перерізу провідників повітряної лінії електропередачі

Підстанції живляться від шин 110 кВ на вузловій підстанції (рис. 3.1).

У якості провідників повітряних ліній застосуємо проводи марки АС, переріз яких вибираємо за значенням економічної густини струму.

Струм у кожному ланцюзі повітряної лінії в нормальному режимі роботи, А [24]:

$$I_{\max 2} = \frac{S_{\max}}{2\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 10^3 \quad (3.5)$$

де S_{max} – значення максимальної потужності на підстанції, МВА,

U_n – номінальна напруга джерела живлення, $U_n = 110$ кВ.

Переріз дроту повітряної лінії за заданою умовою, мм² [24]:

$$F_{ек2} = \frac{I_{max2}}{j_{ек}} \quad (3.6)$$

де I_{max2} – максимальний струм, що протікає у повітряній лінії, А,

$j_{ек}$ – економічна щільність струму у повітряній лінії, $j_{ек} = 1,15$ А/мм².

Результати розрахунків за формулами (3.5) і (3.6) заносимо до табл. 3.3.

Для обраного дроту за умовою втрат на корону для мережі 110 кВ припустимий тривалий струм дорівнює 270 А.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків перетину повітряної лінії

Підстанція	Струм у кожному ланцюзі повітряної лінії в нормальному режимі роботи, А	Переріз дроту повітряної лінії за заданою умовою, мм ²	Припустимий тривалий струм обраного дроту, А	Марка дроту провідника повітряної лінії
ПС1	8,60	6,02	270	АС-70
ПС2	12,81	8,96	270	АС-70
ПС3	21,10	14,77	270	АС-95

Таблиця 3.5 – Результати вибору провідників повітряної лінії

Лінія	Довжина, км	Активний погонний опір дроту, r_0 , Ом/км	Реактивний погонний опір дроту, x_0 , Ом/км	Провідність, $C_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	Активний опір, R , Ом	Реактивний опір X , Ом
ПЛ1	25	0,45	0,43	2,22	5,63	5,38
ПЛ2	30	0,45	0,43	2,22	6,75	6,45
ПЛ3	20	0,35	0,445	2,86	3,50	4,45

Середньозважене значення активної потужності [24]:

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (3.7)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{7 \cdot 3500 + 10 \cdot 4500 + 18 \cdot 5000}{7 + 10 + 18} = 4557 \text{ год.}$$

3.3 Визначення розрахункових навантажень підстанцій

Розрахункове навантаження підстанції складається з навантаження на стороні низької напруги трансформатора, втратами потужності в опорах і провідності трансформатора, потужностями генеруються на початку і в кінці лінії.

Розрахункова потужність i -го вузла, МВА [24]:

$$S_{роз.i} = S_i + \Delta S_{TP} - j \sum Q_c \quad (3.8)$$

S_i – потужність i -го вузла, МВА,

ΔS_{TP} – втрати потужності в трансформаторі, що примикає до i -го вузла, які містять втрати холостого ходу трансформатора, МВА,

$j \sum Q_c$ – сумарна зарядна потужність ліній, що примикають до i -го вузла, МВАр.

Втрати потужності в трансформаторі, МВА [24]:

$$\Delta S_{TP} = \Delta P_{TP} + j Q_{TP}, \quad (3.9)$$

де ΔP_{TP} – втрати активної потужності в трансформаторі, МВт [24]:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_{TP}^2}{S_H^2} + n \cdot \Delta P_{XX} \quad (3.10)$$

ΔQ_{TP} – втрати реактивної потужності в трансформаторі, МВАр [24]:

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K3} \cdot S_{TP}^2}{100\% \cdot S_H} + \frac{n \cdot I_{XX} \cdot S_H}{100\%} \quad (3.11)$$

Для визначення зарядної потужності знаходимо напругу в кінці лінії [24]:

$$U_k = U_H - \frac{P_{Hi} \cdot R_i + Q_{Hi} \cdot X_i}{U_H} - j \cdot \frac{P_{Hi} \cdot X_i - Q_{Hi} \cdot R_i}{U_H} \quad (3.12)$$

де P_{Hi} – активне навантаження з втратами в трансформаторі, МВт,
 Q_{Hi} – реактивне навантаження з втратами в трансформаторі, МВАр,
 X_i – реактивний опір лінії, Ом (табл. 3.5),
 R_i – активний опір лінії, Ом (табл. 3.5):

Таблиця 3.6 – Результати розрахунків втрат у трансформаторі

Підстанція	Втрати активної потужності в трансформаторі, МВт	Втрати реактивної потужності в трансформаторі, МВАр.	Втрати потужності в трансформаторі, МВА:
ПС1	0,0534	0,330	$0,0534 + j \cdot 0,33$
ПС2	0,0722	0,562	$0,0722 + j \cdot 0,562$
ПС3	0,105	0,939	$0,105 + j \cdot 0,939$

Зарядна потужність на початку лінії, МВАр [24]:

$$-jQ_{ci}^{noch} = \frac{1}{2} \cdot jU_{\kappa}^2 \cdot C_{0i} \quad (3.13)$$

Зарядна потужність в кінці лінії, МВАр [24]:

$$-jQ_{ci}^{kin} = \frac{1}{2} \cdot jU_H^2 \cdot C_{0i} \quad (3.14)$$

Результати розрахунків за формулами (3.12) – (3.14) заносимо до табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунків потужностей

Підстанція	Напруга на початку лінії, кВ	Зарядна потужність на початку лінії, МВАр	Зарядна потужність в кінці лінії, МВАр	Розрахункова потужність, МВА
ПС1	$109,40 + j \cdot 0,086$	0,0133	0,0134	$109,45 + j \cdot 0,0596$
ПС2	$108,92 + j \cdot 0,095$	0,0132	0,0134	$108,99 + j \cdot 0,0689$
ПС3	$108,98 + j \cdot 0,378$	0,0170	0,0173	$109,09 + j \cdot 0,344$

Схема електричних з'єднань підстанції повинна забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів та надійний транзит потужності через підстанцію у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах.

4 МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

4.1 Загальні принципи моделювання електричних мереж

Для визначення показників стабільності роботи електричних мереж застосовують різноманітні способи моделювання. Застосовані при цьому принципи моделювання визначають точність отриманих результатів. Складені моделі можуть реалізувати статичні та динамічні характеристики мереж та поведінку споживачів.

Статичні моделі дозволяють дослідити стабільність у системі зі споживачами, що забезпечують постійність потужності. Залежно від коливань величини напруги в системі через різноманітні обставини споживачі з незмінною потужністю споживає більше або менше енергії з мережі. Зазначене проявляється у зростанні або зниженні струму з системи, збільшує втрати та ще більше знижує напругу на шинах [26, 27].

Споживачі, такі як двигуни, характеризуються динамічним навантаженням – ступінчасте зниження напруги на шинах викликає миттєве ступінчасте зниження потужності та наступне за цим її відновлення, що характеризує динамічність процесу.

Моделювання передбачає створення моделі з використанням прикладного програмного забезпечення. Для подальших досліджень будемо використовувати програму Matlab з підпрограмою Simulink [28].

4.2 Складання моделі енергетичної системи

Схематичне зображення енергосистеми наведено на рис. 4.1. Енергосистема складається з різноманітних джерел енергії. Загальна встановлена потужність 1000 МВт, з'єднувальних мереж, розподільчих пунктів та узгоджувачих трансформаторів.

У додатку А наведено програмний код розрахунку потоків навантаження в енергосистемі, що зображено на рис. 4.1.

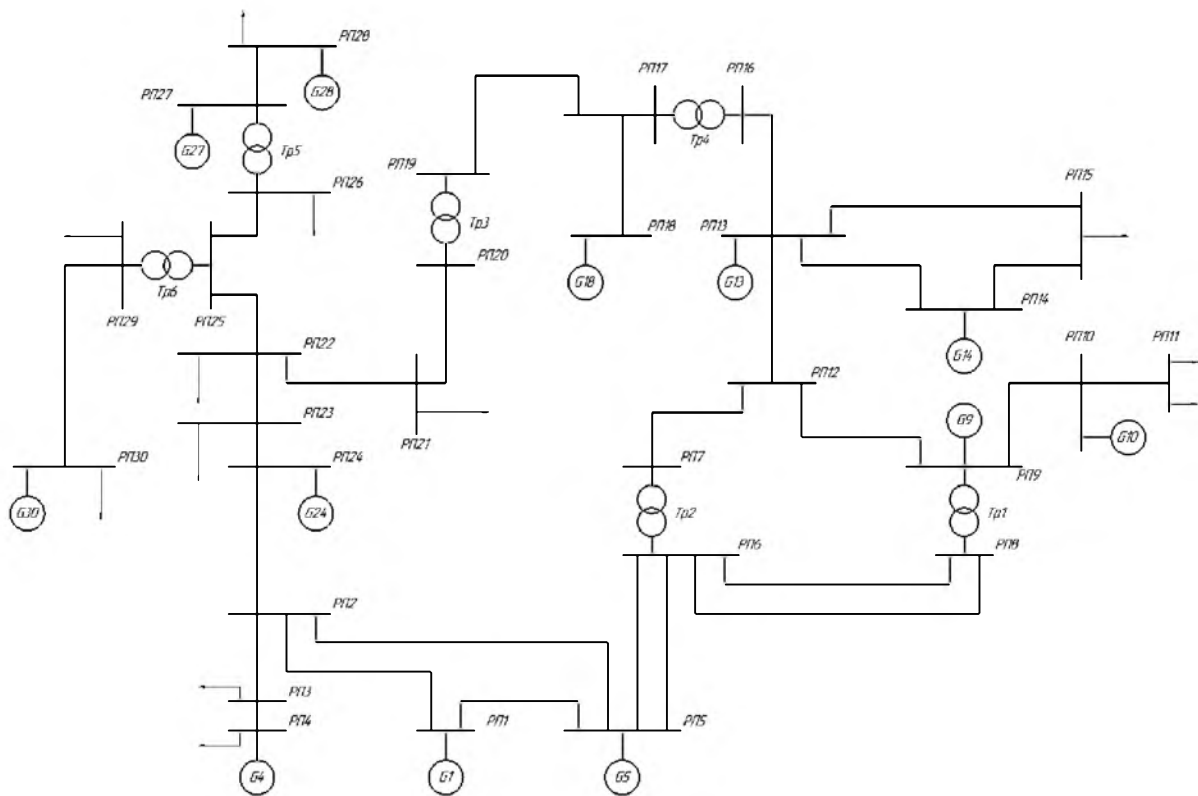


Рисунок 4.1 – Схематичне зображення енергосистеми

Складений код виконує розрахунок потужності та напруги в електричній системі з використанням алгоритму потоку потужності (Power Flow).

Основні кроки роботи коду наступні [28]:

- ініціалізація даних системи, при якій задаються дані про шини (CANdata), включаючи номер шини, код типу шини, амплітуду та кут напруги, активну та реактивну потужність, обмеження на реактивну потужність, дані про лінії передачі (linedata), включаючи початкову та кінцеву шину, опір і реактивний опір.

- розрахунок матриці провідності YCAN на основі даних про лінії передачі при якому обчислюється провідність та враховуються можливі зміни втрат.

- ітерація алгоритму потоку потужності, при якій ініціалізуються значення напруги та кута фази для кожної шини, визначається кількість ітерацій до досягнення співпадіння до досягнення максимального числа таких ітерацій; при цьому в кожній ітерації обчислюються потужності для кожної шини на основі поточних значень напруги та кута фази,

- здійснюється перерахунок напруги та кута фази для кожної шини на основі отриманих зауважень і перевіряється, чи задовольняються обмеження по величині реактивної потужності та визначається необхідність коригування значення напруги,

- виведення результатів: значення напруги та кута фази для кожної шини, втрати активної та реактивної потужності у кожній лінії передачі, час виконання алгоритму, кількості ітерацій та максимальна похибка.

Код дозволяє розрахувати стан системи, включаючи значення напруги та потужностей, що протікають через лінії передачі, може бути використаний для аналізу та вдосконалення роботи електричних систем, а також для вирішення різних завдань, пов'язаних з визначенням значень потужностей і напруг.

Результати моделювання з розрахунку втрат у мережі наведено на рис. 4.2.

PowerFlow Calculation

```

*****
Results For 30-CAN Network
*****
CAN      Voltage      Volatqe
Number   Magnitude     Angle
          (pu)         (Degree)
1         1.0600        0.0000
2         0.9414        30.2834
3         1.0180        35.4424
4         1.0600        35.1988
5         0.9790        42.6255
6         1.0107        48.6762
7         0.8642        63.5812
8         1.0580        54.7516
9         1.0000        71.6276
10        1.0070        85.3588
11        1.0463        89.6130
12        0.8932        77.9224
13        0.9610        123.2011
14        1.0000        124.6559
15        0.9765        124.0425
16        0.8967        136.4667
17        0.9553        153.9516
18        1.0000        156.2095
19        0.9231        106.9748
20        1.0000        99.3892
21        0.9355        95.7232
22        1.0690        72.0318
23        1.0093        60.9162
24        1.0000        53.1649
25        0.9084        97.5794
26        0.9393        107.4148
27        1.0000        120.0504
28        0.9650        120.2995
29        0.8489        110.8844
30        1.0000        150.5506

```

```

*****
Input Power From Slack CANes
*****

```

Slack CAN number 1: Pin= -9.3426 pu, Qin= 7.3386 pu

```

Reactive Power Generation at PV CANes
PV CAN number 2: 3.6166e-05 pu
PV CAN number 5: 0.069871 pu
PV CAN number 8: 9.4402e-07 pu
PV CAN number 10: 0.23156 pu
PV CAN number 13: 0.19508 pu

```

Current and Losses of Lines

From CAN	To CAN	Current (pu)	Active Loss (MW)	Reactive Loss (MVar)
1	2	6.5357	0.5126	3.4599
2	3	1.0350	0.0214	0.1189
1	5	4.6891	0.8575	3.3862
2	5	1.5172	0.0575	0.3130
2	24	4.2593	0.2903	1.6327
3	4	1.0843	0.0400	0.0223
4	5	3.9752	0.5373	0.3002
5	6	6.1594	0.5311	0.4173
6	7	1.0337	0.0000	0.2928
6	8	5.0961	0.4675	0.3896
7	12	1.0337	0.0919	0.2094
8	9	4.9582	0.0000	1.5242
9	10	2.2428	0.2163	0.4929
9	12	0.6412	0.0041	0.0954
10	11	1.4282	0.1061	0.0612
11	13	1.3999	0.0353	0.8192
12	13	1.7125	0.0528	1.2258
13	14	1.6256	0.0238	0.0714
13	15	0.3265	0.0067	0.0015
14	15	0.5049	0.0125	0.0036
13	16	0.3747	0.0036	0.0838
16	17	0.3898	0.0000	0.1120
17	19	1.0451	0.0393	0.7820
18	17	1.4346	0.0370	0.0761
20	19	1.0491	0.0000	0.1558
20	21	3.3183	0.2533	0.1542
21	22	3.2541	0.2224	1.3871
22	23	5.6535	1.0548	0.5434
23	24	5.6284	0.6653	0.3801
22	25	2.4309	0.2009	1.1109
25	26	1.3443	0.0398	0.2133
25	29	1.3249	0.0000	0.2809
26	27	1.3860	0.0000	0.3074
27	28	0.0541	0.0008	0.0017
29	30	1.3249	0.0369	0.8514

Execution Time: 0.065846s

Number of Iterations: 7

Maximum Error: 3.9229e-05

Рисунок 4.2 – Результати моделювання з розрахунку втрат у мережі

4.3 Моделювання системи генерації у енергосистемі

На наступному етапі розглянемо двомашинну систему (рис. 4.3). Для будови моделі були використані стандартні блоки для реалізації складових енергетичної системи. Завдяки даній моделі можна здійснити аналіз для визначення найкращого місця розташування компенсуючих пристроїв у

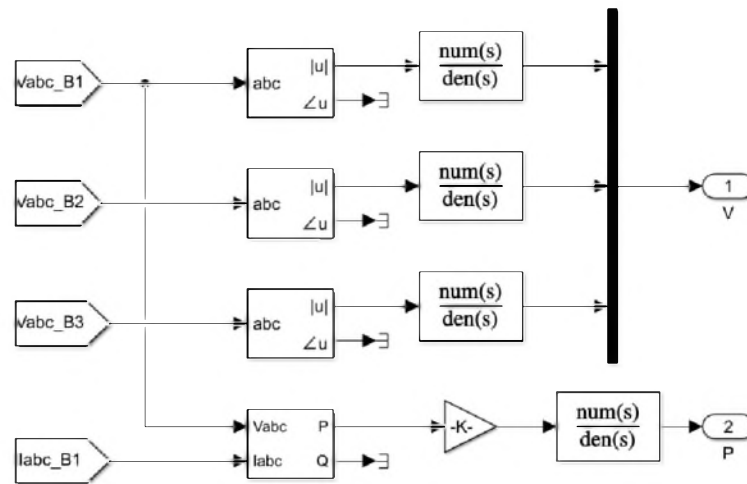


Рисунок 4.5 – Склад підсистеми вимірювання

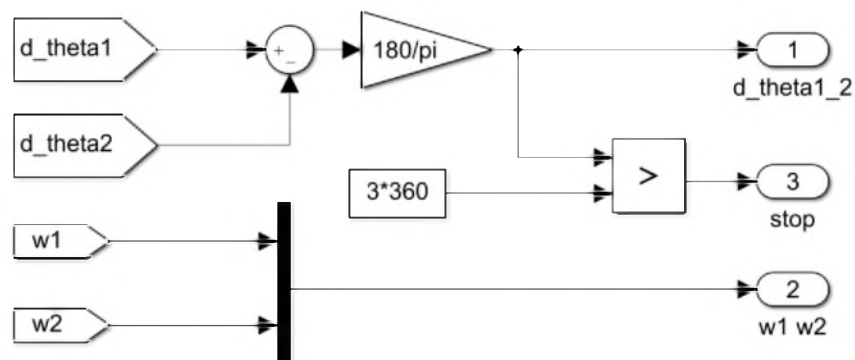


Рисунок 4.6 – Склад підсистеми формування вимірювальних сигналів

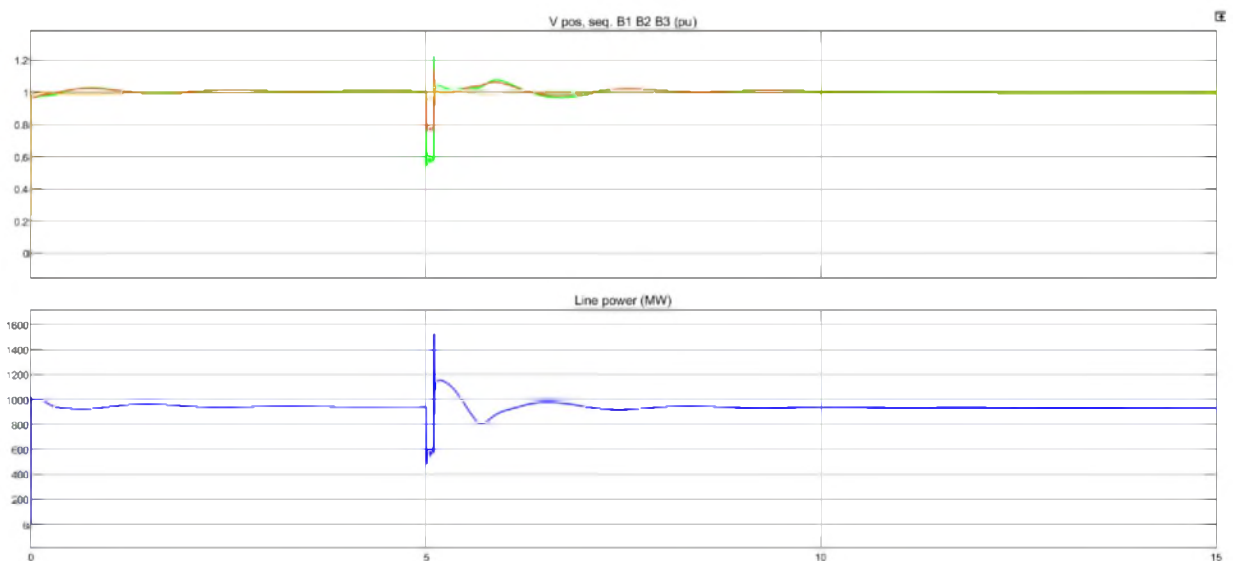


Рисунок 4.7 – Результати моделювання сплеску потужності в системі з подальшим відновленням системи

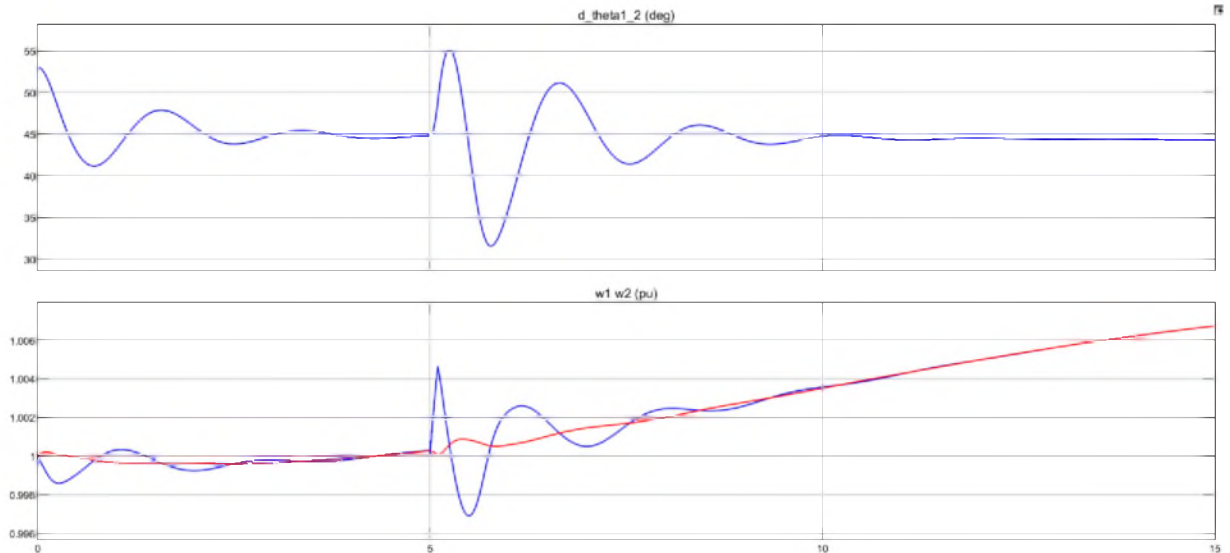


Рисунок 4.8 – Результати моделювання сплеску напруги в системі з подальшим відновленням системи

Аналіз графічних залежностей відгуку системи показує здатність системи до самовідновлення після виникнення сигналів збудження і енергетичній системі, що свідчить про можливість налаштування регуляторі та компенсаторів за допомогою ідентифікації та зміни відповідних параметрів. Розроблений алгоритм здатен підлаштовувати реакцію регулятора до бажаної поведінки моделі.

Створена модель може бути використана до застосування в енергетичних системах шляхом відповідної ідентифікації параметрів регуляторів та компенсаторів.

4.4 Моделювання ферорезонансних явищ у енергосистемі при комутаційних режимах

Причиною виникнення ферорезонансів у електричних системах є комутації, що відбуваються при розмиканні автоматичних вимикачів. У результаті розмикання автоматичних вимикачів у коливальних контурах

системи продукуються напруги, що впливають на суміжні елементи, що знаходиться під дією тієї ж напруги завдяки наявності індуктивно-ємнісних зв'язків у лінії електропередачі [28].

Моделювання цього процесу представлено на рис. 4.9.

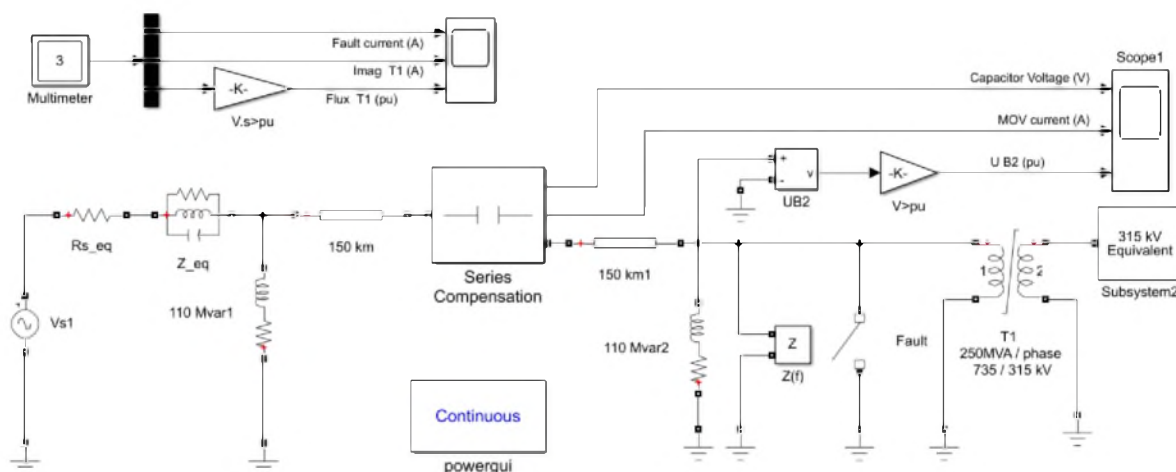


Рисунок 4.9 – Моделювання процесу виникнення ферорезонансу при комутаційних процесах

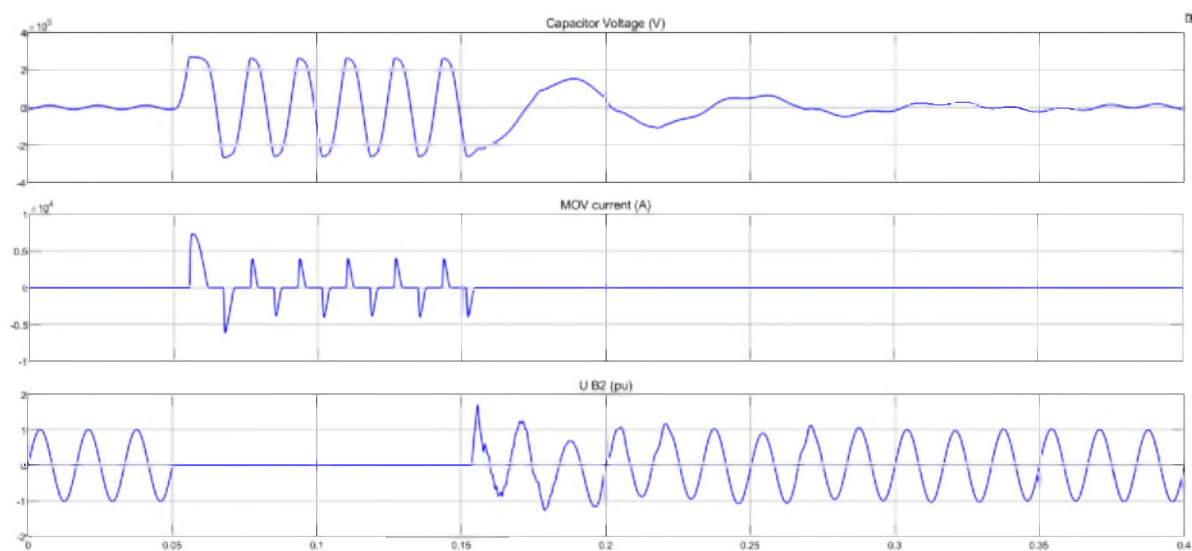


Рисунок 4.10 – Результати моделювання виникнення ферорезонансу при комутаційних процесах

Аналіз графічних залежностей показує виникнення ферорезонансних явищ під час комутації. Часткове відтворення симетричного стану шляхом

застосування ємнісного компенсатора. Форма хвилі напруги має сплеск у момент комутації та набуває попередньої форми через 3 періоди. Амплітуди струму становлять подвійну амплітуду. Створена модель здатні відтворювати реальні електромагнітні процеси з реєстрацією форм хвиль під час ферорезонансу та підібрати значення ємності нелінійного елемента.

ВИСНОВКИ

Стабільність електричної системи є важливим фактором для забезпечення її надійної та безперебійної роботи. Поняття стабільності включає в себе здатність системи залишатися в стані робочої рівноваги та відновлюватися після аварійних станів.

Нестабільність електричної системи може бути спричинена різноманітними факторами, такими як порушення роботи генератора, зміни у роботі споживачів, фізичні зміни у лініях електропередачі, короткі замикання, зміни у споживанні електроенергії, зміни в топології мережі та потоки потужності. Стабільність системи є постійним викликом для електричних мереж, оскільки енергетичні системи стають все складнішими і розширюються, з'являються нові джерела енергії, використовуються нові технології та зростає попит на електричну енергію. Вимірювання окремих параметрів, таких як частота обертання генератора та напруга на клеммах споживачів, допомагають оцінити стабільність системи.

Збереження стабільності величини напруги є важливим завданням, особливо з урахуванням зростання нелінійних споживачів. Компенсація реактивної потужності є одним зі способів підтримки стабільності системи. Стабільність електричної системи є складним завданням, яке вимагає постійного контролю та вжиття заходів для попередження нестабільності. Забезпечення стабільності є важливим аспектом для забезпечення надійної та безперебійної роботи електричних систем.

Для зменшення гармонік струму можна використовувати наступні схемотехнічні заходи: збільшення числа імпульсів випрямлячів при проектуванні потужних випрямних систем сприяє зменшенню гармонік струмів нижчих порядків; використання трансформаторів з різними групами обмоток, що дозволяє усунути вплив гармонічних струмів на загальну мережу; поділ загальної мережі на зони мережі для чутливих і

нечутливих навантажень, що дозволяє уникнути коливань напруги та гармонійних навантажень. Порівняння економічних витрат на облаштування окремих мереж та впроваджених заходів із забезпечення якості електроенергії в одній мережі є одним з головних чинників для плануванні зазначених систем.

Складений код дозволив здійснити розрахунок потужності та напруги в електричній системі з використанням алгоритму потоку потужності. Цей код дозволив отримати значення напруги та потужностей у системі, включаючи втрати у лініях передачі та може бути використаний для аналізу та вдосконалення роботи електричних систем. Результати моделювання були представлені у вигляді графічних залежностей. За допомогою створеної моделі можна здійснити аналіз для визначення оптимального розташування компенсуючих пристроїв у системі. Розроблені код і модель є потужним інструментом для аналізу та вдосконалення електричних систем й вирішити різні завдання, пов'язані з оптимізацією їх роботи.

У роботі також було досліджено вплив різноманітних факторів на виникнення ферорезонансу у системі електроживлення. Виявлено, що комутаційні процеси у електричних мережах, призводять до серйозних проблем, пов'язаних з ферорезонансними явищами. Наслідком таких подій може стати аварійне відключення системи та пошкодження її компонентів. Перед визначенням моделей окремих компонентів та розробленням моделі для реальних систем головним є вивчення впливу параметрів системи на ферорезонансне коло.

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. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://surl.li/hvxjm>
3. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
4. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ: Мінрегіон, 2016. – 79 с.
5. ДНАОП 0.00-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. – К.: ВП «ГРАНМНА», 2001. – 117 с.
6. Оцінювання якості електропостачання у локальних системах з джерелами розосередженої генерації: Монографія / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка / К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 2019. – 166 с.
7. Конспект лекцій з дисципліни «Оптимальні режими вузлів навантажень електропостачальних систем» для студентів спеціальності 7.090603, 8.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання» /Уклад. В.Г. Лисяк, Ф.Є. Жерденко. – Львів: НУ «Львівська політехніка», 2009. – 110 с.
8. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://present5.com/download/presentacia.php?id=698121>
9. S. A. S. Mustaffa, I. Musirin, M. M. Othman, and R. H. Salimin, “Load management for Voltage Stability control in multi-area power system,” Proc. -6th IEEE Int. Conf. Control Syst. Comput. Eng. ICCSCE 2016, no. November, pp. 502-506, 2017.

10. A. Chandra and A. K. Pradhan, "Online voltage stability and load margin assessment using wide area measurements," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 108, no. January, pp. 392-401, 2019.
11. I. Musirin and T. K. Abdul Rahman, "Novel fast voltage stability index (FVSI) for voltage stability analysis in power transmission system," 2002 Student Conf. Res. Dev. Gloh. Res. Dev. Electr. Electron. Eng. SCORed 2002 - Proc., pp. 265-268, 2002.
12. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: навч. посібник / Ю.Ф. Романюк. – К.: Знання, 2007. – 292 с.
13. M. Kamel, A. A. Karrar, and A. H. Eltom, "Development and Application of a New Voltage Stability Index for On-Line Monitoring and Shedding," *IEEE Trans. Power Sy st.*, 2018.
14. Півняк Г.Г., Шидловский А.К., Кігель Г.А., Рибалко А.Я., Хованська О.І. Особливі режими електричних мереж. – Дніпропетровськ: НГА України, 2004. – 375 с.
15. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. (На заміну ДСТУ EN50160:2010).
16. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT): ДСТУ EN 50160: 2014. – [Чинний від 2014-10-01]. – К.: Мінекономрозвитку, 2014. – 27 с. – (національний стандарт України).
17. Перехідні процеси в системах електропостачання / Півняк Г.Г., Винославський В.Н., Рибалко А.Я., Несен Л.И. и др. – Дніпропетровськ: Видавництво НГА України, 2000. – 600 с.
18. ДСТУ ІЕС 61000-2-4-2002 Електромагнітна сумісність. Частина 2. Електромагнітне оточення. Секція 4. Рівні сумісності для промислового обладнання, щодо низькочастотних кондуктивних завад. К.: Держспоживстандарт, 2002. – 18 с.

19. Шестерінко Е.В. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. – 655 с.
20. Паначевний, Б.І. Загальна електротехніка: теорія і практикум. Підручник /Б.І. Паначевний, Ю.Ф. Свергун. – К.: Каравела, 2004. – 440 с.
21. F. M. Albatsh et al., “A comparative analysis of line stability indices for dynamic voltage stability,” 2017 Int. Conf. Eng. Technol. Technopreneurship, ICE2T 2017, vol. 2017-January, no. September, pp. 1-6, 2017.
22. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. / [Соловей О.І., Розен В.П., Плешков П.Г. та ін.]; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Черкаси: видавець Чабаненко Ю., 2015, – 316 с.
23. M. Islam, N. Mithulananthan, J. Hossain, and R. Shah, “Dynamic voltage stability of unbalanced distribution system with high penetration of single-phase PV units,” J. Eng., vol. 2019, no. 17, pp. 4074-4080, 2019.
24. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник / М.Й. Бурбело, О.О. Бірюков, Л.М. Мельничук – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 204 с.
25. Бардик Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання / Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: «Політехніка» НТУУ «КПІ», 2012. – 250 с.
26. Law A. M. Simulation Modeling and Analysis / A. M. Law, W.D. Kelton. – New York : McGraw-Hill Publishing Co, 2000. – 3-rd edit. – 560 p.
27. Комп'ютерне моделювання систем та процесів. Методи обчислень: навч. посіб. / Р. Н. Кветний та ін.; Вінниц. нац. техн. ун-т. Вінниця: ВНТУ, 2013.
28. S.J. Chapman. MATLAB Programming for Engineers. Thomson, 2004. – 592 p.

29. Томашевський В. М. Імітаційне моделювання систем і процесів: навч. посіб. / В. М. Томашевський. – К.: ІСДО, 1994. – 124 с.
30. Правила улаштування електроустановок. – 2-ге вид., переробл., і допов. – Харків: Форт, 2009. – 736 с.
31. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – К.: АТ «Київська книжкова фабрика», 1988. – 380 с.

ДОДАТОК А. ПРОГРАМНИЙ КОД РОЗРАХУНКУ ПОТОКІВ НАВАНТАЖЕННЯ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

```

clear;clc;close all
%Power Flow
% IEEE 30-CAN TEST SYSTEM
% CAN CAN Voltage Angle ---Load-----Generator----- Static Mvar
% No code Mag. Degree MW Mvar MW Mvar Qmin Qmax +Qc/-Ql
CANdata=[1 1 1.06 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0 0 0
2 0 1.043 0.0 6.2 1.6 0.0 0.0 0 50 0
3 0 1.0 0.0 2.0 7.0 0.0 0.0 0 0 0
4 2 1.06 0.0 2.0 7.8 140 0.0 0 0 0
5 2 1.01 0.0 0.0 0.0 142.0 0.0 0 40 0
6 0 1.0 0.0 1.0 9.1 0.0 0.0 0 0 0
7 0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0 0 0
8 0 1.01 0.0 2.145.1 0.0 0.0 0 40 0
9 2 1.0 0.0 0.0 0.0 259.0 0.0 0 0 0
10 2 1.0 0.0 0.0 0.0 100.0 0.0 -6 24 0
11 0 1.082 0.0 1.6 9.0 0.0 0.0 0 0 0
12 0 1.0 0 12.0 2.5 0 0 0 0 0
13 2 1.071 0 0 0.0 100.5 0 -6 24 0
14 2 1 0 5.0 0.0 180.0 0 0 0 0
15 0 1 0 21.0 8.3 0 0 0 0 0
16 0 1 0 2.1 9.0 0 0 0 0 0
17 0 1 0 0.0 0.0 0 0 0 0 0
18 2 1 0 0.0 0.0 130.6 0 0 0 0
19 0 1 0 2.0 5.0 0 0 0 0 0
20 2 1 0 10.0 0.0 250 0 0 0 0
21 0 1 0 6.5 1.2 0 0 0 0 0
22 0 1 0 5.0 1.4 0 0 0 0 0
23 0 1 0 6.2 1.6 0 0 0 0 0
24 2 1 0 0.0 0.0 140 0 0 0 0
25 0 1 0 21.7 9.0 0 0 0 0 0
26 0 1 0 2.7 9.6 0 0 0 0 0
27 2 1 0 0 0.0 130.0 0 0 0 0
28 0 1 0 1.5 5.0 0 0 0 0 0
29 0 1 0 0.0 0.0 0 0 0 0 0
30 2 1 0 5.4 1.5 120 0 0 0 0];
% Line code
% CAN CAN R X 1/2 B = 1 for lines
% nl nr p.u. p.u. p.u. > 1 or < 1 tr. tap at CAN nl
linedata=[1 2 0.012 0.081 0.0065 1.00
2 3 0.020 0.111 0.001 1.00
1 5 0.039 0.154 0.001 1.00
2 5 0.025 0.136 0.010 1.00
2 24 0.016 0.090 0.01 1.00
3 4 0.034 0.019 0.01 1.00
4 5 0.034 0.019 0.01 1.00
5 6 0.014 0.011 0.01 1.00
6 7 0.00 0.274 0.00 1.00
6 8 0.018 0.015 0.000 1.00
7 12 0.086 0.196 0.0000 1.00
8 9 0.00 0.062 0.00 1.00
9 10 0.043 0.098 0.00 1.00
9 12 0.010 0.232 0.000 1.00
10 11 0.052 0.030 0.00 1.00
11 13 0.018 0.418 0.000 1.00
12 13 0.018 0.418 0.000 1.00

```

```

13 14 0.009 0.027 0.00 1.00
13 15 0.063 0.014 0.00 1.00
14 15 0.049 0.014 0.00 1.00
13 16 0.026 0.597 0.000 1.00
16 17 0.00 0.7373 0.00 1.00
17 19 0.036 0.716 0.00 1.00
18 17 0.018 0.037 0.00 1.00
20 19 0.00 0.1416 0.00 1.00
20 21 0.023 0.014 0.00 1.00
21 22 0.021 0.131 0.00100 1.00
22 23 0.033 0.017 0.00 1.00
23 24 0.021 0.012 0.00 1.00
22 25 0.034 0.188 0.000 1.00
25 26 0.022 0.118 0.00 1.00
25 29 0.00 0.160 0.00 1.00
26 27 0.00 0.160 0.00 1.00
27 28 0.263 0.597 0.00 1.00
29 30 0.021 0.485 0.00 1.00
];

%=====

CANdata(:,5:11)=0.01*CANDdata(:,5:11);
nl = linedata(:,1);
nr = linedata(:,2);
R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4);
Bc = 1i*linedata(:,5);
a = linedata(:, 6);
nbr=length(linedata(:,1));
nCAN = max(max(nl), max(nr));
Z = R + 1i*X;
y= ones(nbr,1)./Z;
for n = 1 nbr
if a(n) <= 0
    a(n) = 1;
else
end
YCAN=zeros(nCAN,nCAN);
for k=1:nbr;
    YCAN(nl(k),nr(k))=YCAN(nl(k),nr(k))-y(k)/a(k);
    YCAN(nr(k),nl(k))=YCAN(nl(k),nr(k));
end
end
for n=1:nCAN
    for k=1:nbr
        if nl(k)==n
            YCAN(n,n)= YCAN(n,n)+y(k)*(a(k)^2)+Bc(k);
        elseif nr(k)==n
            YCAN(n,n)= YCAN(n,n)+y(k)+Bc(k);
        else
            end
        end
    end
end
nCAN=size(CANDdata,1);
sbase=1;
[~,I]=sort(CANDdata(:,1),'ascend');
CANdata=CANDdata(I,:);
v=CANDdata(:,3);
d=CANDdata(:,4);
pd=CANDdata(:,5);
qd=CANDdata(:,6);
qmin=CANDdata(:,9);
qmax=CANDdata(:,10);

```

```

qsh=CANdata(:,11);
CANtype=CANdata(:,2);
ns=numel(find(CANtype==1));
ng=numel(find(CANtype==2));
slackCAN=CANdata(CANdata(:,2)==1,1);
pvCAN=CANdata(CANdata(:,2)==2,1);
conpvCAN=CANdata(CANdata(:,10)~=0,1);
numconpv=numel(CANdata(CANdata(:,10)~=0,1));
Y=abs(YCAN);
T=angle(YCAN);
m=2*nCAN-2*ns-ng;
pqbn=[CANdata((CANdata(:,2)==0 | CANdata(:,2)==2),1);CANdata((CANdata(:,2)==0),1)];
pqs=[-CANdata((CANdata(:,2)==0 | CANdata(:,2)==2),5);-CANdata((CANdata(:,2)==0),6)];
pqs(1:nCAN-ns)=pqs(1:nCAN-ns)+CANdata(pqbn(1:nCAN-ns),7);
pqs(nCAN-ns+1:numel(pqbn))=pqs(nCAN-ns+1:numel(pqbn))+sum(CANdata(pqbn(nCAN-ns+1:numel(pqbn)),[8
11]),2);
acc=0.01;
miter=200;
infeas=0;
iter=0;
en=1;
pqx=zeros(m,miter);
dpqn=zeros(m,1);
qCANcon=zeros(1,ng);
tic
while en>acc && iter<miter
    iter=iter+1;
    qCANcon=zeros(1,nCAN);
    vsetiter=0;
    if numconpv~=0 && iter>=2
        while sum(qCANcon)~=numconpv && vsetiter<100
            vsetiter=vsetiter+1;
            for rc=conpvCAN'
                qp=0;
                for cc=1:nCAN
                    qp=qp-v(rc)*v(cc)*Y(rc,cc)*sin(T(rc,cc)-d(rc)+d(cc));
                end
                qg=qp+qd(rc)-qsh(rc);
                if qg<qmax(rc) && qg>qmin(rc)
                    qCANcon(rc)=1;
                else
                    if qg<qmin(rc)
                        v(rc) = v(rc)+0.001;
                    elseif qg>qmax(rc)
                        v(rc) = v(rc)-0.001;
                    end
                end
            end
        end
    end
    %Calculate sub-matrix of Jacobian matrix
    J1=zeros(nCAN-ns,nCAN-ns);
    J2=zeros(nCAN-ns,nCAN-ns-ng);
    J3=zeros(nCAN-ns-ng,nCAN-ns);
    J4=zeros(nCAN-ns-ng,nCAN-ns-ng);
    %calculate J1
    [Jr,~]=find(CANtype~=1);
    Jc=Jr;
    for rc=1:size(Jr,1)
        for cc=1:size(Jc,1)
            if rc ~= cc
                J1(rc,cc)=-v(Jr(rc))*v(Jc(cc))*Y(Jr(rc),Jc(cc))*sin(T(Jr(rc),Jc(cc))-d(Jr(rc))+d(Jc(cc)));
            elseif rc == cc
                sumCAN=1:nCAN;
                sumCAN(sumCAN==Jr(rc))=[];
            end
        end
    end
end

```

```

        for cc2=sumCAN
            J1(rc,rc)=J1(rc,rc)+v(Jr(rc))*v(cc2)*Y(Jr(rc),cc2)*sin(T(Jr(rc),cc2)-d(Jr(rc))+d(cc2));
        end
    end
end
end
%calculate J2
[Jr,~]=find(CANtype~=1);
[Jc,~]=find(CANtype~=1 & CANtype~=2);
for rc=1:size(Jr,1)
    for cc=1:size(Jc,1)
        if Jr(rc) ~= Jc(cc)
            J2(rc,cc)=v(Jr(rc))*Y(Jr(rc),Jc(cc))*cos(T(Jr(rc),Jc(cc))-d(Jr(rc))+d(Jc(cc)));
        elseif Jr(rc) == Jc(cc)
            sumCAN=1+nCAN;
            sumCAN(sumCAN==Jr(rc))=[];
            for cc2=sumCAN
                J2(rc,cc)=J2(rc,cc)+v(cc2)*Y(Jr(rc),cc2)*cos(T(Jr(rc),cc2)-d(Jr(rc))+d(cc2));
            end
            J2(rc,cc)=J2(rc,cc)+2*v(Jr(rc))*Y(Jr(rc),Jr(rc))*cos(T(Jr(rc),Jr(rc)));
        end
    end
end
%calculate J3
[Jc,~]=find(CANtype~=1);
[Jr,~]=find(CANtype~=1 & CANtype~=2);
for rc=1:size(Jr,1)
    for cc=1:size(Jc,1)
        if Jr(rc) ~= Jc(cc)
            J3(rc,cc)=v(Jr(rc))*v(Jc(cc))*Y(Jr(rc),Jc(cc))*cos(T(Jr(rc),Jc(cc))-d(Jr(rc))+d(Jc(cc)));
        elseif Jr(rc) == Jc(cc)
            sumCAN=1+nCAN;
            sumCAN(sumCAN==Jr(rc))=[];
            for cc2=sumCAN
                J3(rc,cc)=J3(rc,cc)+v(Jr(rc))*v(cc2)*Y(Jr(rc),cc2)*cos(T(Jr(rc),cc2)-d(Jr(rc))+d(cc2));
            end
        end
    end
end
%calculate J4
[Jr,~]=find(CANtype~=1 & CANtype~=2);
Jc=Jr;
for rc=1:size(Jr,1)
    for cc=1:size(Jc,1)
        if rc ~= cc
            J4(rc,cc)=v(Jr(rc))*Y(Jr(rc),Jc(cc))*sin(T(Jr(rc),Jc(cc))-d(Jr(rc))+d(Jc(cc)));
        elseif rc == cc
            sumCAN=1+nCAN;
            sumCAN(sumCAN==Jr(rc))=[];
            for cc2=sumCAN
                J4(rc,rc)=J4(rc,rc)-v(cc2)*Y(Jr(rc),cc2)*sin(T(Jr(rc),cc2)-d(Jr(rc))+d(cc2));
            end
            J4(rc,rc)=J4(rc,rc)-2*v(Jr(rc))*Y(Jr(rc),Jr(rc))*sin(T(Jr(rc),Jr(rc)));
        end
    end
end
A=[J1 J2; J3 J4];
%calculate active and rective power of PQ and PV CANes in this
%iteration
pqx(:,iter)=0;
for rc=1:nCAN-ns
    for cc=1:nCAN
        pqx(rc,iter)=pqx(rc,iter)+v(pqbn(rc))*v(cc)*Y(pqbn(rc),cc)*cos(T(pqbn(rc),cc)-d(pqbn(rc))+d(cc));
    end
end
end

```

```

for rc=nCAN-ns+1:m
    for cc=1:nCAN
        pqx(rc,iter)=pqx(rc,iter)-v(pqbn(rc))*v(cc)*Y(pqbn(rc),cc)*sin(T(pqbn(rc),cc)-d(pqbn(rc))+d(cc));
    end
end
dpqn=pqs-pqx(:,iter); %Calculate power error from scheduled value
err=max(abs(dpqn));
if err>acc
    Xmat=A\dpqn;
    d(pqbn(1:nCAN-ns))=d(pqbn(1:nCAN-ns))+Xmat(1:nCAN-ns);
    v(pqbn(nCAN-ns+1:m))=v(pqbn(nCAN-ns+1:m))+Xmat(nCAN-ns+1:m);
end
if numconpv~=0 && iter>=2
    for rc=conpvCAN'
        qp=0;
        for cc=1:nCAN
            qp=qp-v(rc)*v(cc)*Y(rc,cc)*sin(T(rc,cc)-d(rc)+d(cc));
        end
        qg=qp+v(rc)-qsh(rc);
        if qg>qmax(rc) || qg<qmin(rc)
            err=1;
        end
    end
end
end
ET=toc;
%Results
if err>acc && iter==miter
    disp('Powerflow algorithm does not converge to feasible solution')
    disp('Press any key to show infeasible results')
    infeas=1;
    pause
end
pin=zeros(1,ns);
qin=zeros(1,ns);
qp=0;
qg=zeros(1,ng);
for rc=1:ns
    for cc=1:nCAN
        pin(rc)=pin(rc)+v(slackCAN(rc))*v(cc)*Y(slackCAN(rc),cc)*cos(T(slackCAN(rc),cc)-d(slackCAN(rc))+d(cc));
        qin(rc)=qin(rc)-v(slackCAN(rc))*v(cc)*Y(slackCAN(rc),cc)*sin(T(slackCAN(rc),cc)-d(slackCAN(rc))+d(cc));
    end
end
k=1;
if ng~=0
    for rc=conpvCAN'
        qp=0;
        for cc=1:nCAN
            qp=qp-v(rc)*v(cc)*Y(rc,cc)*sin(T(rc,cc)-d(rc)+d(cc));
        end
        qg(k)=qp+v(rc)-qsh(rc);
        k=k+1;
    end
end
format short g
disp(['PowerFlow Calculation='])
disp(' ')
disp('*****')
disp(['      Results For ' num2str(nCAN) '-CAN Network'])
disp('*****')
disp(['      CAN' ' Voltage' ' Volatge'])
disp(['      Number' ' Magnitude' ' Angle'])
disp(['      ' ' (pu)' ' (Degree)'])
if infeas==1
    disp('*****')

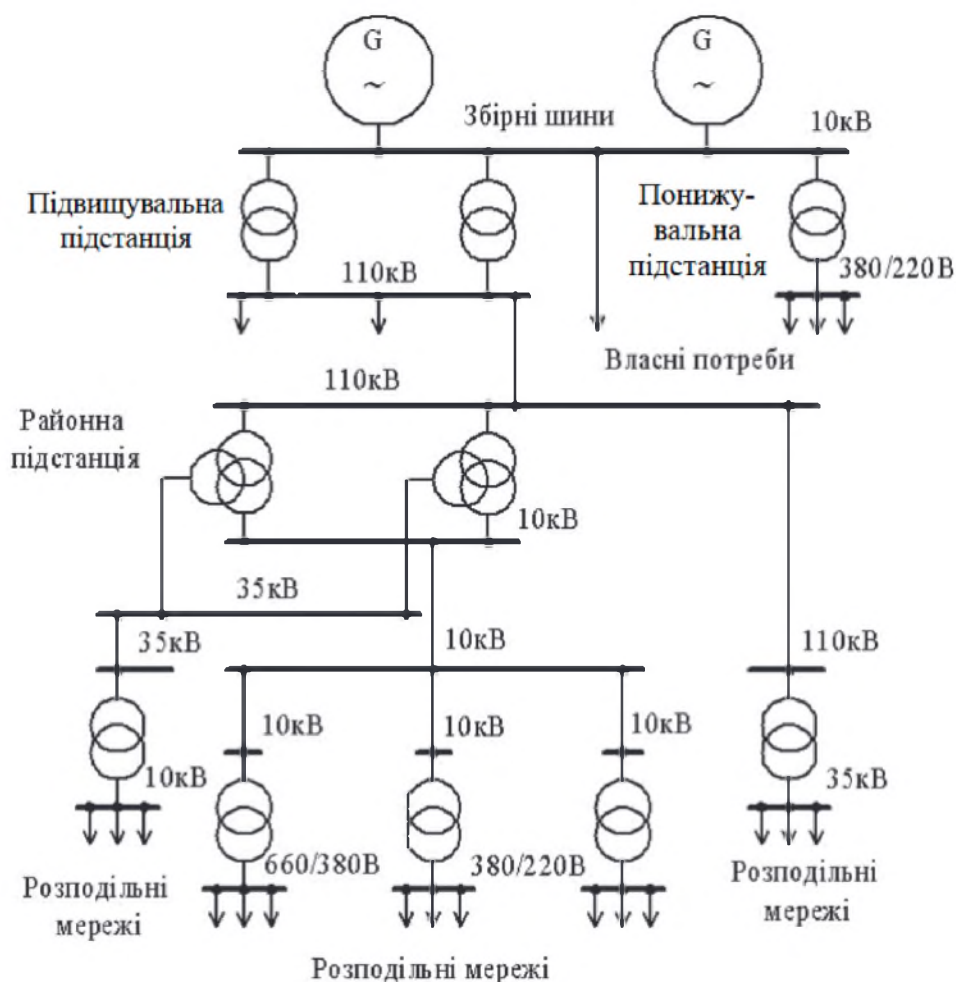
```

```

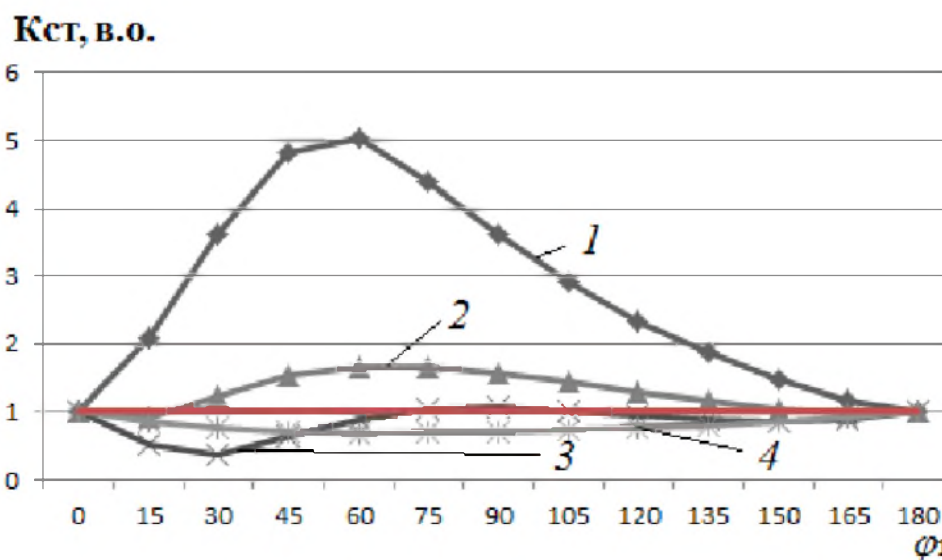
disp('          WARNING')
disp('          *****')
disp('          Results are infeasible')
end
for n=1:nCAN
    fprintf('%10.0f',n)
    fprintf('%13.4f',[v(n) (d(n)*(180/pi))])
    disp(' ')
end
disp(' ')
disp('          *****')
disp('          Input Power From Slack CANes')
disp('          *****')
for rc=1:ns
    disp(['Slack CAN number ' num2str(slackCAN(rc)) ': Pin= ' num2str(pin(rc)) ' pu, Qin= ' num2str(qin(rc)) ' pu'])
end
if ng~=0
    disp(' ')
    disp('          Reactive Power Generation at PV CANes')
    k=1;
    for rc=conpvCAN'
        disp(['PV CAN number ' num2str(rc) ': ' num2str(qg(k)) ' pu'])
        k=k+1;
    end
end
V=zeros(1,nCAN);
I=zeros(nCAN,nCAN);
ploss=zeros(nCAN,nCAN);
qloss=zeros(nCAN,nCAN);
for rc=1:nCAN
    V(rc)=v(rc)*(cos(d(rc))+li*sin(d(rc)));
end
disp(' ')
disp('          Current and Losses of Lines ')
disp('          -----')
disp('          From To Current Active Reactive')
disp('          CAN CAN (pu) Loss Loss')
disp('          (MW) (MVAr)')
disp('          -----')
flowres=zeros(size(linedata,1),5);
for rc=1:size(linedata,1)
    n1=linedata(rc,1);
    n2=linedata(rc,2);
    I(n1,n2)=(V(n1)-V(n2))*Y(n1,n2)*(cos(T(n1,n2))+li*sin(T(n1,n2)));
    ploss(n1,n2)=((abs(I(n1,n2)))^2)*(-Y(n1,n2)*cos(T(n1,n2)));
    ploss(n1,n2)=((abs(I(n1,n2)))^2)*linedata(rc,3);
    qloss(n1,n2)=((abs(I(n1,n2)))^2)*linedata(rc,4);
    flowres(rc,:)=[n1 n2 abs(I(n1,n2)) sbase*ploss(n1,n2) sbase*qloss(n1,n2)];
    fprintf('%10.0f',flowres(rc,1:2))
    fprintf('%10.4f',flowres(rc,3:5))
    disp(' ')
end
disp('          -----')
disp(['Execution Time: ' num2str(ET) ' s'])
disp(['Number of Iterations: ' num2str(iter)])
disp(['Maximum Error: ' num2str(err)])
if infeas==1
    disp('          *****')
    disp('          WARNING')
    disp('          *****')
    disp('          Results are infeasible')
end
end

```

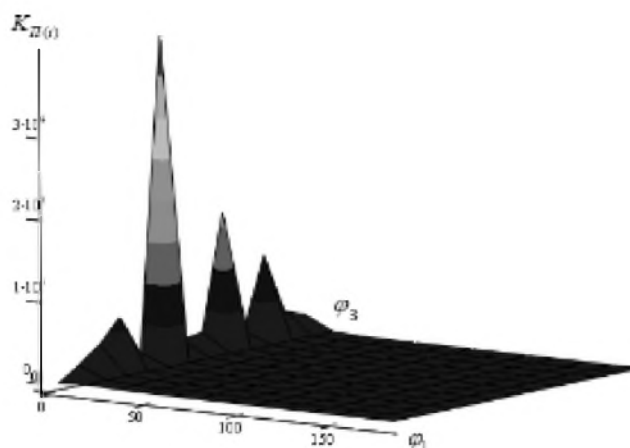
ДОДАТОК Б. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА



Приклад електричної системи від виробництва до розподілу електричної енергії



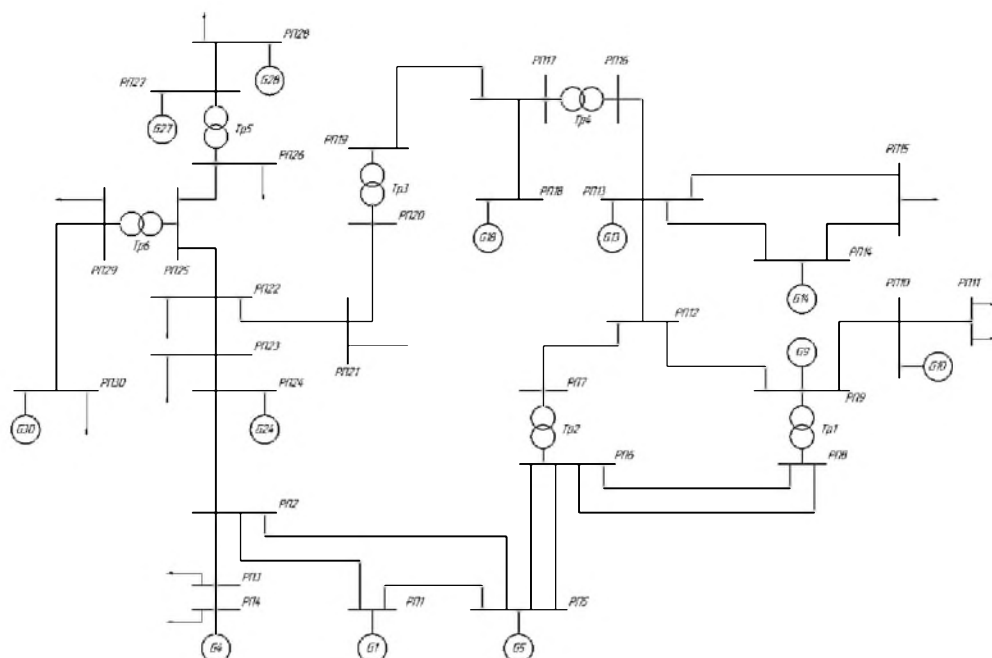
1 – нестабільний, 2, 3 – відносно стабільний; 4 – стабільний
Режими роботи електропостачальної системи



Здатність фільтруючих пристроїв компенсувати величину реактивного струму в мережі при зміні декількох параметрів вхідного сигналу



Оцінка взаємного впливу окремих елементів



Схематичне зображення енергосистеми

PowerFlow Calculation

Results For 30-CAN Network

CAN Number	Voltage Magnitude (pu)	Volatge Angle (Degree)
1	1.0600	0.0000
2	0.9414	30.2834
3	1.0180	35.4424
4	1.0600	35.1988
5	0.9790	42.6255
6	1.0107	48.6762
7	0.8642	63.5812
8	1.0580	54.7516
9	1.0000	71.6276
10	1.0070	85.3588
11	1.0463	89.6130
12	0.8932	77.9224
13	0.9610	123.2011
14	1.0000	124.6559
15	0.9765	124.0425
16	0.8967	136.4667
17	0.9553	153.9516
18	1.0000	156.2095
19	0.9231	106.9748
20	1.0000	99.3892
21	0.9355	95.7232
22	1.0690	72.0318
23	1.0093	60.9162
24	1.0000	53.1649
25	0.9084	97.5794
26	0.9393	107.4148
27	1.0000	120.0504
28	0.9650	120.2995
29	0.8489	110.8844
30	1.0000	150.5506

Input Power From Slack CANes

Slack CAN number 1: Pin= -9.3426 pu, Qin= 7.3386 pu

Reactive Power Generation at PV CANes

PV CAN number 2: 3.6166e-05 pu
PV CAN number 5: 0.069871 pu
PV CAN number 8: 9.4402e-07 pu
PV CAN number 10: 0.23156 pu
PV CAN number 13: 0.19508 pu

Current and Losses of Lines

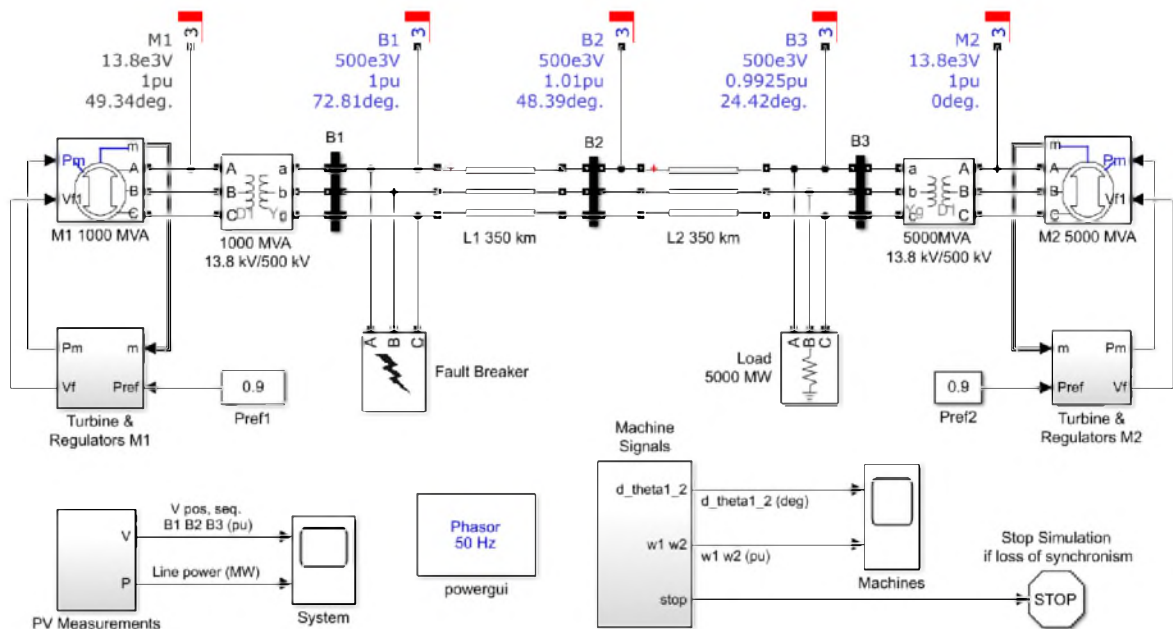
From CAN	To CAN	Current (pu)	Active Loss (MW)	Reactive Loss (MVar)
1	2	6.5357	0.5126	3.4599
2	3	1.0350	0.0214	0.1189
1	5	4.6891	0.0575	3.3862
2	5	1.5172	0.0575	0.3130
2	24	4.2593	0.2903	1.6327
3	4	1.0843	0.0400	0.0223
4	5	3.9752	0.5373	0.3002
5	6	6.1594	0.5311	0.4173
6	7	1.0337	0.0000	0.2928
6	8	5.0961	0.4675	0.3896
7	12	1.0337	0.0919	0.2094
8	9	4.9502	0.0000	1.5242
9	10	2.2428	0.2163	0.4929
9	12	0.6412	0.0041	0.0954
10	11	1.4282	0.1061	0.0612
11	13	1.3999	0.0353	0.8192
12	13	1.7125	0.0528	1.2258
13	14	1.6256	0.0238	0.0714
13	15	0.3265	0.0067	0.0015
14	15	0.5049	0.0125	0.0036
13	16	0.3747	0.0036	0.0838
16	17	0.3898	0.0000	0.1120
17	19	1.0451	0.0393	0.7820
18	17	1.4346	0.0370	0.0761
20	19	1.0491	0.0000	0.1558
20	21	3.3183	0.2533	0.1542
21	22	3.2541	0.2224	1.3871
22	23	5.6535	1.0548	0.5434
23	24	5.6284	0.6653	0.3801
22	25	2.4309	0.2009	1.1109
25	26	1.3443	0.0398	0.2133
25	29	1.3249	0.0000	0.2809
26	27	1.3860	0.0000	0.3074
27	28	0.0541	0.0008	0.0017
29	30	1.3249	0.0369	0.8514

Execution Time: 0.065846s

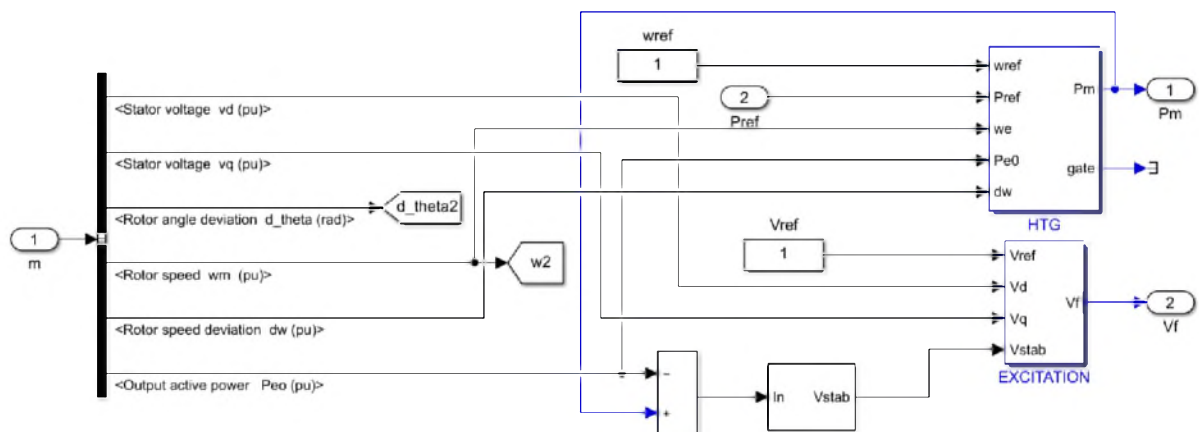
Number of Iterations: 7

Maximum Error: 3.9229e-05

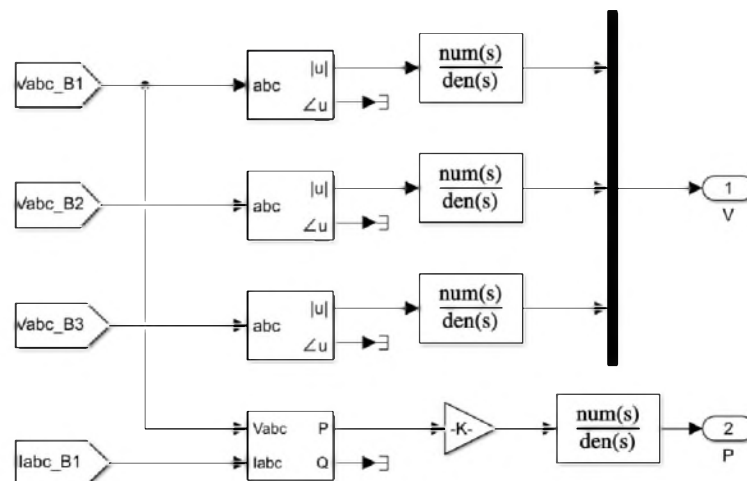
Результати моделювання з розрахунку втрат у мережі



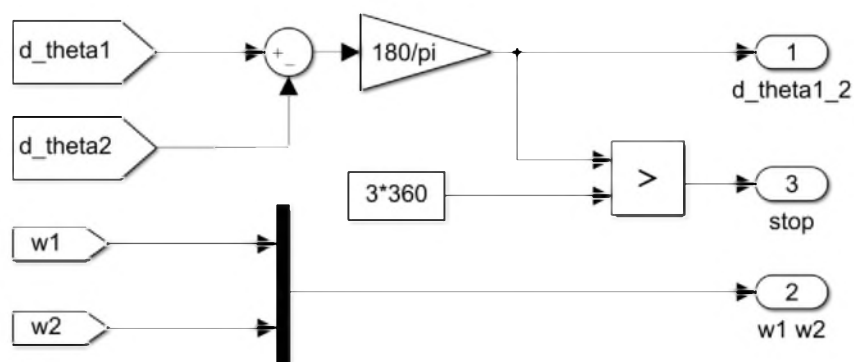
Модель генерації у системі з застосуванням компенсації та при наявності короткого замикання



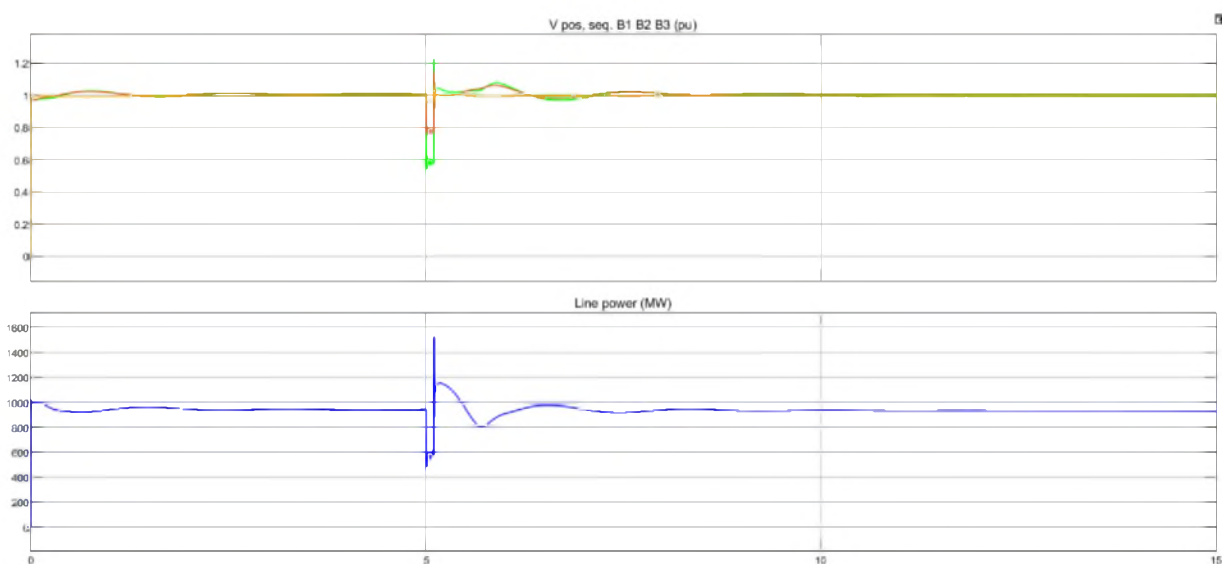
Склад підсистеми регулювання турбіни



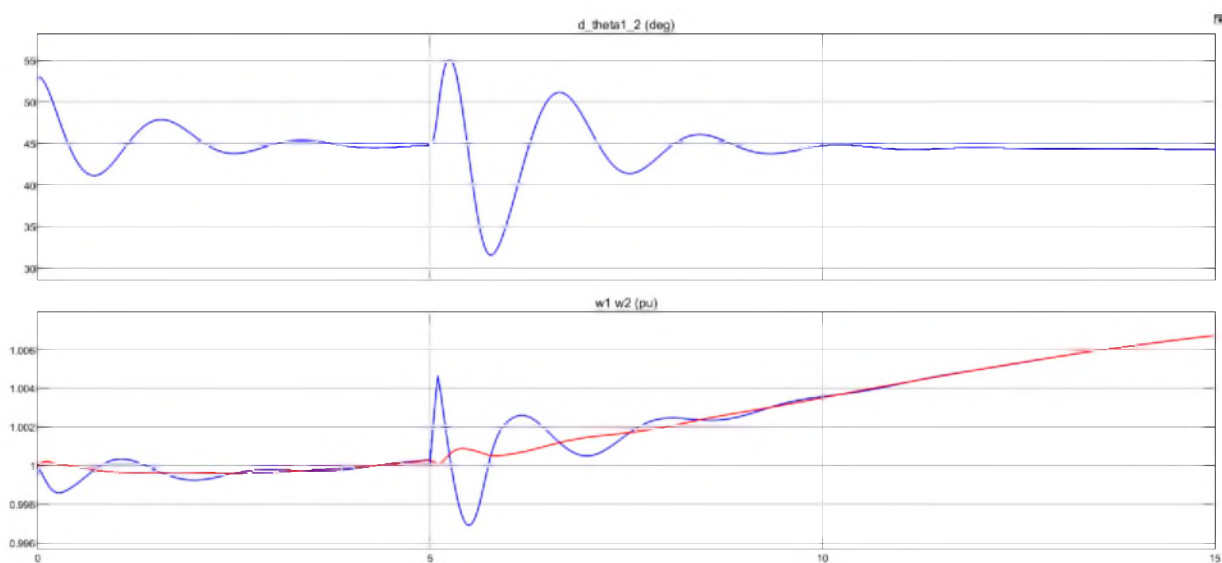
Склад підсистеми вимірювання



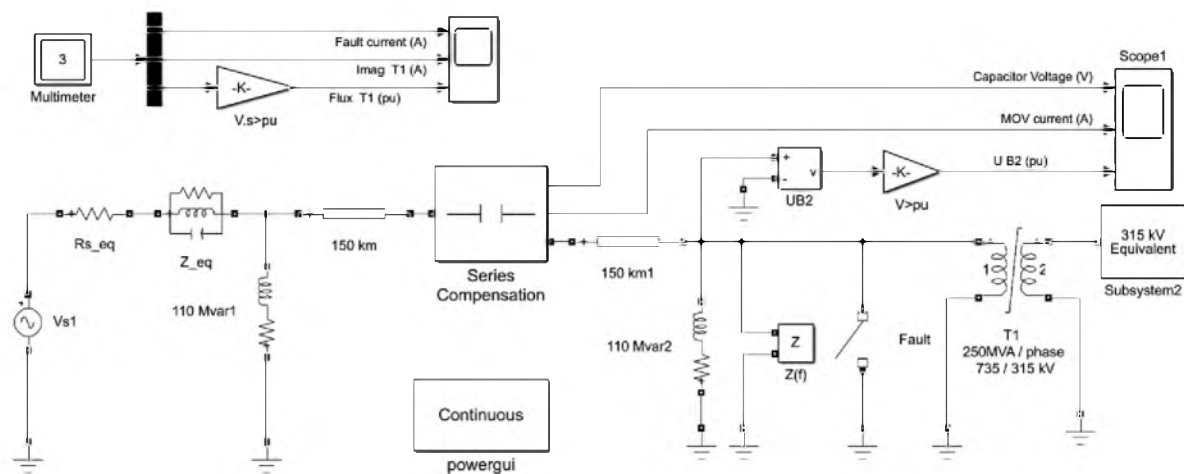
Склад підсистеми формування вимірювальних сигналів



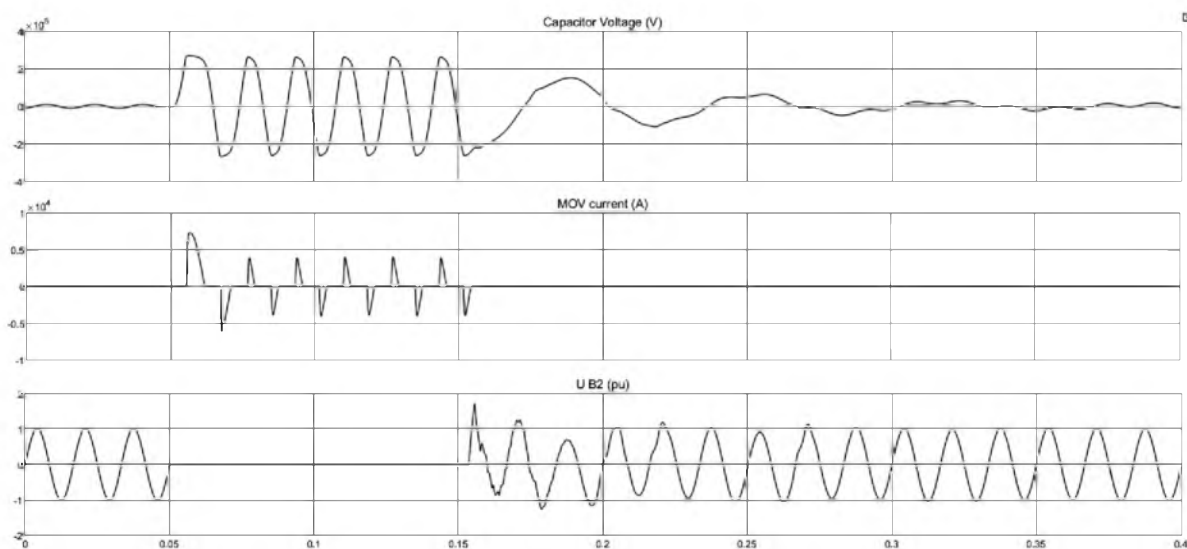
Результати моделювання сплеску потужності в системі з подальшим відновленням системи



Результати моделювання сплеску напруги в системі з подальшим відновленням системи



Моделювання процесу виникнення ферорезонансу при комутаційних процесах



Результати моделювання виникнення ферорезонансу при комутаційних процесах

ДОДАТОК В. ОГЛЯД ПИТАНЬ БЕЗПЕКИ ЕЛЕКТРИЧНЕ УСТАТКУВАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ТА МЕРЕЖ (ВИТЯГ)

12.1. Генератори і синхронні компенсатори

12.1.1. Під час експлуатації генераторів і синхронних компенсаторів повинні бути забезпечені їх безперебійна робота в допустимих режимах, надійна дія систем збудження, охолодження і постачання оливою, пристроїв контролю, захисту, автоматики та діагностики.

12.1.2. Системи збудження повинні забезпечувати в довготривалому режимі роботи регулювання збудження:

- від режиму з максимально допустимим від'ємним струмом збудження (для реверсивних систем збудження) або від нуля струму збудження (для неревверсивних систем збудження) до 110 % від номінального позитивного струму збудження синхронних компенсаторів, які працюють на мережу;

- від 80 % до 110 % від номінальної напруги статора під час роботи турбогенераторів і гідрогенераторів на неробочому ході дією на уставку автоматичного регулятора збудження (АРЗ);

- від 20 % до 110 % від номінальної напруги статора під час роботи турбогенераторів і гідрогенераторів на неробочому ході дією на спеціальні входи АРЗ або на пристрій ручного керування. Для генераторів із системами самозбудження цей режим може бути забезпечений за незалежного живлення системи збудження.

12.1.3. Система збудження повинна допускати збудження на вибігу до повного зупинення з метою електричного гальмування гідрогенераторів за струму статора не більшого ніж 1,2 від номінального.

12.1.4. Автоматичні регулятори збудження з усіма пристроями, включаючи пристрої форсування збудження та обмеження максимального та мінімального струму ротора, повинні бути постійно увімкнені в роботу.

Вимкнення АРЗ або окремих їх елементів допускають лише для ремонту або перевірки. Системи збудження під час роботи без АРЗ повинні мати засоби, які б забезпечували збудження з ручним дистанційним керуванням, знезбудження та автоматичне гасіння поля генератора.

Настроювання та дія АРЗ повинні бути пов'язані з допустимими режимами роботи генераторів (синхронних компенсаторів), загальностанційними і системними пристроями автоматики.

На електростанціях і в ЕЕС повинні бути дані про основні параметри настроювання АРЗ.

На резервних збудниках можна не встановлювати АРЗ, але повинно бути забезпечено форсування збудження кратністю не нижчою, ніж 1,3 від номінальної напруги ротора.

12.1.5. Автоматичні регулятори збудження та пристрої форсування робочого збудження повинні бути настроєні так, щоб для заданого зниження напруги в мережі були забезпечені:

- гранична усталена напруга збудження не нижча ніж двократна в робочому режимі, якщо це значення не обмежене НД або технічними умовами на постачання для окремих типів машин;
- номінальна швидкість наростання напруги збудження;
- автоматичне обмеження заданої тривалості форсування та тривалості перевантаження в залежності від його величини.

12.1.6. Генератори повинні бути введені в експлуатацію на основному збудженні. Під час роботи генератора переведення з основного збудження на резервне і навпаки для турбогенераторів необхідно виконувати без вимкнення генераторів від мережі, а для гідрогенераторів – допустимо виконувати з вимкненням від мережі.

12.1.7. На всіх генераторах і синхронних компенсаторах, що не мають обмоток від'ємного збудження, повинен бути встановлений і постійно бути в роботі захист обмотки ротора від перенапруг (розрядник, гасильний опір тощо).

12.1.8. На всіх генераторах повинні бути встановлені пристрої для контролю опору ізоляції кіл збудження під час роботи генераторів.

12.1.9. Резервні джерела оливопостачання ущільнень генераторів з водневим охолодженням повинні автоматично вмикатися в роботу після вимкнення робочого джерела і зниженні тиску оливи нижче від встановленої границі.

Для резервування основних джерел оливопостачання ущільнень генераторів потужністю 60 МВт і більшою повинні бути постійно увімкнені демпферні (буферні) баки. Запас оливи в демпферних баках повинен забезпечувати подачу оливи і підтримання позитивного перепаду тисків олива-водень на ущільненнях вала протягом всього часу вибігу турбоагрегату зі зривом вакууму у випадках відмови усіх джерел оливопостачання.

12.1.10. Турбогенератори і синхронні компенсатори з водневим охолодженням після монтажу і капітального ремонту повинні бути введені в роботу з номінальним тиском водню.

Для турбогенераторів, що мають безпосереднє водневе чи воднево-водяне охолодження активних частин, роботу на повітряному охолодженні під навантаженням заборонено. Нетривалу роботу за повітряного охолодження дозволено тільки в режимі неробочого ходу без збудження з температурою повітря, не вищою ніж вказана в інструкції заводу-виробника, а для турбогенераторів серії ТВФ за повітряного охолодження може бути допущене короткочасне збудження машини, вимкненої від мережі.

12.1.11. Пристрої для пожежогасіння генераторів і синхронних компенсаторів повинні бути в постійній готовності і забезпечувати можливість їх швидкого введення в дію.

12.1.12. У процесі пуску і під час роботи генераторів і синхронних компенсаторів необхідно здійснювати контроль:

- електричних параметрів обмоток статора і ротора, а також системи збудження;
- ізоляції кіл збудження;
- температури обмотки та сталі статора, охолоджувальних середовищ (у тому числі і устаткування системи збудження), ущільнень вала, підшипників і підп'ятників;
- температури обмотки ротора та елементів щіткового апарата;
- тиску дистилату, в тому числі перепаду тисків на фільтрах;
- питомого опору і витрати дистилату через обмотки та інші активні та конструктивні частини;
- тиску та чистоти водню;
- тиску та температури оливи, а також перепаду тисків олива-водень в ущільненнях вала;
- герметичності систем водяного охолодження;
- вологості газу в корпусі турбогенераторів з водневим і воднево-водяним охолодженням;
- рівня оливи в демпферних баках і поплавкових гідрозаслонах турбогенераторів, в оливних ваннах підшипників і підп'ятників гідрогенераторів;
- вібрації підшипників і контактних кілець турбогенераторів, хрестовин і підшипників гідрогенераторів.

За даними цього контролю для генераторів потужністю 100 МВт і більшою необхідно оцінювати технічний стан вузлів і систем з використанням засобів і методів діагностики.

12.1.13. Пристрої теплового контролю генератора необхідно вводити у повному обсязі з використанням усіх робочих функцій (реєстрація температури, сигналізація у разі досягнення максимально допустимих температур тощо).

12.1.14. Генератори, які вводять у роботу вперше, повинні бути оснащені системою діагностики в обсязі, передбаченому документацією заводу-виробника.

12.1.15. Періодичність визначення показників роботи газооливної і водяної систем генераторів і синхронних компенсаторів, які є в роботі або резерві, повинна бути такою:

- температури точки роси (вологості) водню в корпусі генератора – не рідше ніж один раз на тиждень, а при вологості, що перевищує допустиму, або несправній системі індивідуального сушіння газу – не рідше ніж один раз на добу;

- газощільності корпусу машини (добового витoku водню) – не рідше ніж один раз на місяць;

- чистоти водню в корпусі машини – не рідше ніж один раз на тиждень за контрольним хімічним аналізом і безперервно за автоматичним газоаналізатором, а за несправності автоматичного газоаналізатора – не рідше ніж один раз на зміну;

- вмісту водню в газовому уловнику, в картерах підшипників, екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів – безперервно автоматичним газоаналізатором, що діє на сигнал, а за несправності чи відсутності такого газоаналізатора – переносним газоаналізатором чи індикатором не рідше ніж один раз на добу;

- вмісту кисню у водні всередині корпусу генератора, у поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баці оливоочищувального пристрою генератора – відповідно до затвердженого графіка за даними хімічного контролю;

- показників якості дистилляту в системі водяного охолодження обмоток та інших частин генератора – відповідно до типової інструкції з експлуатації.

12.1.16. Чистота водню повинна бути не нижчою ніж:

- у корпусах генераторів з безпосереднім водневим охолодженням і синхронних компенсаторів усіх типів – 98 %;
- у корпусах генераторів з непрямим водневим охолодженням за надлишкового тиску водню 0,5 кгс/см² (50 кПа) і 97 %;
- у корпусах генераторів з непрямим водневим охолодженням за надлишкового тиску водню до 0,5 кгс/см² (50 кПа) – 95 %;

Температура точки роси водню в корпусі генератора за робочого тиску повинна бути не вищою ніж 15°C і завжди нижчою від температури води на вході в газоохолодник.

12.1.17. Вміст кисню у водні в корпусі генератора (синхронного компенсатора) для вказаної в 12.1.16 чистоти водню повинен бути не більшим ніж 0,8; 1,0 і 1,2 % відповідно, а в поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баці оливоочищувального пристрою – не більшим ніж 2 %.

12.1.18. Вміст водню в картерах підшипників, в екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів турбогенератора повинен бути меншим ніж 1 %. Робота турбогенератора за вмісту водню в струмопроводах, кожухах лінійних і нульових виводів більшого ніж 1 %, а в картерах підшипників більшого ніж 2 % заборонена. У повітряному об'ємі головного оливного баку водню практично не повинно бути (концентрація нижча ніж поріг чутливості газоаналізатора).

12.1.19. Коливання тиску водню в корпусі генератора (синхронного компенсатора) за номінального надлишкового тиску водню до 1 кгс/см² повинні бути не більшим ніж 20%, а у разі більшого надлишкового тиску допускають не більший ніж 0,2 кгс/см² (± 20 кПа).

12.1.20. На всмоктувальних магістралях оливопомп синхронних компенсаторів у разі роботи на водневому охолодженні повинен бути забезпечений надлишковий тиск оливи не менший ніж 0,2 кгс/см² (20 кПа).

12.1.21. Тиск оливи в ущільненнях вала як при нерухомому роторі, так і при роторі генератора, що обертається, повинен перевищувати тиск водню в корпусі машини. Нижня і верхня межі перепаду тисків повинні бути вказані в інструкції заводу-виробника.

12.1.22. У системі оливопостачання ущільнень вала турбогенераторів повинні бути постійно увімкнені в роботу регулятори тиску оливи (ущільнювального, притискного, компенсувального).

Запірна арматура, встановлена на оливопроводах системи оливопостачання ущільнень вала повинна бути опломбована в робочому положенні.

12.1.23. Добовий витік водню в генераторі повинен бути не більшим ніж 5 %, а добова витрата з урахуванням продувань – не більшою ніж 10 % від загальної кількості газу з робочим тиском.

Добова витрата водню в синхронному компенсаторі повинна бути не більшою ніж 5 % від загальної кількості газу в ньому.

12.1.24. У нормальних умовах генератори, як правило, необхідно вмикати в мережу способом точної синхронізації (автоматичної або напіваавтоматичної). У разі відмови або відсутності автоматичної синхронізації можна допустити увімкнення способом ручної точної синхронізації. У разі використання точної синхронізації повинно бути введене блокування від несинхронного увімкнення.

Увімкнення генератора в мережу способом самосинхронізації допускається, якщо це передбачене технічними умовами на поставляння чи спеціально погоджене із заводом-виробником.

Під час ліквідації аварій в ЕЕС турбогенератори потужністю до 220 МВт включно і всі гідрогенератори дозволено вмикати на паралельну роботу способом самосинхронізації. Турбогенератори більшої потужності дозволено вмикати цим способом за умови, що визначена з врахуванням індуктивних опорів блочних трансформаторів і мережі кратність надперехідного струму до номінального не перевищує трьох.

12.1.25. Генератори у випадку скидання навантаження і вимкнення дозволено вмикати в мережу без огляду і ревізії, якщо скидання та вимкнення не супроводжувались пошкодженням агрегату або несправною роботою системи регулювання турбіни.

12.1.26. Швидкість підвищення напруги на генераторах і синхронних компенсаторах не обмежується.

Швидкість набору і зміни активного навантаження для всіх генераторів визначена умовами роботи реакторної установки АЕС, турбіни або котла ТЕС (ДТ).

Швидкість зміни реактивного навантаження генераторів і синхронних компенсаторів з непрямым охолодженням обмоток, турбогенераторів газотурбінних установок, а також гідрогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток не обмежують, якщо немає обмежень заводу-виробника; на турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмоток ця швидкість у нормальних режимах повинна бути не вищою від швидкості підвищення активного навантаження, а в аварійних умовах – не обмежують.

12.1.27. Номінальна потужність генераторів за номінального коефіцієнта потужності (для всіх турбогенераторів потужністю 30 МВт і більшою і всіх турбогенераторів газотурбінних і парогазових установок), а також тривала максимальна потужність для встановлених значень коефіцієнта потужності і параметрів охолодження і номінальна потужність синхронних компенсаторів повинні бути збережені у разі одночасних відхилень напруги до $\pm 5\%$ і частоти до $\pm 2,5\%$ від номінальних значень за умови, що під час роботи з підвищеною напругою і пониженою частотою сума абсолютних значень відхилень напруги і частоти не перевищує 6% , якщо в стандартах на окремі типи машин не обумовлені інші умови щодо відхилення напруги і частоти.

Найбільший струм ротора, отриманий під час роботи з номінальною потужністю і у разі відхилення напруги в межах $\pm 5\%$, є тривало

допустимим під час роботи з номінальними параметрами охолоджувальних середовищ.

У випадку роботи з тривалою максимальною потужністю найбільший струм ротора у разі відхилення напруги до $\pm 5\%$ є тривало допустимим тільки за відповідних параметрів охолодження.

Для всіх генераторів і синхронних компенсаторів найбільша робоча напруга повинна бути не вищою ніж 110 % номінальної. За напруги вищої ніж 105 % номінальної допустима повна потужність генератора і синхронного компенсатора повинна бути встановлена відповідно до вказівок інструкцій заводу-виробника або за результатами випробувань.

Якщо напруга на генераторі або синхронному компенсаторі нижча ніж 95 % номінальної, струм статора повинен бути не вищим ніж 105 % від тривало допустимого.

12.1.28. Тривале перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом, вищим від значення, допустимого для даної температури і тиску охолоджувального середовища, заборонене.

В аварійних умовах генератори і синхронні компенсатори дозволено короткочасно перевантажувати струмом статора і ротора відповідно до інструкції заводу-виробника, технічних умов і державних стандартів. Якщо в них відповідні вказівки відсутні, під час аварій в ЕЕС допустимі короткочасні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом статора за вказаної в таблиці 12.1 кратності струму, віднесеної до номінального значення.

Допустиме перевантаження струмом збудження генераторів і синхронних компенсаторів з непрямым охолодженням обмоток визначається допустимим перевантаженням статора. Для турбогенераторів з безпосереднім водневим або водяним охолодженням обмотки ротора допустиме перевантаження струмом збудження повинно бути визначене кратністю струму, віднесеною до номінального значення струму ротора, яке наведене в таблиці 12.2.

Таблиця 12.1 - Допустима кратність перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом статора

Тривалість перевантаження, хв, не більше ніж	Кратність перевантаження для генераторів і синхронних компенсаторів		
	з непрямым охолодженням обмотки статора	з безпосереднім охолодженням обмотки статора	
		водою	воднем
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Таблиця 12.2 - Допустима кратність перевантаження турбогенераторів струмом ротора

Тривалість перевантаження, хв, не більше ніж	Кратність перевантаження для турбогенераторів типу		
	ТВФ, крім ТВФ- 120-2 та ТА-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включно), ТВФ-120-2, АСТГ-200	ТВВ-800-2, ТВВ-1000-2, ТВВ-1000-4
60	1,06	1,06	1,06
10	1,1	1,1	-
8,3	-	-	1,1
4	1,2	1,2	-
3	-	-	1,2
1	1,7	1,5	-
0,75	-	-	1,5
0,5	2,0	-	-
0,33	-	2,0	-
0,25	-	-	2,0

12.1.29. У разі виникнення однофазного замикання на землю в обмотці статора або в колах генераторної напруги блочний генератор з вимикачем у колі генераторної напруги, що відключає струми короткого замикання, (синхронний компенсатор) або блок за відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження в колах генераторної напруги повинен бути автоматично вимкнений, а у разі відмови захисту негайно розвантажений і вимкнений від мережі:

- на блоках генератор - трансформатор (синхронний компенсатор-трансформатор) без відгалужень на генераторній напрузі і з відгалуженнями до трансформаторів власних потреб (ВП) – незалежно від значення ємнісного струму замикання;

- під час замикання на землю в обмотці статора блочних генераторів і синхронних компенсаторів, що мають електричний зв'язок на генераторній напрузі з мережею ВП або споживачів, у разі струму замикання 5 А і більшого.

Такі ж заходи повинні бути передбачені під час замикання на землю в обмотці статора генераторів і синхронних компенсаторів, що працюють на збірні шини із струмом замикання на землю 5 А і більшим.

Під час появи замикання на землю в колі генераторної напруги блочних генераторів (синхронних компенсаторів), що мають електричний зв'язок з мережею ВП або споживачів і увімкнених на збірні шини генераторів (синхронних компенсаторів), коли ємнісний струм замикання не перевищує 5 А і захисти діють на сигнал або нечутливі, робота генераторів (синхронних компенсаторів) допустима протягом не більше ніж 2 год (для знаходження місця замикання, переведення навантаження). У разі виявлення замикання в обмотці статора, генератор (синхронний компенсатор) повинен бути вимкнений.

Якщо встановлено, що місце замикання на землю є не в обмотці статора, на розсуд технічного керівника електростанції або організації, що експлуатує електричну мережу, може бути допущена робота генератора

або синхронного компенсатора з заземленням в мережі тривалістю до 6 год.

12.1.30. Опір ізоляції всього кола збудження генераторів і синхронних компенсаторів з газовим охолодженням обмотки ротора та з повітряним охолодженням елементів системи збудження, заміряний мегаомметром на напругу 500—1000 В або стаціонарним пристроєм вимірювання опору ізоляції, повинен бути не меншим ніж 0,5 МОм.

У разі водяного охолодження обмотки ротора або елементів системи збудження допустимі значення опору ізоляції кола збудження, визначені інструкціями заводу-виробника з експлуатації генераторів і систем збудження і ГКД 34.20.302 “Норми випробування електрообладнання” (далі ГКД 34.20.302).

Робота генераторів і синхронних компенсаторів, що мають опір ізоляції кола збудження менший ніж нормовані значення, може бути допущена тільки з дозволу технічного керівника електростанції або організації, що експлуатує електричні мережі, з урахуванням вимог п.12.1.31.

12.1.31. Для турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмотки ротора потужністю 150 МВт і більшою у випадках пониження опору ізоляції кола збудження необхідно визначити місце знаходження ділянки з пониженим опором ізоляції. Для цього протягом 1 год необхідно перевести турбогенератор на резервне збудження у разі пониження опору ізоляції до значень:

- у турбогенераторів з газовим охолодженням обмотки ротора та елементів збудження до 8 кОм і менше (перша група);
- у турбогенераторів з водяним охолодженням вентилів робочої системи збудження до 2,5 кОм (друга група).

Турбогенератори потрібно залишати в роботі на резервному збудженні до усунення причини зниження опору ізоляції в колі робочої системи збудження.

Якщо після переведення турбогенератора на резервне збудження опір ізоляції не відновиться або ж таке переведення є неможливе, а опір ізоляції у цьому випадку є меншим ніж 4 кОм для турбогенераторів першої групи або меншим ніж 1,5 кОм для турбогенераторів другої групи, турбогенератори протягом 1 год необхідно розвантажити та зупинити для ремонту.

У тих випадках, коли опір ізоляції становить не менше 4 кОм для турбогенераторів першої групи та не менше 1,5 кОм для турбогенераторів другої групи, генератори за першої можливості, але не пізніше ніж через 7 діб, необхідно вивести в ремонт.

До виведення турбогенератора в ремонт опір ізоляції кіл збудження необхідно контролювати не рідше, ніж чотири рази на зміну.

У разі пониження опору ізоляції до 2 кОм і нижче в колі збудження турбогенератора з непрямым охолодженням обмотки ротора, він повинен бути переведений на резервне збудження. Якщо в цьому випадку замикання на землю зникне, можна залишити генератор у роботі. За умови виявлення замикання на землю в обмотці ротора, турбогенератор повинен бути за першої можливості виведений у ремонт. До виводу в ремонт у випадку стійкого замикання обмотки ротора на корпус повинен бути введений захист від подвійного замикання на землю в обмотці ротора з дією на сигнал або на вимкнення. Після появи сигналу турбогенератор повинен бути негайно розвантажений і вимкнений від мережі. Якщо захист від подвійного замикання не передбачений чи не може бути введений, то турбогенератор повинен бути протягом 1 год розвантажений, вимкнений від мережі і виведений у ремонт. Роботу гідрогенераторів та синхронних компенсаторів із замиканням на землю в колі збудження заборонено.

12.1.32. Допустима тривала робота з різницею струмів у фазах, що не перевищує 12 % від номінального для турбогенераторів і 20 % - для синхронних компенсаторів і дизель-генераторів, якщо інші значення не передбачені в інструкції заводу-виробника.

Для гідрогенераторів з системою непрямого повітряного охолодження обмотки статора допустима різниця струмів у фазах до 20 % для потужності 125 МВА і нижчої, до 15 % – для потужності вищої ніж 125 МВА.

Для гідрогенераторів з безпосереднім водяним охолодженням обмотки статора допустима різниця струмів у фазах до 10 %.

У всіх випадках у жодній із фаз струм не повинен бути більшим від номінального.

12.1.33. Допустима короткочасна робота турбогенераторів потужністю 320 МВт і нижчою в асинхронному режимі без збудження у разі зниженого навантаження. Для турбогенераторів з непрямым охолодженням обмоток допустиме навантаження у вказаному режимі становить до 60 % номінального, а тривалість роботи при цьому не більша ніж 30 хв.

Допустиме навантаження і тривалість роботи в асинхронному режимі без збудження турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток повинні бути встановлені на підставі вказівок інструкцій заводу-виробника, а у разі їх відсутності – на підставі результатів спеціальних випробувань або вимог НД.

Допустима тривала робота асинхронізованого турбогенератора АСТГ–200–2 в асинхронному режимі з навантаженням:

- 150 МВт - із замкненими накоротко кожною з обмоток ротора;
- 80 МВт - із замкненими на опір самосинхронізації обома обмотками ротора або при замкнутій одній обмотці ротора на опір самосинхронізації, а другій обмотці ротора замкненій накоротко.

Допустимість асинхронних режимів турбогенераторів з урахуванням їх дії на мережу повинна бути встановлена розрахунками або випробуваннями.

Робота гідрогенераторів і турбогенераторів з набірними зубцями ротора в асинхронному режимі без збудження заборонена.

Несинхронна робота окремого збудженого генератора будь-якого типу відносно інших генераторів електростанції заборонена.

12.1.34. Допустимість і тривалість роботи генератора в режимі електродвигуна обмежена умовами роботи турбіни і визначена заводом-виробником турбіни або НД.

12.1.35. Тривала робота генераторів з коефіцієнтом потужності нижчим від номінального і в режимі синхронного компенсатора з перезбудженням (в індуктивному квадранті) дозволена для струму збудження не вищого від тривало допустимого за даних параметрів охолоджувальних середовищ.

Допустиме реактивне навантаження генераторів у режимі синхронного компенсатора і синхронних компенсаторів з недозбудженням (в ємнісному квадранті) повинно бути встановлене на підставі інструкцій заводу-виробника або НД, а за їх відсутності – на підставі результатів спеціальних теплових випробувань.

12.1.36. Дозволена тривала робота генераторів з непрямым охолодженням обмоток за умови підвищення коефіцієнта потужності від номінального до одиниці зі збереженням номінального значення повної потужності. Роботу таких генераторів у режимі недозбудження, як правило, визначають умовами забезпечення стійкості.

Допустимі тривалі навантаження генераторів у режимі роботи з недозбудженням, а також за умови підвищення коефіцієнта потужності від номінального до одиниці для генераторів з безпосереднім охолодженням повинні бути встановлені на підставі вказівок інструкцій заводу-виробника, а за їх відсутності – на підставі НД з урахуванням забезпечення стійкості паралельної роботи в мережі або нагріву крайніх пакетів сталі конструктивних елементів торцевих зон генераторів.

Якщо генератор регулярно працює в режимі недозбудження, то повинно бути забезпечене автоматичне обмеження мінімального струму збудження.

12.1.37. Робота генераторів з безпосереднім водяним охолодженням обмоток у разі відсутності циркуляції дистилату в обмотках у всіх режимах, крім режиму неробочого ходу без збудження, заборонена.

У випадку припинення циркуляції дистилату в обмотках з безпосереднім водяним охолодженням, навантаження повинно бути автоматично зняте протягом 2 хв (якщо в інструкціях на окремі типи генераторів не обумовлені більш жорсткі вимоги) і генератор відімкнений від мережі, а збудження зняте.

12.1.38. Якість дистилату, що циркулює в системі водяного охолодження обмоток і випрямних установок генераторів, повинна відповідати вимогам типової і інструкцій з експлуатації заводу-виробника генераторів і систем збудження.

У системі водяного охолодження обмоток статорів турбо- і гідрогенераторів якість дистилату повинна бути:

- питомий електричний опір – не менше 200 кОм/ см для температури 25 °С;
- витрати води через фільтр змішаної дії – 1-5 % від витрат циркулюючого дистилату.

Механічні та магнітні фільтри, встановлені в системі водяного охолодження, повинні постійно бути в роботі. Іонообмінні фільтри ФСД, встановлені в системі водяного охолодження, необхідно включати в роботу періодично для підтримання якості води відповідно до вимог типової та інструкцій заводів-виробників з експлуатації генераторів і систем збудження.

У разі пониження питомого опору дистилату в обмотках генератора до 100 кОм/см повинна діяти попереджувальна сигналізація, а після його зниження до 50 кОм/ см генератор повинен бути розвантажений, вимкнений від мережі і збудження зняте.

12.1.39. Опір ізоляції підшипників і корпусів ущільнень вала турбогенераторів, синхронних компенсаторів і збудників з повністю

зібраними оливопроводами, виміряний під час монтажу або ремонту мегаомметром на напругу 1000 В, повинен бути не меншим ніж 1 МОм, а для підп'ятників і підшипників гідрогенераторів – не меншим ніж 0,3 МОм, якщо в інструкціях не обумовлена більш жорстка норма.

Справність ізоляції підшипників і ущільнень вала турбогенераторів, підшипників синхронних компенсаторів з повітряним охолодженням і збудників, а також підшипників і підп'ятників гідрогенераторів (якщо дозволяє конструкція останніх) необхідно перевіряти не рідше, ніж один раз на місяць.

Справність ізоляції підшипників синхронних компенсаторів з водневим охолодженням повинна бути перевірена під час капітального ремонту.

12.1.40. Для попередження пошкоджень генератора, що працює в блоці з трансформатором, за неповнофазних вимкнень чи увімкнень вимикача генератор повинен бути вимкнений суміжними вимикачами секції чи системи шин, до якої приєднаний блок.

12.1.41. Вібрація підшипників турбогенераторів повинна відповідати вимогам п.8.4.26, а хрестовин і підшипників гідрогенераторів – вимогам п.7.4.15.

У синхронних компенсаторів з номінальною частотою обертання ротора 750 і 1000 об/хв. подвійна амплітуда вібрації повинна бути не вищою ніж 80 мкм. У разі відсутності пристрою дистанційного вимірювання вібрації періодичність контролю повинна бути встановлена залежно від вібраційного стану компенсатора, але не рідше ніж один раз на рік.

Вібрація контактних кілець турбогенераторів повинна вимірюватися не рідше ніж один раз на 3 місяці і бути не вищою ніж 300 мкм.

12.1.42. Після монтажу і капітального ремонту генератори і синхронні компенсатори, як правило, можуть бути увімкнені в роботу без сушіння. Необхідність сушіння повинна бути визначена ГKD 34.20.302.

12.1.43. Заповнення генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток воднем і звільнення від нього в нормальних умовах повинно бути проведене в режимі нерухомого ротора чи під час обертання його від валоповоротного пристрою.

В аварійних умовах звільнення від водню можна починати під час вибігу турбоагрегату.

Водень або повітря повинні бути витіснені з генератора (синхронного компенсатора) інертними газами (вуглекислим газом або азотом) відповідно до РД 34.45.512 «Типова інструкція з експлуатації газової системи водневого охолодження генераторів».

12.1.44. На електростанціях, де встановлені генератори з водневим охолодженням, запас водню повинен забезпечувати його десятиденну експлуатаційну витрату і однократне заповнення одного генератора найбільшого газового об'єму, а запас вуглекислого газу чи азоту – шестикратне заповнення генератора з найбільшим газовим об'ємом.

Електростанції резервного електролізера можна допустити зменшення запасу водню в ресиверах на 50 %.

12.1.45. Запас водню на підстанціях, де встановлені синхронні компенсатори з водневим охолодженням, повинен забезпечувати двадцятиденну експлуатаційну витрату водню і однократне заповнення одного компенсатора з найбільшим газовим об'ємом, а за наявності електролізної установки десятиденну витрату і однократне заповнення вказаного компенсатора. Запас вуглекислого газу чи азоту на таких підстанціях повинен забезпечувати трикратне заповнення цього ж компенсатора.

12.1.46. Обслуговування і ремонт системи газового охолодження (газопроводів, арматури, газоохолодників), елементів системи безпосереднього водяного охолодження обмоток та інших активних і конструктивних частин всередині корпусу генератора, а також електроустаткування всієї водяної і газооливної систем, переведення

турбогенератора з повітряного охолодження на водневе і навпаки, участь у прийманні з ремонту оливних ущільнень, підтримання заданих чистоти, вологості і тиску водню в генераторі повинен виконувати електричний цех електростанції.

Нагляд за роботою і ремонт системи оливопостачання ущільнень вала (включаючи регулятори тиску оливи і лабіринтні оливоуловники), оливних ущільнень вала всіх типів, устаткування і розподільчої мережі охолоджувальної води до газоохолодників, а також устаткування системи подачі і зливу охолоджувального дистилату поза генератором повинен виконувати турбінний (котлотурбінний) цех.

На тих електростанціях, де є спеціалізований ремонтний цех, ремонт вказаного устаткування повинен виконувати цей цех.

12.1.47. Капітальні та поточні ремонти генераторів повинні бути суміщені з капітальними та поточними ремонтами турбін.

Капітальний ремонт синхронних компенсаторів повинен бути проведений один раз на 4-5 років.

Перші ремонтні роботи з вийманням ротора на турбогенераторах і синхронних компенсаторах, в тому числі підсилення кріплення лобових частин, переклинювання пазів статора, перевірку кріплення шин і кронштейнів, перевірку кріплення і щільності пресування сердечника, повинні бути проведені не пізніше ніж через 8000 год роботи після введення в експлуатацію, якщо інші терміни не передбачені інструкцією з експлуатації заводу-виробника.

Перші ремонтні роботи на гідрогенераторах повинні бути проведені не пізніше ніж через 6000 год.

Виймання роторів генераторів і синхронних компенсаторів під час наступних ремонтів повинно проводитися у міру необхідності чи відповідно до вимог НД. У разі виймання ротора під час капітального ремонту необхідно виконати контроль нагріву активної сталі статора генератора.

12.1.48. Профілактичні випробування та вимірювання на генераторах і синхронних компенсаторах повинні бути проведені відповідно до ГКД 34.20.302.

12.1.49. Заборонено планове вимкнення генераторів від мережі у разі наявності позитивної потужності на їх виводах.

12.1.50. Після планових і аварійних вимкнень генераторів (блоків генератор-трансформатор) необхідно забезпечити негайне розбирання головної схеми електричних з'єднань для запобігання самовільного або помилкового подавання напруги на генератор, що зупиняється.

12.1.51. Резервні дизель-генератори, призначені для живлення відповідальних механізмів ВП, що забезпечують зупин турбоагрегату під час повного знеструмлення електростанції.

ДОДАТОК Г

Перелік зауважень нормоконтролера до дипломної роботи

Позначення документа	Документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

Дата _____