

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
імені **ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**
Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Тема проекту **МОЖЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ МАТЕМАТИЧНИХ
МОДЕЛЕЙ СИЛОВИХ ПРИСТРОЇВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Виконав: студент групи ЕЕ-22дм

Власюк В.В.

(прізвище, та ініціали)

Керівник

доц. Філімоненко К. В.

(прізвище, та ініціали)

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є. С.

(прізвище, та ініціали)

Київ
2023 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
імені ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри
доц. Руднєв Є. С.

« ____ » _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Власюку Віталію Віталійовичу

1. Тема проекту Можливості використання математичних моделей силових пристроїв в електричних мережах
2. Керівник проекту доц., к.т.н. Філімоненко Костянтин Вадимович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом вищого навчального № 564/15.23-С від 23.10.2023.
Строк подання студентом проекту 05 грудня 2023 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні данні визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз стану питання й літературних джерел; Статичні поперечні компенсуючі пристрої; Статичні поздовжні компенсуючі пристрої ; Застосування пристроїв FACTS ; математичне моделювання пристроїв FACTS для розрахунків усталених режимів роботи і перехідних процесів ЕЕС.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи , презентація.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1 - 3	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання _____ 16 жовтня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Аналіз стану питання й літературних джерел	16.10-30.10.2023	
2.	Статичні поперечні компенсуючі пристрої;	30.10-07.11.2023	
3.	Статичні поздовжні компенсуючі пристрої	05.11-20.11.2023	
4.	Застосування пристроїв FACTS	20.11-01.12.2023	
5.	Математичне моделювання пристроїв для розрахунків усталених режимів роботи і перехідних процесів ЕЕС	01.12-05.12.2023	
6.	Оформлення магістерської роботи.	01.12-05.12.2023	

Студент _____

Влаюк В. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту _____

доц. Філімоненко К. В.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Власюк В.В.. «Можливості використання математичних моделей силових пристроїв в електричних мережах». Сторінок – 104; Рисунків – 52; Таблиць – 3; Джерел літературних посилань – 30.

В магістерській роботі на тему "Можливості використання математичних моделей силових пристроїв в електричних мережах " Магістерська робота присвячена ідеї створення активно-адаптивної електричної мережі SmartGrid, що має здійснюватись на основі сучасного моніторингу режимів (синхронізованого векторного вимірювання) та управління ними з використанням нових засобів та технологій для забезпечення надійності, стійкості та керованості електроенергетичних систем. Розглянуто математичні моделі приладів керування потужністю FACTS (Flexible Alternate Current Transmission Systems) для аналізу режимів роботи електроенергетичних систем з такими приладами.

Запропоновано та проілюстровано методи розрахунку енергетичних характеристик одиночної електропередачі з пристроями компенсації.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: АКТИВНО-АДАПТИВНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ; ПРИСТРОЇ КОМПЕНСАЦІЇ; ПОКАЗНИКИ ПОТУЖНОСТІ; ПЕРЕХІДНИЙ ПРОЦЕС; ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ СИСТЕМИ.

SUMMARY

Vitaly Vlasjuk "Possibilities of using mathematical models of power devices in electrical networks " VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, gr. EE-22dm. – Kyiv, 2023.

Pages –104; Drawings – 52; Tables –3; Sources – 30.

In the master's thesis on the topic "Possibilities of using mathematical models of power devices in electric networks", the master's thesis is devoted to the idea of creating an active-adaptive electric network SmartGrid, which should be carried out on the basis of modern monitoring of modes (synchronized vector measurement) and their management using new tools and technologies to ensure the reliability, stability and controllability of electric power systems. Mathematical models of FACTS (Flexible Alternate Current Transmission Systems) power control devices are considered for analyzing the operating modes of electric power systems with such devices.

The methods of calculating the energy characteristics of a single power transmission with compensation devices are proposed and illustrated.

KEYWORDS: ACTIVE-ADAPTIVE ELECTRICAL NETWORKS; COMPENSATION DEVICES; POWER INDICATORS; TRANSITIONAL PROCESS; DYNAMIC STABILITY OF THE SYSTEM

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 ОСНОВНІ ТИПИ ПРИСТРОЇВ НА ОСНОВІ ТЕХНОЛОГІЙ ГНУЧКИХ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧІ ЗМІННОГО СТРУМУ (FACTS)	12
1.1 Терміни і поняття FACTS	12
1.2 Статичні поперечні пристрої компенсації	15
1.3 Статичні повздовжні пристрої компенсації	28
1.4 Використання пристроїв FACTS	38
1.5 Моделювання пристроїв FACTS	50
1.6 Основні недоліки пристроїв FACTS	51
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS ДЛЯ РОЗРАХУНКІВ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ І ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ ЕЕС	54
2.1 Методика розрахунку характеристик потужності одиночної електропередачі з пристроями компенсації	55
2.2 Розробка динамічних моделей пристроїв FACTS	66
РОЗДІЛ 3 ВПЛИВ ПРИСТРОЇВ FACTS НА ВСТАНОВЛЕНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ТА ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ЕЕС	71
3.1 Характеристики потужності ліній електропередачі з пристроями компенсації	71
3.2 Аналіз перехідних процесів найпростішою енергосистемою, оснащеною СТАТКОМом та ОРПП	90
ВИСНОВКИ	100
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	101

ВСТУП

Магістральні електромережі традиційно є основою для забезпечення електричною енергією і запорукою надійності електропостачання. Наявна електромережа формує основу для подолання нових викликів щодо забезпечення надійного електропостачання. При цьому зміни повинні здійснюватися на основі довгострокових стратегій, бути виваженими та поступовими[1].

Енергетичною стратегією України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”, схваленою розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605, передбачено застосування технологій “розумних мереж” як ефективного механізму розвитку електроенергетичної системи України в сучасних умовах.

Донедавна домінуючий шлях розвитку електроенергетики був пов’язаний з будівництвом нових генеруючих потужностей, розширенням мережевих структур, створенням все більш потужних енергооб’єднань та удосконаленням систем керування. На найближчу перспективу цей шлях таким і залишається. Проте можна виділити низку факторів, які призвели до необхідності перегляду стратегії розвитку енергетики. По-перше, розвиток генерації за рахунок використання традиційних технологій спричинює значне погіршення екологічної ситуації та збільшення споживання органічного палива і відповідно зменшення його запасів та зростання ціни. Подруге, виникнення ситуації, коли відбувається об’єднання традиційних енергетичних систем з потужним генераторним обладнанням та систем з розподіленою генерацією, які орієнтовані на використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Організація функціонування таких систем суттєво відрізняється. Крім того, слід відзначити недосконалість сучасних систем керування в електроенергетиці. Зрештою, значна зношеність основного та

допоміжного електроенергетичного обладнання та недостатній рівень розвитку електричних мереж. Все це призводить до підвищення рівня аварійності та зниження ефективності їх роботи[2].

Для сучасного рівня розвитку єдиною національної електричної мережі України характерні:

- велике охоплення території;
- наявність багатоконтурних мереж кількох класів напруги (110, 220, 330,500 кВ), об'єднаних складними трансформаторними зв'язками;
- необхідність транспортування електроенергії на значні відстані;
- реверсивність перетікань активною потужності в основних контрольованих перерізах.

Галузь електроенергетики України функціонує в рамках ринкової моделі, де електростанції (генеруючі одиниці) диспетчеризуються відповідно до ринкових вимог, а центр управління електромережею виконує загальну контрольну роль — балансування активної потужності та надання допоміжних послуг з підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії.

Завданням щодо впровадження “розумних мереж” є сприяння розвитку національної електроенергетики, підвищення ефективності мереж передачі і розподілу електричної енергії, сприяння покращенню можливостей щодо інтеграції відновлюваних джерел енергії та розподіленої генерації.

Впровадження “розумних мереж” сприятиме створенню електромережі як інтелектуальної системи передачі, розподілу і постачання електричної енергії від виробників електричної енергії до споживачів, інтегрованої з комунікаціями та інформаційними технологіями, та такої, що забезпечує поліпшене функціонування енергосистеми з якісним обслуговуванням її користувачів.

Необхідність врахування зазначених чинників дала можливість сформулювати нову концепцію розвитку енергетики, яка набула назви Smart Grid. Концепція передбачає проведення системного перетворення електроенергетики на всіх етапах електроенергетичного процесу (генерування, передавання, перетворення та розподілення електричної енергії). При цьому енергетична

система розглядається як розгалужена мережева інфраструктура, що призначена для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємовідносин між всіма суб'єктами енергетичного ринку. Крім того, вона стає основним об'єктом формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного поліпшення досягнутих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми [3,4].

Зупинимось на загальних положеннях, які визначили як ключові при формуванні ІЕМ. Сорок четверта Сесія СІГРЕ (26–31 серпня 2012 р.) виділила 10 ключових технічних питань, які є предметом основної уваги в розвитку електричних мереж:

- поява активних розподільних мереж з двонаправленими потоками на рівні розподілу, а також з мережами більш високого рівня;
- застосування розвиненої системи вимірювань та забезпечення зростаючої потреби в обміні інформацією;
- зростаюче застосування високовольтних ЛЕП постійного струму, а також пристроїв силової електроніки (СЕ) на всіх рівнях напруги; їх вплив на якість електроенергії, керування надійність системи; стандартизація;
- необхідність розвитку та масового впровадження систем накопичення електроенергії; оцінка їх впливу на розвиток і функціонування енергетичних систем;
- нові концепції побудови систем керування з урахуванням активної взаємодії споживачів і різних типів електростанцій;
- нові концепції захисту, що враховують розвиток мереж і різні характеристики електростанцій;
- нові концепції планування з урахуванням зростаючих екологічних обмежень, нових технологічних рішень для керування потоками активної та реактивної потужності;
- нові інструменти технічної оцінки функціонування електричних мереж, обумовлені новими характеристиками споживача, виробника та мережі;
- зростання пропускних потужностей і використання повітряних,

підземних та підводних інфраструктур, вплив їх використання на технічну робото- спроможність і надійність мережі;

– зростаюча необхідність інформування зацікавлених сторін про технічні та комерційні наслідки.

При реалізації інтелектуальних мереж на європейському ринку були визнані основні

10 кроків, які підлягають реалізації та багато з яких тісно пов'язані між собою:

– забезпечення нормативних стимулів для інноваційних інвестицій в мережі (2011–2020 рр.);

– розробка моделей ринку (2011–2020 рр.);

– встановлення стандартів та забезпечення захисту даних і конфіденційності (2011–2014 р.р.);

– тестування з використанням демонстраційних проєктів та обмін знаннями (2011–2018 рр.);

– розгортання інтелектуальних вимірювань – поінформовані клієнти (2012–2020 рр.);

– моніторинг та керування мережами із розосередженою генерацією (2012–2020 рр.);

– рух до інтеграції місцевого і центрального балансування для всіх типів генерації (2015–2021 рр. та далі).

На сьогодні виділяється три покоління Smart Grid, що дозволяє послідовно рухатися до цільової моделі:

– Smart Grid 1.0 – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому окремі пристрої та об'єкти системи можуть підключатися до мережі без використання єдиних цифрових стандартів;

– Smart Grid 2.0 – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому підключення будь-яких вузлів системи можливо тільки при умові переходу на єдиний IP-протокол та включених в єдину інтегровану IP-мережу;

– Smart Grid 3.0 – гнучка енергетична система, яка базується на

принципах децентралізованого керування та рівноправності споживача і постачальника. [5,6]

Одним із шляхів вирішення цієї задачі є впровадження інтелектуальної ЕЕС з активно-адаптивною електричною мережею SmartGrid.

Технології SmartGrid передбачають використання сучасних засобів контролю та управління джерелами генерації, інтеграції відновлюваних та розподілених джерел енергії, а також накопичувачів електроенергії в ЕЕС. Створення активно-адаптивної електричної мережі SmartGrid має здійснюватись на основі сучасного моніторингу режимів (синхронізованого векторного вимірювання) та управління ними з використанням нових засобів та технологій для забезпечення надійності, стійкості та керованості ЕЕС. Одними з таких засобів є гнучкі системи передачі змінного струму FACTS (Flexible Alternate Current Transmission Systems). Інтегральним критерієм оцінки надійності роботи ЕЕС та ефективності заходів щодо підвищення є технічний ризик. Ризик представляє собою добуток імовірності виникнення аварійної ситуації в ЕЕС на її наслідки в технічному, економічному чи іншому еквіваленті. Саме тому, застосування ризику для кількісного оцінювання ефективності заходів інтелектуалізації ЕЕС представляє собою важливу задачу. [6,7]

Сучасні пристрої FACTS мають можливість регулювати пересилання активної та реактивної потужностей в електричних системах і мережах, вирішуючи широкий клас завдань з підвищення надійності, стійкості роботи систем пересилання і розподілу електроенергії разом з забезпеченням належної якості електропостачання. Саме ці властивості пристроїв FACTS обумовлює актуальність теми магістерської роботи.

Об'єкт дослідження: потоки електроенергії в енергосистемах

Предмет дослідження: Робота силових схем потужних високовольтичних перетворювачів з врахуванням реальних параметрів схем та навантаження.

Мета досліджень: створення математичної моделі пристроїв силового режимного регулювання (пристроїв FACTS) для забезпечення надійності, стійкості та керованості електроенергетичних систем

Завдання досліджень: створення активно-адаптивної електричної мережі SmartGrid, що має здійснюватись на основі сучасного моніторингу режимів (синхронізованого векторного вимірювання) та управління ними з використанням нових засобів та технологій.

Методи досліджень: Методи математичного аналізу та моделювання, методи математичної статистики, методи структурно-функціонального аналізу для дослідження складових існуючих програмних інформаційно-аналітичних платформ, методи об'єктно-орієнтованого аналізу для опису об'єктів предметної області, методи ООП для побудови комп'ютерної моделі сценаріїв.

РОЗДІЛ 1

ОСНОВНІ ТИПИ ПРИСТРОЇВ НА ОСНОВІ ТЕХНОЛОГІЙ ГНУЧКИХ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧІ ЗМІННОГО СТРУМУ (FACTS)

1.1 Терміни і поняття FACTS

Термін і поняття FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System. Гнучкі керовані системи електропередачі змінного струму введені в звернення Інститутом електроенергетики EPRI (США). FACTS є однією з найбільш перспективних електромережових технологій, суть якої полягає в тому, що електрична мережа з пасивного пристрою транспорту електроенергії перетворюється в пристрій, що бере активну участь в керуванні режимами роботи електричних мереж. Завдяки цьому вдається «у темпі процесу» керувати значенням пропускної здатності лінії електропередачі, перерозподіляти між паралельними лініями електропередачі потоки активної потужності, оптимізуючи їх в режимах, що встановилися, і перенаправляти їх по збережених після аварій лініям електропередачі, не побоюючись порушення стійкості, тим самим забезпечуючи підвищення надійності електропостачання споживачів.

До пристроїв FACTS першого покоління (FACTS -1) відносять пристрої, що забезпечують регулювання напруги (реактивною потужності) і що забезпечують необхідну ступінь компенсації реактивною потужності в електричних мережах (статичний компенсатор реактивною потужності, реактор з тиристорним керуванням, стаціонарний послідовний конденсатор з тиристорним управлінням, фазо-зсувний трансформатор тощо).

До новітніх FACTS другого покоління (FACTS-2) відносять пристрої, що

забезпечують регулювання режимних параметрів на базі повністю керованих приладів з силової електроніки (IGBT транзистори, IGCT тиристори і інше). FACTS-2 мають нову якість регулювання векторним, коли регулюється як величина, так і фаза вектору напруги електричної мережі (синхронний статичний компенсатор, синхронний статичний повздовжній компенсатор реактивною потужності на базі перетворювача напруги, об'єднаний регулятор потоків потужності, фазообертальний трансформатор та інше).

Класифікація пристроїв FACTS. За типом: електромашинні; статичні.

Групу електромашинних систем утворюють:

- a) асинхронізовані синхронні компенсатори (АСК);
- b) асинхронізовані електромашинні перетворювачі частоти (АС ЕМПЛ) на основі двох асинхронізованих машин (АСМ) на одному валу або на основі асинхронізованою (АСМ) і синхронною машин (СМ) на одному валу;
- c) фазообертальний трансформатор - обертова машина з живленням статора і ротора від мереж з різною частотою та з додатковим двигуном на валу (ВФТ).

До статичних відносяться:

- a) керовані шунтувальні реактори (УШР), реалізовані за принципом магнітного підсилювача (УШРП) або трансформаторного типу (УШРТ або реактор-трансформатор) з тиристорним керуванням;
- b) реактори, комутовані вакуумними вимикачами (ВРГ);
- c) статичні тиристорні компенсатори реактивною потужності (СТК), що складаються з однієї або кількох тиристорно-реакторних груп та набору фільтро-компенсуючих ланцюгів;
- d) синхронні статичні компенсатори реактивної потужності типу СТАТКОМ на базі перетворювача напруги з паралельним підключенням до мережі;
- e) синхронні статичні повздовжні компенсатори реактивною потужності на базі перетворювача напруги (СПК);
- f) об'єднаний регулятор перетікання потужності на основі перетворювачів

напруги паралельного та послідовного включення, об'єднаних по ланцюгам постійного струму (ОРПП);

g) керовані тиристорами пристрої поздовжній ємнісний компенсації (УУПК);

h) керовані фазоповоротні пристрої (ФПУ) на базі фазозсувних трансформаторів з тиристорним управлінням або РНН;

i) вставки постійного струму на базі перетворювачів напруги (ВПТН);

j) струмообмежуючі пристрої на основі технології FACTS (для обмеження струмів короткого замикання).

За способом включення до мережі:

a) Пристрої поздовжнього включення

b) Пристрої поперечного включення.

c) Комбіновані пристрої поздовжнього включення

d) Комбіновані пристрої поздовжнього і поперечного включення

Основна завдання гнучких систем передачі змінного струму (FACTS) полягає в покращення управління потоками потужності в енергосистемах як що встановилися, так і в перехідних режимах [8,9].

Структура електричних мереж, що постійно ускладнюється, викликає необхідність удосконалення алгоритмів управління режимами і пошуку засобів ефективного використання як існуючих, так і нових пристроїв електричної мережі.

Пристрої FACTS є регульованими елементами електропередач змінного струму, які підвищують їхню керованість.

FACTS є однієї з найбільш перспективних електромережових технологій, що дозволяє електричну мережу з пасивного пристрою транспорту електроенергії перетворити на пристрій, що бере активну участь у управлінні режимами роботи

Умовно пристрої FACTS можна розділити на три основних типи: поперечні, поздовжні і змішані пристрої компенсації [8,9].

1.2 Статичні поперечні пристрої компенсації

Основними завданнями, які вирішуються в енергосистемах за допомогою установки поперечних компенсації пристроїв компенсації, є [10]:

- оперативне регулювання напруги;
- демпфування коливань потужності;
- підвищення динамічної стійкості;
- регулювання реактивної, а у разі з'єднання з джерелом енергії на боці постійного струму - регулювання активною потужністю (векторне регулювання).

Такими статичними поперечними компенсуючими пристроями на основі технологій FACTS є Статичні тиристорні компенсатори (СТК) і Статичні синхронні компенсатори (СТАТКОМ) [11].

Типи СТК. СТК – джерело, що поперечно підключається, або споживач реактивної потужності, що служить для зміни ємнісного або індуктивного струму таким чином, щоб керувати характерними параметрами енергосистеми (зазвичай такими параметрами є напруга на шинах або реактивна потужність).

На сьогодні існує два типу статичних тиристорних компенсаторів [11,12,13]:

а) Постійно підключений конденсатор з тиристорно-керованим реактором (Thyristor Controlled Reactor - TCR) .

Тиристорно-керований реактор - це, тиристорно-керована індуктивність, що підключається яка поперечно, ефективний реактивний опір якої плавно змінюється за допомогою управління провідністю тиристорного ключа [11,12,13]. Струм реактора може бути змінений від максимального значення до нуля за допомогою управління кутом включення тиристора.

б) Тиристорно-підключаємий конденсатор (Thyristor-Switched Capacitor - TSC) з тиристорно-керованим реактором (Thyristor Controlled Reactor - TCR) .

Тиристорно-підключаємий конденсатор - це ємність з тиристорами, які підключається поперечно, ефективний реактивний опір якого змінюється стрибкоподібно, що забезпечується за допомогою або нульової, або повної

провідності тиристорного ключа [11,12,13].

У TSC за допомогою тиристорного вимикача (без будь-якого управління кутом включення) здійснюється підключення або відключення конденсаторів, щоб забезпечити задану генерацію реактивної потужності. На відміну від реакторів, конденсатори не можуть бути використані у схемах з плавним управлінням (Тобто в схемах, де здійснюється управління кутом включення тиристорів). Тиристорно-підключаємий конденсатор є одним з безлічі «пасивних» пристроїв компенсації реактивною потужності, так як ступінь компенсації безпосередньо залежить від режимних умов (рівня напруг у точці підключення) [14].

Друга конфігурація СТК (з конденсатором, що тиристорно-підключається) є гнучкішою в порівнянні з першою і вимагає меншої номінальної потужності реактора, і, отже, створює менше гармонік [15].

Принципова схема СТК типу «тиристорно-підключаємий конденсатор (TSC) з тиристорно-керованим реактором (TCR)» представлена на рисунку 1.1. Тиристорно-підключається конденсатор і тиристорно-керований реактор підключаються до нижньої боці понижуючого трансформатора. Резонансний фільтр (TUNED FILTER) і фільтр вищих гармонік (HP FILTER) також встановлюються паралельно для забезпечення заданого змісту вищих гармонік.

Переваги тиристорно-підключаємого конденсатора з тиристорно-керованим реактором у порівнянні з постійно підключеним конденсатором з тиристорно-керованим реактором:

- потрібна менша номінальна потужність реактора. Для СТК з постійно підключеним конденсатором номінальна потужність реактора повинна забезпечувати діапазон регулювання АВ з характеристикою управління (рисунки 1.2), в то же час як для СТК з тиристорно-підключаємим конденсатором номінальна потужність реактора має забезпечувати діапазон регулювання DB;

- в СТК з постійно підключеним конденсатором представляється можливим даний конденсатор використовувати в якості фільтра вищих гармонік;

- забезпечується краща гнучкість при регулюванні рівнів напруги, як при

Статичний синхронний компенсатор – СТАТКОМ(Static synchronous compensator - STATCOM). СТАТКОМ – статичний , що поперечно підключається до системи компенсатор, керування вихідним ємнісним або індуктивним струмом якого здійснюється незалежно від напруги мережі змінного струму [6]. СТАТКОМ (Рис. 1.3) – є кероване джерело реактивної потужності. Він забезпечує підтримку заданих рівнів напруги за допомогою генерації або споживання реактивної потужності в точці його приєднання, при цьому не потрібно установки ні реакторів, ні батарей конденсаторів [16].

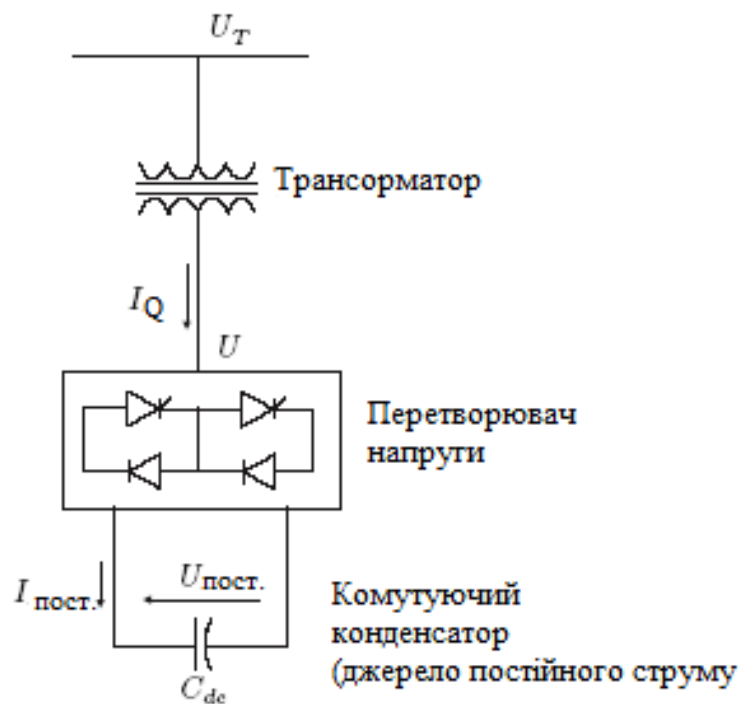


Рисунок 1.3 – Статичний синхронний компенсатор (СТАТКОМ)

Заряджений конденсатор C_{dc} забезпечує постійною напругою перетворювач, який у свою чергу створює контрольовану трифазну напругу із частотою енергосистеми змінного струму. Обмін реактивною потужністю між

перетворювачем напруги та системою змінного струму можна регулювати з допомогою зміни амплітуди напруги \underline{U} на виході перетворювача [12-16]. Якщо амплітуда напруги \underline{U} на виході перетворювача більше, ніж амплітуда напруги \underline{U}_T системи змінного струму, створюється випереджаючий по фазі струм, тобто. СТАТКОМ діє, як генератор реактивною потужності. Якщо амплітуда напруги \underline{U} на виході перетворювача менше, ніж амплітуда напруги \underline{U}_T системи змінного струму, то створюється струм, що відстає за фазою, тобто. СТАТКОМ діє, як споживач реактивною потужності. Якщо амплітуди \underline{U} і \underline{U}_T рівні, то СТАТКОМ не споживає і не генерує ніякої реактивною потужності [17].

СТАТКОМ споживає з мережі змінного струму невелику активну потужність для компенсації втрат у перетворювачі напруги та зарядки конденсатора на постійному струмі [18]. У період часу, коли СТАТКОМ діє в режимі компенсації, наприклад, генерації реактивної потужності, перетворювач повинен забезпечувати заряд конденсатора на постійному струмі. Це завдання вирішується за допомогою створення вихідної напруги перетворювача, що відстає від напруги зовнішньої мережі на невеликий кут (зазвичай $0.1^\circ - 0.2^\circ$) [19].

Однією з переваг СТАТКОМу є його здатність здійснювати обмін не тільки реактивною, але і активною потужністю з системою змінного струму. Для цих цілей на боці постійного струму необхідно підключити джерело активної потужності або накопичувач енергії (наприклад, потужний конденсатор) [19]. При цьому є можливим досягти будь-якого поєднання генерації або споживання активної та реактивної потужності, як показано на рисунку 1.4 [2-5].

СТАТКОМ по суті є аналогом синхронної машини (синхронного компенсатора), який створює трифазну синусоїдальну напругу з контрольованою амплітудою і фазовим кутом [20]. Однак, у відмінності від синхронного компенсатора СТАТКОМ через відсутність обертових частин реагує на керуючий вплив майже миттєво, тобто є більше швидкодіючим пристроєм [20].

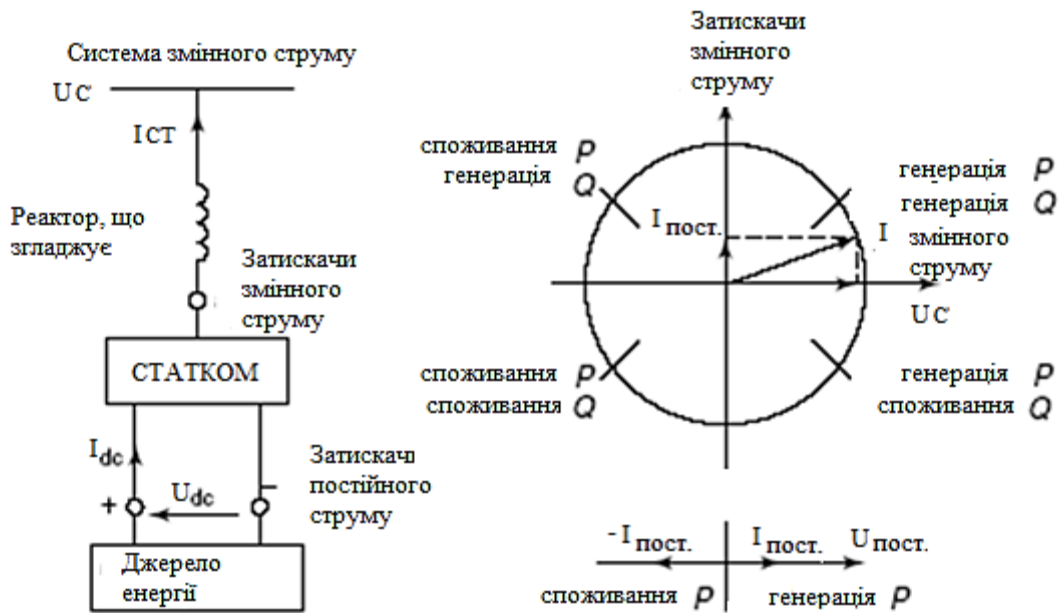


Рисунок 1.4 – Обмін потужністю СТАТКОМу з зовнішньої системою змінного струму

Порівняння поперечних компенсуючих пристроїв. При номінальній напрузі зовнішньої мережі змінного струму функціональні можливості компенсації та вольтамперні характеристики (рисунок 1.6) статичних генераторів реактивною потужності СТАТКОМ і СТК [17] подібні. Проте, принцип дії СТАТКОМ докорінно відрізняється від принципу дії СТК: перший (з генератором реактивною потужності, виконаним на базі перетворювача) функціонує як поперечно включене синхронне джерело напруги, а другий - як поперечно включена керована реактивна провідність [17]. Ця базова відмінність пояснює кращі функціональні характеристики, кращу швидкодію та більше широку область застосування СТАТКОМ порівняно з СТК [18].

Максимальний вихідний (ємнісний або індуктивний) струм СТАТКОМ не залежить від напруги мережі змінного струму, а максимальна генерація (або споживання) реактивною потужності компенсатором лінійно змінюється при зміні напруги мережі змінного струму (Рисунок 1.7а) [19]. Експлуатацію

СТАТКОМ є можливим здійснювати навіть при напрузі зовнішньої електричної мережі 0,15 в.о.

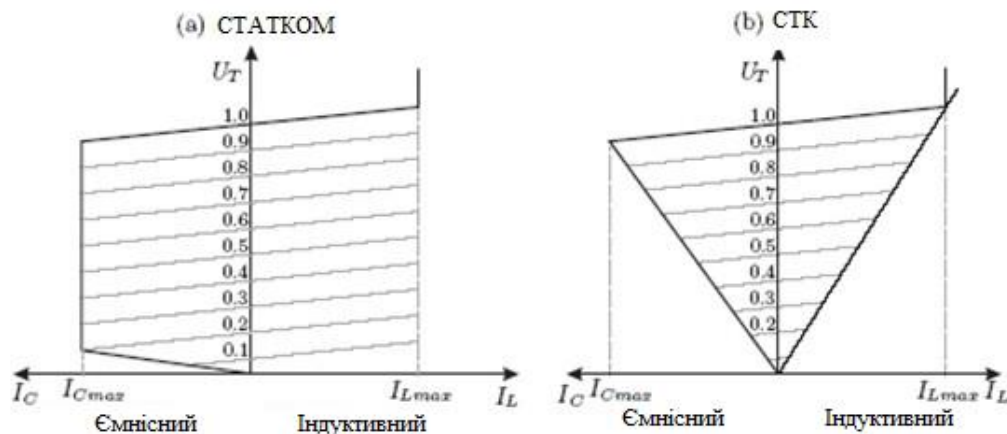


Рисунок 1.6 – Вольтамперні характеристики СТК і СТАТКОМ

На відміну від Статком, СТК розглядається як постійна ємнісна або індуктивна провідність при номінальній видачі потужності. Реактивна потужність, споживана чи генерована СТК, визначається по формулі [20]:

$$Q_{\text{СТК}} = V_{\text{СТК}} \times U_{\text{T}}^2, \quad (1.1)$$

де $V_{\text{СТК}}$ - провідність ємнісного або індуктивного шунту на землю, U_{T} - напруга зовнішньої мережі в точці підключення СТК.

Максимально досяжне значення компенсаційного струму СТК лінійно зменшується з зменшенням напруги мережі змінного струму, а максимальна вихідна реактивна потужність зменшується пропорційно квадрату цієї напруги (рисунок 1.7b).

Отже, СТАТКОМ переважає СТК у можливості підтримки напруги у разі великих збурень в енергосистемі, під час яких відхилення напруги виходять далеко за межі лінійної робочої ділянки компенсатора. Можливість забезпечення максимального струму компенсації при зниженому рівні напруги дозволяє

СТАТКОМ забезпечувати таку ж динамічну компенсацію, як СТК, що має значно вищу номінальну потужність.

Крім того, СТАТКОМ має більшу швидкодію, ніж СТК, а також здатний передавати регульовану активну потужність від джерела енергії (великого конденсатора, батареї, паливного елемента, надпровідного магнітного накопичувача тощо), розташованого на стороні постійного струму, до системи змінного струму.

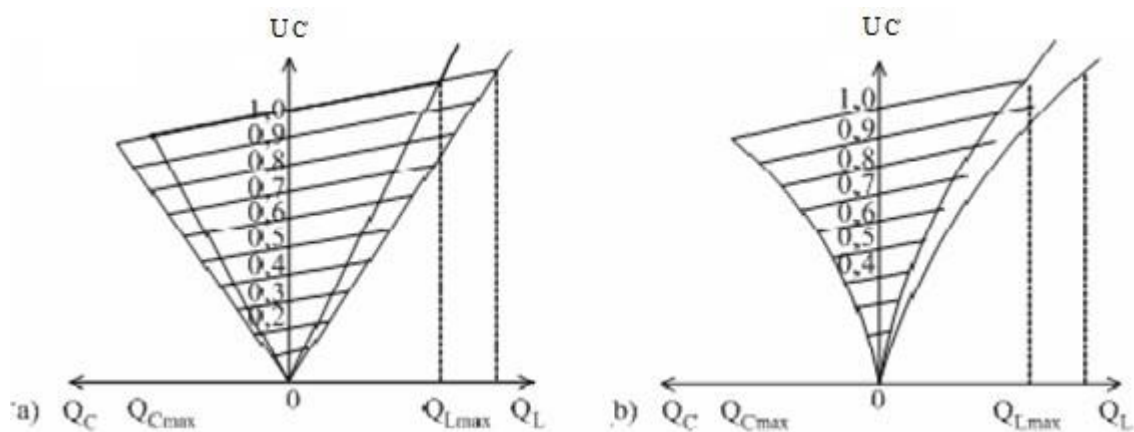


Рисунок 1.7 - Характеристики реактивною потужності СТАТКОМ (а) і СТК (б)

Управління обміном реактивною і активною потужністю між СТАТКОМ та системою змінного струму може здійснюватися незалежно один від одного; тобто, можливе будь-яке поєднання генерації та поглинання активної та реактивної потужності. Так, забезпечуючи СТАТКОМ пристроєм акумулювання енергії відповідної енергоємності, можна реалізувати ефективні стратегії управління реактивною та активною потужностями для збільшення запасу динамічної стійкості та покращення демпфування коливань потужності [18-20].

Призначення і функціональні можливості керованих шунтувальних реакторів. Керовані реактори найбільш перспективні як засоби поперечної компенсації у довгих лініях високої та надвисокої напруги. Їхнє основне призначення – споживання надлишкової реактивної потужності лінії

електропередач з метою нормалізації рівнів напруг. При цьому використання УШР дозволяє [21-25]:

- автоматизувати процес стабілізації напруги або одного з заданих параметрів режиму з одночасним розвантаженням комутаційного обладнання в схемах регулювання напруги;
- підвищити до 30% пропускну здатність лінії електропередач по допустимому рівню напруги; знизити втрати потужності в електричних мережах та підвищити надійність їх експлуатації, у тому числі і за рахунок різкого зниження числа спрацьовування пристроїв РПН трансформаторів;
- підвищити межу переданої потужності по умові статичної стійкості системи;
- скоротити час протікання перехідних процесів;
- зменшити застосування генераторів на електростанціях в якості регульованих джерел реактивною потужності;
- скоротити використання дорогого і складного в експлуатації обладнання (синхронні компенсатори, статичні тиристорні компенсатори);
- обмежити використання складною системи комутації некерованих шунтувальних реакторів на лініях;
- як слідство - підвищити техніко-економічні показники електроенергетичних систем.

Керовані шунтувальні реактори трансформаторного типу. На рис.1.7 представлена схема керованого шунтувального реактора трансформаторного типу (УШРТ).

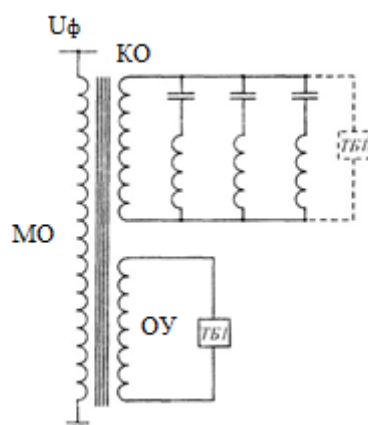


Рис.1.7. Принципова схема УШРТ.

УШРТ являє собою двообмотковий трансформатор з напругою короткого замикання, що дорівнює номінальній напрузі. Його первинна (мережева) обмотка постійно підключена до лінії, а нейтраль ізольована. Вторинна обмотка замкнута керуючим блоком. При застосуванні в керуючому блоці тиристорів з регульованими кутами запалювання передбачається третя (компенсаційна) обмотка КО, розташована між мережевою обмоткою (МО) і обмоткою управління (ОУ). Ця обмотка призначена для придушення вищих гармонійних струму реактора. З цією метою компенсаційні обмотки всіх трьох фаз з'єднані в трикутник. Для придушення вищих гармонік (5, 7 і 11) застосовуються фільтри вищих гармонійних, що підключаються до компенсаційних обмоток кожної з фаз. Кожен такий фільтр складається з послідовно з'єднаних низьковольтного реактора (з постійною індуктивністю) і конденсатора, підібраних таким чином, що вони забезпечують коротке замикання компенсаційної обмотки для кожної з гармонік. У залежності від кута запалювання тиристорів (від 0 до 90°) струм в обмотці управління змінюється від 0 до номінального, а в мережевій обмотці від відносно невеликого ємнісного струму, обумовленого фільтрами вищих гармонійних, до номінального (індуктивного) струму.

Втрати потужності в реакторі є важливим техніко-економічним фактором. Вони визначаються втратами в провідниках обмоток від струму, що по ним протікає, додатковими втратами від вихрових струмів, викликаних магнітним потоком в обмотках, і втратами в магнітопроводі. Мінімізація втрат в обмотках особливо актуальна для УШРТ, оскільки у номінальному режимі УШРТ весь магнітний потік витісняється з основних стрижнів магнітопроводу і зосереджується в міжобмотковому зазорі та в обмотках (так як у режимі короткого замикання трансформаторів). Виходячи з досвіду експлуатації шунтувальних реакторів з фіксованими параметрами, де втрати становлять близько 0,2% від номінальної потужності реактора, тоді як енергосистеми вимагають, щоб втрати потужності УШРТ не перевершували 0,5% від їх

номінальною потужності. Як показують дослідження і розрахунки, втрати в УШРТ виявляються навіть значно менше, чим в фіксованому реакторі і складають в середньому 0,11%.

Зміст вищих гармонійних струму мережної обмотки даного типу реакторів не перевищує 2% від номінального струму у всім діапазоні його регулювання.

Такі характеристики УШРТ дозволяють підключати їх безпосередньо до ліній електропередач. У нормальних режимах роботи лінії вони забезпечують компенсацію надлишкової зарядної потужності лінії, автоматично стежачи за режимом роботи електропередачі. В аварійних режимах (обрив лінії, короткий замикання на лінії тощо) вони швидко змінюють струм до необхідної величини, забезпечуючи обмеження внутрішніх перенапруг, швидке згасання дуги короткого замикання тощо.

Керований реактор трансформаторного типу 420 кВ, 50 МВ·А виготовлений та включений в експлуатацію в Індії [21-25], два реактори потужністю 63 МВА на напругу 220 кВ - в енергосистемі Анголи [Стаття CIGRE 2016]

Шунтуючі реактори, керовані підмагнічуванням сердечника. З початку 80-х років минулого століття тематика розробки і застосування керованих підмагнічуванням електричних реакторів займає провідне місце в області виробництва і експлуатації високовольтного силового електроустаткування [21-26]. Ретельний аналіз технічних характеристик та функціональних можливостей цих пристроїв, проведений фахівцями енергокомпаній і електротехнічних фірм різних країн показав, що керовані підмагнічуванням реактори, що шунтують, являють собою унікальний комплекс стабілізації напруги, зниження втрат і підвищення надійності експлуатації довгих ліній електропередач та розподільчих мереж. Вартість такого проекту в 1,5 - 2 рази нижче альтернативних варіантів. Наприклад, виготовлення статичного тиристорного компенсатора тієї ж потужності обходиться щонайменше вдвічі дорожче через необхідності застосування тиристорного ключа потужністю, рівною потужності пристрою, а експлуатаційні витрати незрівнянно вище. У то ж час, умови експлуатації керованих реакторів не відрізняються від умов експлуатації звичайних силових

трансформаторів.

При порівнянні даного типу реакторів з керованими реакторами трансформаторного типу необхідно відзначити, що 1кВАр встановленою потужності УШРТ стоїть 12 \$, а покупка некерованих шунтувальних реакторів обходиться в 8 \$/квар. Така різниця в цінах виходить через високу вартість міді, якої в УШРТ вдвічі більше, ніж у реакторі з фіксованими параметрами. У реакторі, керованому підмагнічуванням, кількість міді не збільшено, зате в два рази завищено кількість заліза.

У керованих підмагнічуванням електричних реакторах регулювання індуктивності здійснюється зміною ступеня насичення магнітної системи. У результаті досягається плавне регулювання споживаної потужності реактора практично від нуля до номінального значення. Допускається тривале перевантаження на 20% та короткочасна на 40%.

Реактор даного типу є комплексом електротехнічного обладнання, що складається з електромагнітної частини (фази реактора), трансформатора зі вбудованим напівпровідниковим перетворювачем, системи управління, регулювання, захистів і автоматики, пристрою корекції форми струму і нейтралера - заземлюючого фільтра нульовий послідовності. Узагальнена електрична схема керованого реактора показано на рис.1.8.

У залежності від ступеня насичення магнітної ланцюги фаз споживана потужність може змінюватись у широких межах. Ступінь насичення магнітного ланцюга регулюється протіканням по обмотці управління постійного електричного струму. Чим більше струм в обмотці управління, тим більша реактивна потужність споживається фазами.

Трансформатор із вбудованим перетворювачем 2 призначений для регулювання значення постійного струму в обмотці керування фаз 1, що здійснюється зміною значення випрямленої напруги перетворювача.

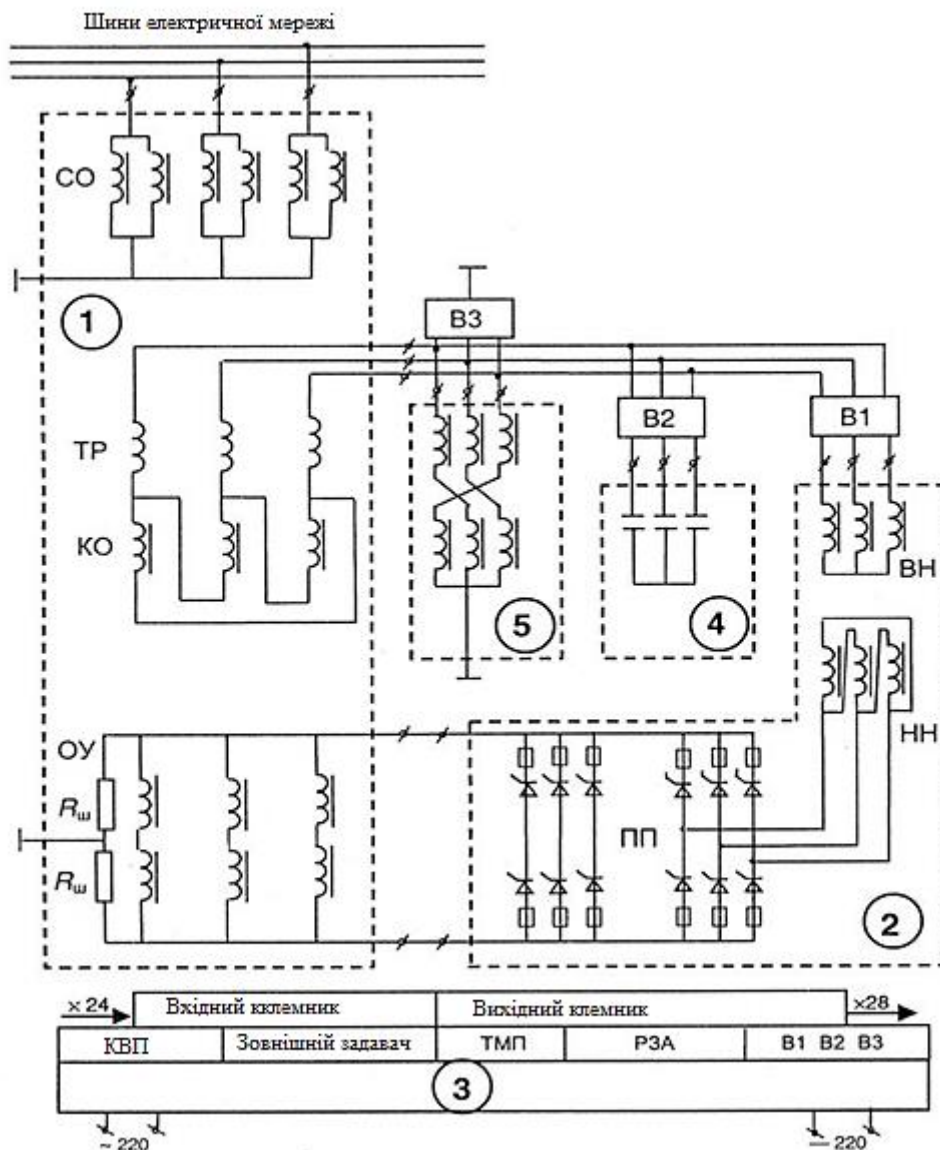


Рис.1.8 – Загальна електрична схема реактора, керованого підмагнічуванням:

1 – електромагнітна частина (фази) (ЗІ – мережева обмотка; КО – компенсаційна обмотка; ОУ – обмотка управління); 2 – трансформатор зі вбудованим перетворювачем (ТМП) (ВН, ПН – обмотки трансформатора; В1, В2 – вимикачі; ПП – напівпровідниковий перетворювач); 3 – система управління, регулювання, захисту та автоматики (СУРЗА) (КВП – контрольно-вимірювальні прилади; Зовнішній задавач – зовнішній задатчик сигналу неузгодженості; В1, В2, В3 – введення управління вимикачів; РЗА – релейний захист підстанції); 4 – пристрій корекції форми струму (УКФ); 5 – заземлюючий фільтр нульовий послідовності, нейтралер

(ФМЗВ).

1.3 Статичні повздовжні пристрої компенсації

Різні повздовжні компенсуючі пристрої високоефективні як в управлінні потоками потужності по лінії електропередачі, так і в підвищенні стійкості [27]. Принцип дії повздовжніх регуляторів заснований на управлінні перетіканням потужності за допомогою зміни повздовжнього опору ЛЕП [25], або створення додаткового напруги, компенсуючого падіння напруги в індуктивному опорі лінії.

Основними завданнями, які вирішуються в енергосистемах за допомогою установки вищезгаданих повздовжніх пристроїв, є [28]: ліквідація струмових перевантажень транзитних ЛЕП і обладнання в аварійних режимах; забезпечення роботи введених в експлуатацію додаткових потужностей електростанцій; підвищення керованості потоками потужності в процесі передачі електроенергії; динамічна стабілізація напруг в вузлах і демпфування коливань перетікань потужності по ЛЕП в нормальних і аварійних режимах; надійне підключення нових навантажень споживачів.

Такими статичними повздовжніми компенсуючими пристроями на основі технологій FACTS є: тиристорно-підключаємий повздовжній конденсатор, тиристорно-керований повздовжній конденсатор, тиристорно-керований повздовжній реактор, тиристорно-підключається повздовжній реактор, статичний синхронний повздовжній компенсатор і регулятор фазового кута.

Тиристорно-підключаємий повздовжній конденсатор (*Thyristor-Switched Series Capacitor - TSSC*). Тиристорно-підключаємий повздовжній конденсатор (рисунок 1.8) - ємнісний компенсатор реактивного опору, який складається з повздовжньо включеного конденсатора, зашунтованого через тиристорний вимикач, для забезпечення ступінчастого регулювання повздовжнього ємнісного опору [22,23].

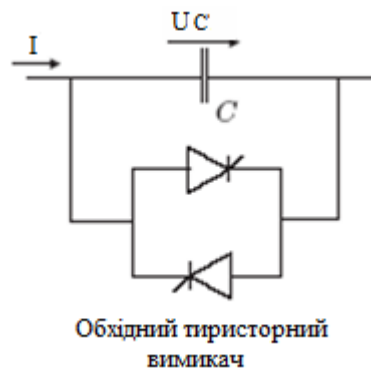


Рисунок 1.8 – Тиристорно-підключаємий поздовжній конденсатор

У даному пристрої немає плавного регулювання ємнісного опору. Увімкнення реактора здійснюється при двох значеннях кута включення 90° і 180° градусів (без можливості управління кутом), що дозволяє зменшити вартість і втрати в даному типі пристрої регулювання [22,23].

Конденсатор водиться в лінію, якщо відповідний тиристорний вимикач вимкнений, інакше весь струм протікає через обхідний тиристорний вимикач.

Тиристорно-керований повздовжній конденсатор (Thyristor-Controlled Series Capacitor - TCSC). Тиристорно-керований повздовжній конденсатор – ємнісний компенсатор індуктивного опору лінії, котрий складається з повздовжнього конденсатора, паралельно якому увімкнено реактор з тиристорної системою управління для забезпечення плавного регулювання повздовжнього ємнісного опору (рисунок 1.9) [22,23].

Реактор з змінним опором, а саме тиристорно-керований реактор (Thyristor Controlled Reactor - TCR), підключений паралельно конденсатору, увімкненому послідовно в лінію електропередачі [28]. Коли кут включення TCR складає 180° , ланцюг реактора знаходиться в непровідному стані, а опір конденсатора дорівнює його номінальному значенню. У діапазоні кута включення тиристорів від 180° до 90° еквівалентний ємнісний опір зменшується.

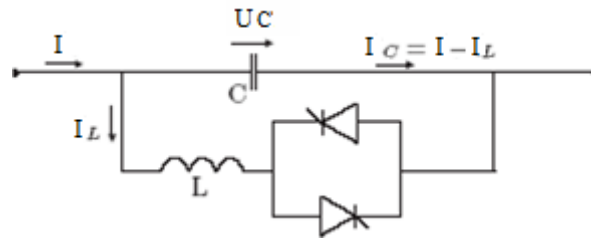


Рисунок 1.9 – Тиристорно-керований поздовжній конденсатор

Коли кут включення TCR складає 90° , ланцюг реактора знаходиться повністю в стані, що проводить і еквівалентне опір пристрою стає індуктивним тому, що при проектуванні пристрою реактор обирається так, щоб його опір було набагато менше опору конденсатора. При значенні кута вмикання 90° TCSC працює в режимі обмеження струму короткого замикання.

Статичний синхронний поздовжній компенсатор (Static Synchronous Series Compensator - SSSC). Статичний синхронний поздовжній компенсатор – статичний синхронний генератор, що працює без зовнішнього джерела електроенергії у режимі поздовжнього компенсатора, вектор вихідної напруги якого знаходиться під прямим кутом до струму лінії; управління здійснюється з метою збільшення чи зменшення повного реактивного падіння напруги на лінії і, таким чином, управління потужністю, що передається. Компенсатор SSSC може бути оснащений пристроєм акумулювання або споживання енергії (рисунок 1.10а) для збільшення динамічних властивостей енергосистеми за допомогою тимчасової компенсації активної потужності для миттєвого збільшення або зменшення повного активного (резистивного) падіння напруги на лінії [22,23].

Статичний синхронний поздовжній компенсатор - це поздовжній компенсатор, заснований на перетворювачі напруги та включений через трансформатор послідовно в лінію.

Принцип дії SSSC показаний рис. 1.11, на прикладі найпростішої

електропередачі (двомашинної системи). З векторної діаграми видно, що джерело напруги створює добавку напруги, забезпечує зростання струму та потоку потужності по даній лінії. Такого ж результату можна досягти при установці послідовно в лінію конденсатора:

$$U_q = U_c = -jX_c I = -jkXI,$$

де U_c та U_q – додаткові вектори компенсуючої напруги, I – струм лінії, X_c – реактивне опір поздовжнього конденсатора, X – реактивне опір лінії, $k = X_c/X$ – ступінь поздовжньої компенсації.

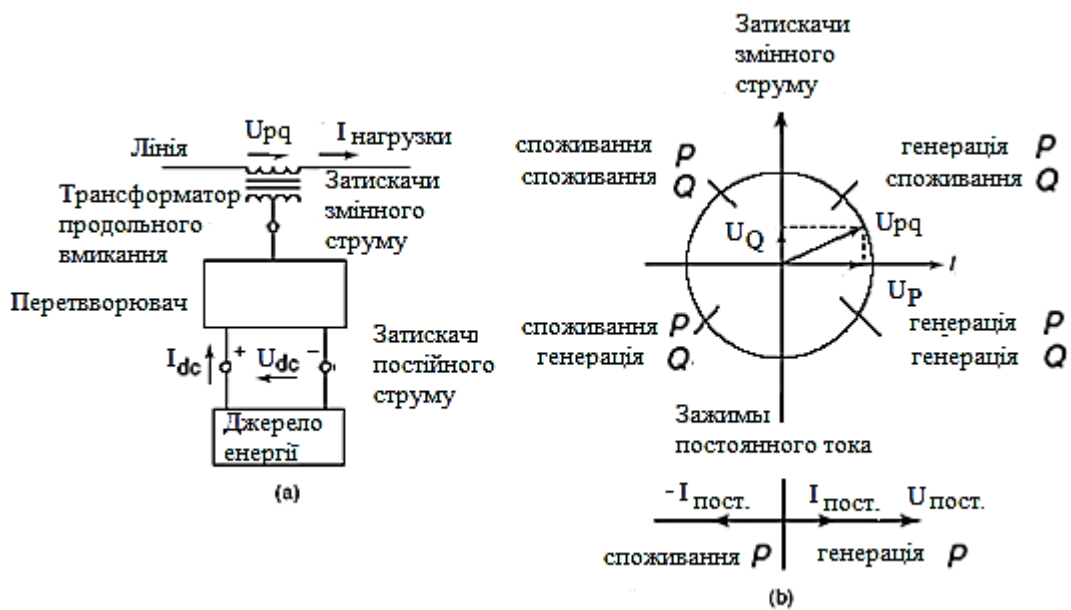


Рисунок 1.10 – Статичний синхронний поздовжній компенсатор з накопичувачем енергії(а); (b) режими роботи статичного синхронного поздовжнього компенсатора.

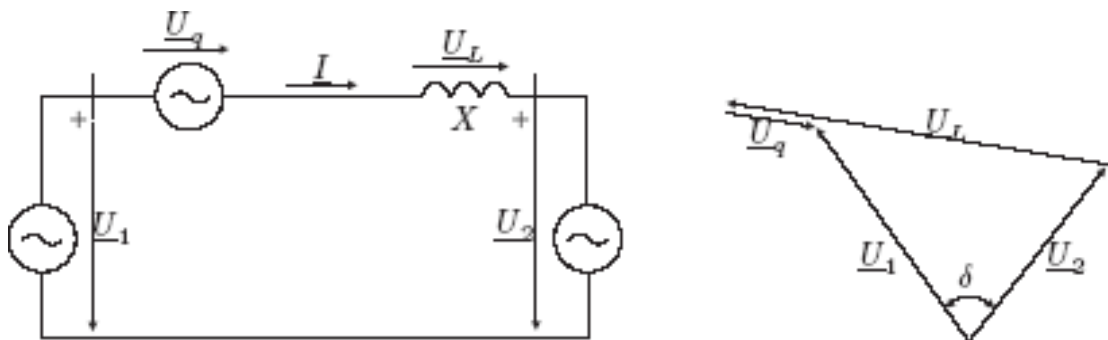


Рисунок 1.11 – Компенсація за допомогою синхронного джерела напруги

Отже, вихідна напруга джерела синхронного напруги є функцією струму лінії і забезпечує таку ж поздовжню компенсацію. Однак, на відмінність від реального поздовжнього конденсатора, синхронний джерело напруги здатне підтримувати постійною компенсуючу напругу при зміні струму лінії або керувати амплітудою додаткової компенсуючої напруги незалежно від амплітуди струму лінії [20,22].

При нормальній ємнісній компенсації вихідна напруга відстає по фазі від струму лінії на 90° . Для синхронного джерела напруги зміна полярності вихідної напруги може бути виконане простим керуючим впливом для забезпечення випередження або відставання стосовно струму лінії на 90° . У цьому випадку додаткова напруга зменшує напругу на індуктивному опорі лінії та, таким чином, поздовжня компенсація надає той ж ефект, як і в випадку збільшення реактивного опору лінії.

У відмінність від поздовжнього конденсатора, який працює в лінії електропередачі як реактивний опір і здатний здійснювати тільки генерацію реактивної потужності, система SSSC може здійснювати обмін із системою змінного струму як реактивною, так і активною потужністю за допомогою простого управління фазою додаткової напруги щодо струму лінії. Однак, як було зазначено раніше, для здійснення обміну активною потужністю необхідно, щоб затискачі постійного струму SSSC перетворювача були з'єднані з джерелом/споживачем енергії або пристроєм акумулювання енергії. Здатність SSSC здійснювати обмін активною потужністю зумовлює широку область його потенційного застосування [20, 27, 28].

У вітчизняній технічній літературі для зазначеного пристрою використовується термін ПСТАТКОМ. Це – СТАТКОМ, виконаний на базі перетворювача напруги і включений через трансформатор послідовно в лінію. Зазвичай додаткове напруга обмотки трансформатора, включеною в розсічення лінії складає невелику величину по відношенню до напруги мережі. Ізоляція конструкції пристрою має бути виконана на повну напругу лінії. Є два можливі

шляхи вирішення даної проблеми: або ізоляція між первинною та вторинною обмотками трансформатора повинна бути розрахована на напруга лінії щодо землі і перетворювач розташовується на потенціалі землі, або перетворювач розташовується на ізольованій платформі. У останньому випадку необхідно вирішити такі завдання, як передача на високий потенціал імпульсів управління, живлення власних потреб, забезпечення роботи вимірювальних, інформаційних каналів, системи охолодження тощо.

Усе елементи компенсатора, обтічні струмом лінії, повинні бути розраховані на повний струм лінії, що збільшує вартість пристрої.

Об'єднаний регулятор перетікання потужності (*Unified Power Flow Controller - UPFC*). Об'єднаний регулятор перетікання потужності (ОРПП) - об'єднання статичного синхронного компенсатора (СТАТКОМ) і статичного синхронного поздовжнього компенсатора (SSSC, ПСТАТКОМ) за допомогою загального зв'язку постійного струму для забезпечення двоспрямованого обміну активною потужністю між компенсаторами, метою якого є спільна компенсація активною і реактивною потужності в лінії електропередач без зовнішнього джерела енергії [20]. За допомогою введення додаткової поздовжньої напруги з регульованою фазою пристрій UPFC здатний в режимі реального часу одночасно або вибірково регулювати напругу лінії електропередачі, опір, кут або потік активної і реактивної потужності в лінії. З допомогою UPFC стає можливим також здійснювати незалежну керовану поперечну компенсація. Таким чином, ОРПП має усі функціональні можливості вищерозглянутих пристроїв на основі технологій FACTS (СТК, СТАТКОМ, регулятор фазового кута, ТУПК, SSSC).

ОРПП представляє собою синхронний джерело напруги, підключене послідовно в лінію електропередачі, з керованою амплітудою U_{pq} і кутом ρ (рис. 1.13).

Дане джерело напруги здійснює обмін активною і реактивною потужністю з зовнішньою мережею. Однак, джерело напруги здатне генерувати тільки реактивну потужність, активна потужність повинна підводитися до нього від джерела живлення, яким виступають шини однієї з підстанцій по кінцях лінії

електропередач.

Для двомашинної системи, представленої на рисунку 1.14, активна потужність, що передається по лінії, може бути розрахована занаступною формулою:

$$P = (U_1 U_2 / X) \sin \delta + (U_2 U_{pq} / X) \sin \rho \quad (1.5)$$

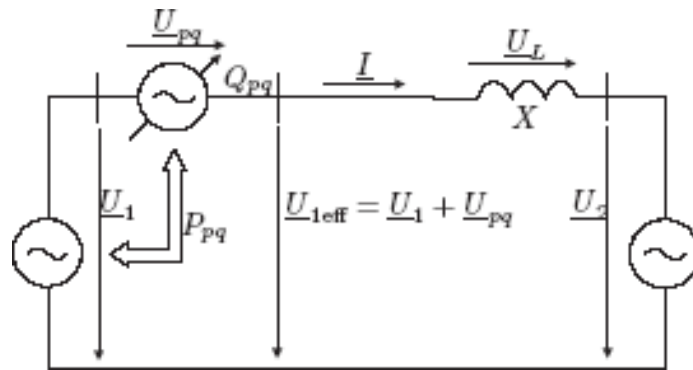


Рисунок 1.13 – Принцип дії об'єднаного регулятора перетікання потужності

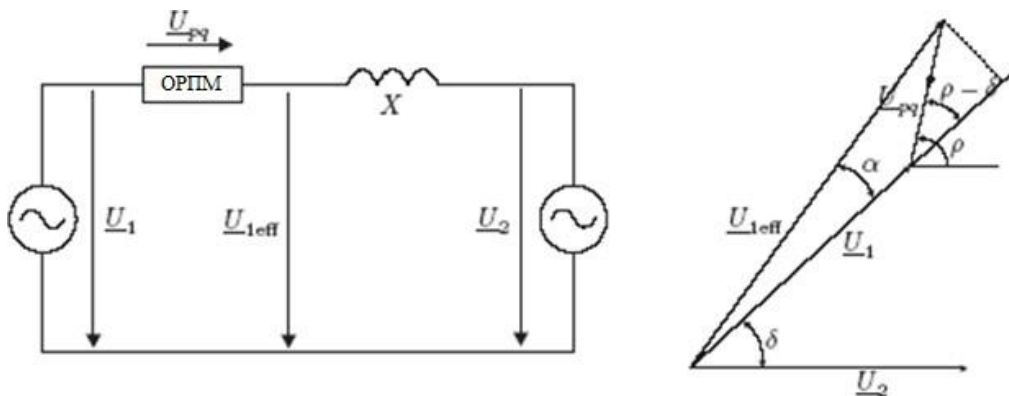


Рисунок 1.14 – Об'єднаний регулятор перетікання потужності у двомашинній системі

На рис. 1.15 представлений об'єднаний регулятор перетікання потужності, який складається з двох перетворювачів напруги, що діють за допомогою загального зв'язку постійного струму (конденсатора). При цьому, один

перетворювач напруги підключається до мережі змінного струму паралельно (перетворювач 1), а інший – послідовно (перетворювач 2). Активна потужність може вільно протікати в обох напрямках між виводами змінного струму перетворювачів напруги, крім того, кожен з перетворювачів здатний незалежно один від одного генерувати або споживати реактивну потужність. Перетворювач 2 вводить послідовно у лінію додаткову напругу \underline{U}_{pq} з регульованою амплітудою та фазою ρ . Крім того, кут напруги \underline{U}_{pq} може бути примусово змінена від 0° до 360° .

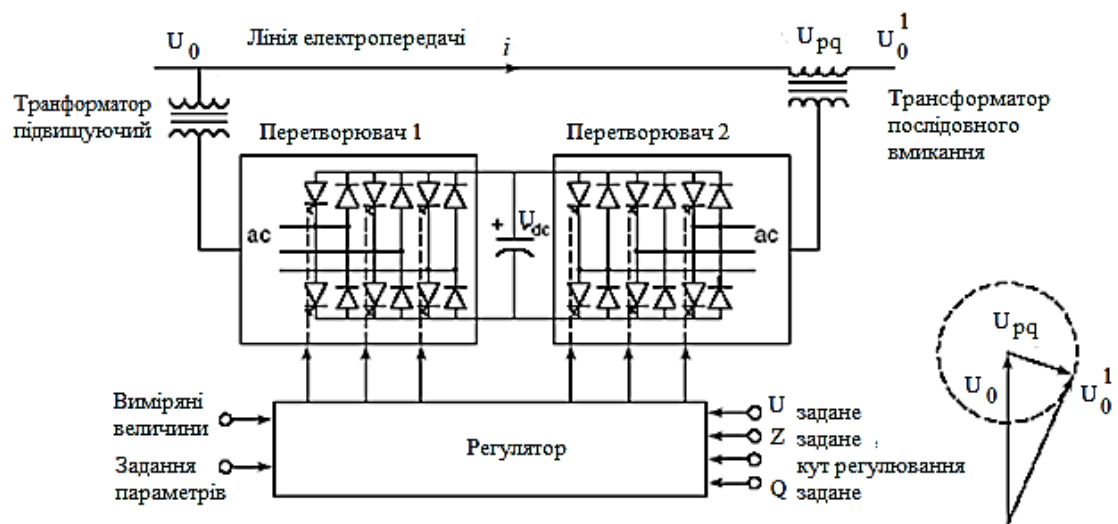


Рисунок 1.15 – Об'єднаний регулятор перетікання потужності

Основна функція перетворювача 1 полягає в забезпеченні перетворювача 2 (або споживанні від нього) необхідною потужністю за допомогою загальної зв'язки постійного струму. Крім того, частина активною потужності, що відбирається перетворювачем 1 з мережі змінного струму, витрачається на покритті втрат. Перетворювач 1 також підтримує задану напругу на боці постійного струму. Таким чином, із зовнішньої мережі змінного струму об'єднаним регулятором перетікання потужності споживається активна потужність, яка витрачається на покриття втрат перетворювачах і в трансформаторах, що з'єднують їх з мережею. Крім того, перетворювач 1 діє як СТАТКОМ, тому він також регулює напруга на

шинах підстанції, до яких він підключений, за допомогою споживання або генерації реактивної потужності.

Основна функція перетворювача 2 полягає в регулюванні (споживання) активної потужності по лінії електропередач через поперечно включений трансформатор. Крім того, перетворювач 2 в випадку необхідності може генерувати або споживати керовану реактивну потужність, і, таким чином, може забезпечити незалежну реактивну компенсацію лінії.

Концепція різних керуючих впливів об'єднаного регулятора перетікання потужності представлені на рисунку 1.16.

Діаграма (а) показує можливість створення додаткового вектору напруги V_{pq} до існуючої напруги на шинах V_0 з кутом від 0° до 360° . Для здійснення скалярного регулювання напруги можна створити додаткову напругу V_{pq} , що збігається по фазі з V_0 , як показано на діаграмі (б). Комбіноване регулювання напруги та поздовжнього опору лінії показані на діаграмі (с), де додаткова напруга V_{pq} представлена сумою напруг ΔU_0 (складова додаткового напруги, збігається по фазі з V_0) і V_c (складова додаткового напруги, характеризує поздовжню компенсацію), при цьому V_c відстає від струму лінії на 90° .

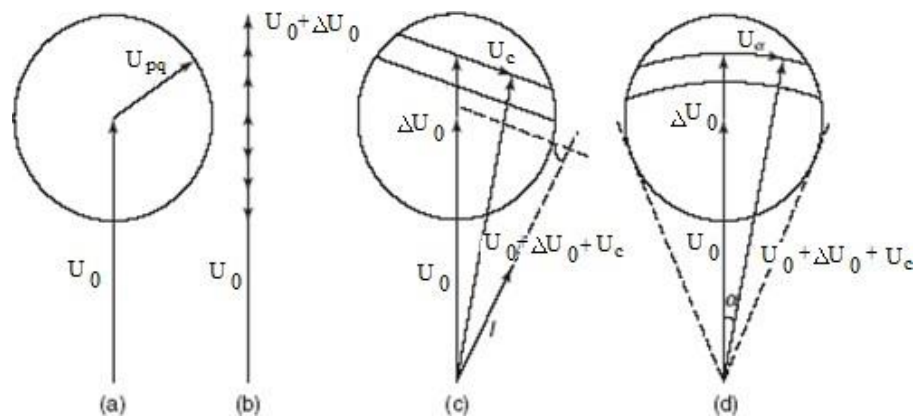


Рисунок 1.16 – Векторна діаграма, що ілюструє можливості управління об'єднаного регулятора перетікання потужності: (а) - введення додаткового напруги з різними складовими; (б) - регулювання напруги; (с) - регулювання напруги та поздовжнього опору лінії (падіння напруги на індуктивному опорі

лінії); (d) – регулювання напруги і фазового кута.

При здійсненні фазового зсуву по кінцях передачі, як показано на діаграмі (d), створюване об'єднаним регулятором перетікання потужності додаткова напруга V_{pq} є комбінацією складових ΔV_0 (складова додаткової напруги, що збігається по фазі з V_0) і V_α (складова додаткової напруги, що характеризує фазовий зсув). Таким чином, за допомогою складової V_α здійснюється фазовий зсув напруги $V_0 + \Delta V_0$. Результат управління перетіканням потужності за допомогою усіх вищезгаданих регулюючих впливів представлений на рисунку 1.17. Об'єднаний регулятор перетікання потужності при зміні режиму електропередачі залежно від заданих уставок вибирає одне чи відразу кілька керуючих впливів (регулювання напруги, опору або фазового зсуву по кінцям передачі) [20, 22, 23].

Номінальна потужність обладнання UPFC вибирається за наступними параметрам [14]:

амплітуда додаткової напруги (V_{pq}); номінальний струм лінії електропередачі (при виборі послідовного перетворювача); номінальний струм поперечного перетворювача; діапазон регулювання лінійного напруги; величина переданої активною потужності між поздовжнім і поперечним перетворювачем.

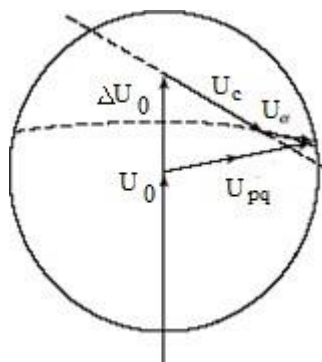


Рисунок 1.17 – Векторна діаграма, що характеризує одночасне регулювання напруги, опору і кута передачі.

1.4 Використання пристроїв FACTS

У таблиці 1.1 представлені проблеми, що найбільш часто зустрічаються в енергосистемі, і які можуть бути вирішені за допомогою застосування пристроїв FACTS.

Застосування СТК. У здебільшого СТК застосовуються для швидкого регулювання рівнів напруги, а також недопущення короточасних перенапруг, виникаючих внаслідок різних аварійних обурень (відключення навантаження, коротке замикання тощо). Постійне регулювання реактивної потужності на шинах підстанцій сприяють підвищення переданої потужності і підтримці заданих рівнів напруги як в нормальних, так і в після-аварійних режими.

Швидка керованість, що забезпечується за допомогою включення тиристорів, може також використовуватися для підвищення статичної і динамічної стійкості [26,27].

Таблиця 1.1 – Розв'язання проблем за допомогою пристроїв FACTS

Об'єкт впливу	Проблема	Спосіб впливу	Тип пристрою FACTS
Напруга	Низькі рівні напруги при високою завантаженні ліній	Генерація реактивною потужності	СТК, СТАТКОМ
		Зниження реактивного опору лінії	ТУПК
	Високі рівні напруги при низькому завантаженні ліній	Споживання реактивної потужності	СТК, УШР, СТАТКОМ
	Низькі рівні напруги що приводять до відключень споживачів	Генерація реактивною потужності	СТК, СТАТКОМ
Потік потужності	Потокорозподіл між паралельними лініями електропередачі	Регулювання реактивного опору	ТУПК, РФУ, ОРПП
		Регулювання фазового кута	РФУ, ОРПП
	Реверс потоку потужності	Регулювання фазового кута	РФУ, ОРПП

рівні струмів короткого замикання	Високі рівні струмів короткого замикання	Обмеження рівнів струмів короткого замикання	ТУПК, ТПР
-----------------------------------	--	--	-----------

У випадку виникнення необхідності в застосуванні СТК важливим питанням є його місце установки. Якщо основним завданням є збільшення межі переданої потужності довгої лінії електропередачі, то оптимальним місцем установки СТК буде середина даної ЛЕП. Крім того, для далеких ліній електропередач може бути виконана установка кількох СТК на проміжних підстанціях (реалізовано на ВЛ 735 кВ в Канаді).

Якщо ж встановлення СТК необхідна для підвищення меж потужності, що передається в електричній мережі, а не по конкретній лінії, то найбільш раціональною буде встановлення даного регулятора на шинах підстанції, яка характеризується критичними рівнями напруги.

Основним недоліком СТК є створення вищих гармонік струму. Одним з методів зниження генерації гармонік є поділ основного тиристорно-керованого реактора на кілька паралельних реакторів з однаковою номінальною потужністю. При цьому тільки в одного з реакторів буде можливість плавної зміни споживаної реактивної потужності (зміни кута включення), а інші будуть або включені на номінальну потужність, або відключені, тобто вони будуть тиристорно-підключаємими реакторами.

СТК – це перший і найпростіший із регуляторів, що належать до пристроїв FACTS. Перший у світі СТК було введено в експлуатацію у 1974 році року. У справжнє час в світі встановлено більше 1500 СТК як для електроенергетичних систем, так і для промислового сектора.

Застосування УШР. До теперешнього часу реалізовано кілька великих проектів з застосуванням УШР. Найбільш відомим є оснащення трьома УШР 180 МВА, 500 кВ транзитної електропередачі «Північ – Південь» у Казахстані, електропередачі в ОЕС Сибіру між підстанціями 500 кВ Зоря - Барабінська - Таврійська - Аврора (2 реактора 180 МВА). Усього в електричних мереж різних

держав встановлено близько 100 одиниць УШР загальною потужністю близько 9000 МВА. Великого поширення набули джерела реактивної потужності класу 110 кВ на базі УШР, об'єднаного з конденсаторний батареєю (як правило вдвічі більшої потужності).

Застосування СТАТКОМ. У зв'язку з тим, що СТАТКОМ є більш досконалим пристроєм, чим СТК, то області застосування у обох цих пристроїв схожі. Однак, СТАТКОМ у порівнянні з СТК має наступні переваги: висока швидкодія; кращі технічні характеристики при знижених рівнях напруги в мережі; потрібно менша площа для установки обладнання (не потрібно установки батарей конденсаторів або реакторів).

Застосування в системотворчих мережах керованих засобів компенсації реактивної потужності (таких як СТАТКОМ та СТК) дозволяє вирішувати завдання підтримки напруги в допустимих межах і її стабілізації, забезпечуючи нормативні умови роботи електрообладнання електричних мереж і оптимальне поточкорозподіл реактивною потужності в мережі.

Відсутність потреби в великих площах є одним з основних переваг СТАТКОМ у порівнянні з традиційними засобами компенсації реактивною потужності. Встановлення СТАТКОМ потужністю 60 МВА займає (за даними АВВ) орієнтовно площу 45x18 м, на той час як установка еквівалентних ТРГ та конденсаторних батарей-фільтрів, вимагає удвічі більшої площі. Це дозволить виконувати встановлення даного типу обладнання на об'єктах електроенергетики (підстанціях, станціях) без їх розширення. Особливо це актуально для об'єктів, на яких з різного роду причин відсутня можливість збільшення території.

СТАТКОМ, як і будь-яке пристрій на основі силовий електроніки, є генератором вищих гармонік. Однак, використання багатоімпульсних і багаторівневих перетворювачів в СТАТКОМ виключає необхідність в фільтрації вищих гармонік.

Недоліками зазначеного типу пристроїв є: висока вартість, обумовлена використанням магнітних і самокомутуючих пристроїв (таких як я тиристори, що замикаються); наявність втрат у перетворювачі напруги (можуть змінюватись в

межах від 0.5 до 1%).

Однак, очікується, що нові розробки в силових напівпровідникових прилади дозволять знизити вартість і втрати, а також збільшити номінальні напруги і потужність даного типу регуляторів FACTS. У еперешній час, застосування СТАТКОМ в розподільчих мережах стає усе більше привабливим, не тільки з метою швидкого регулювання рівнів напруги, але також для ліквідації вищих гармонік і підвищення якості електропостачання.

СТАТКОМ належить до другого покоління регуляторів FACTS. Перший у світі пристрій СТАТКОМ (80 МВА на підстанції 154 кВ) був розроблений компанією Mitsubishi Electric Power Products та встановлений у Японії на підстанції Inuyama у 1991 році. Нині у світі налічується більше 20 пристроїв типу СТАТКОМ [16]. Найбільш значущі реалізовані проекти представлені в таблиці 1.2 [16].

Таблиця 1.2 – Найбільш значущі реалізовані проекти установки СТАТКОМ.

№	Рік реаліз. проекта	Країна	Рівень напр. кВ	Ном. потужність, Мвар	Призначення	Об'єкт встановлення і
1	1991	Японія	154 кВ	± 80	Підтримка необхідних рівнів напруги	ПС Інуяма
2	1992	Японія	500 кВ	± 50	Компенсація реактивною потужності	ПС Шин Шинано
3	1995	США	161 кВ	± 100	Підтримка заданих рівнів напруги на шинах підстанції	ПС Суліван
4	2001	Велико британія	400 кВ	0 - 225	Швидка компенсація реактивної потужності при аварійних обурення в енергосистемі	ПС Іст Клейдон
5	2001	США	115 кВ	- 41 - +135	Швидка компенсація реактивною потужності при аварійних обуреннях у енергосистемі	ПС Велко Ессекс
6	2003	США	138 кВ	± 100	Підтримка оптимальних рівнів напруги в період пікових навантажень	ПС Талега

Застосування ТУПК. Основне призначення тиристорно-керованого послідовного конденсатора - підвищення пропускної спроможності ліній електропередачі. Крім того, тиристорно-керована послідовна компенсація може бути використана для ліквідації субсинхронного резонансу за допомогою плавного регулювання опору електропередачі [17]. У випадку, якщо у прилеглої мережі немає проблем з субсинхронним резонансом, то в сталому режимі використання послідовних компенсуючих пристроїв з фіксованою ступенем компенсації (без можливості зміни) може бути достатнім.

З метою недопущення надмірної компенсації, проєктований робочий діапазон ТУПК, як правило, становить від -0.7 до 0.2 опору лінії електропередачі.

Конденсаторна батарея повинна витримувати будь-які струми в лінії. З причин практичного та економічного характеру забезпечити все це не завжди можливо. Тому, для захисту ТУПК від струмового перевантаження паралельно з даними пристроєм встановлюється тиристорний обхідний вимикач, який у випадку виникнення струмового перевантаження шунтує конденсатор [17].

Тиристорно-керований послідовний конденсатор – останній з першого покоління пристроїв FACTS, у якого зміна ступеня компенсації здійснюється за допомогою дії тиристорів. Перший у світі трифазний ТУПК був розроблений АВВ та встановлений на підстанції Kayenta (Арізона) у 1992 році, що призвело до збільшення пропускної спроможності лінії електропередачі на 30%. До кінця 2004 року у світі налічувалося сім пристроїв ТУПК: два в США на напругу 230 і 500 кВ, один у Швеції напруга 400 кВ, один у Бразилії на напругу 500 кВ, два в Китаї напруга 220 і 500 кВ, один в Індії на напруга 400 кВ.

Застосування об'єднаного регулятора перетікання потужності(ОРПП). Основна перевага регуляторів FACTS, що включають в себе кілька перетворювачів напруги, полягає в кращій гнучкості за рахунок здатності незалежного одночасного контролювання відразу кількох параметрів електропередачі [28,29]. За допомогою об'єднаного регулятора перетікання потужності представляється можливим здійснювати одночасне та незалежне управління перетіканнями активної та реактивної потужності по ЛЕП. Таким

чином, ОРПП дозволяє вирішувати ті ж, завдання, щоі ССПК, СТАТКОМ, СТК і ТУПК. Крім того, одною з безлічі переваг ОРПП є його здатність обмежувати перенапруги в лінії в режимі малих навантажень і холостого ходу за допомогою переводу послідовно включеного перетворювача в режим споживання реактивною потужності.

Об'єднання кількох пристроїв FACTS (зокрема, ОРПП створено за допомогою об'єднання СТАТКОМу і ПСТАТКОМу) з єдиною системою управління, відносяться до третього покоління пристроїв на основі технологій FACTS.

В даний час у світі встановлено два об'єднані регулятори перетікання потужності. Перший у світі ОРПП було встановлено 1998 року у США на ПС 138 кВ Інесс потужністю ± 320 МВА. Пізніше, в 2003 року був впроваджений в експлуатацію ще одного ОРПП у Південній Кореї на ПС 154 кВ Кангжин. У Нині у світі встановлено та успішно функціонує два ОРПП. Реалізовані проекти ОРПП представлені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Реалізовані проекти установки ОРПП.

№	Рік реалізації проекту	Країна	Рівень напр., кВ	Ном. потужність, МВА	Призначення	Об'єкт установки
1	1998	США	138 кВ	± 320	Підтримка необхідних рівнів напруги і регулювання перетікань активною потужності	ПС Інесс
2	2003	Південна Корея	154 кВ	± 80	Підтримка необхідних рівнів напруги і регулювання перетікань активною потужності	ПС Кангжин

ОРПП на підстанції 154 кВ . Особливістю корейської енергосистеми є віддаленість енергорайонів з генеруючими потужностями від населених енергорайонів, що призводить до необхідності передачі великої частки реактивної потужності по лініям електропередачі в цілях забезпечення допустимих рівнів

напруги у споживчих енергорайонах. Однак, цю потребу в реактивної потужності часом досить важко забезпечити через як екологічних проблем, так і труднощі з знаходження трас при новому електромережному будівництві (наприклад: при споруді додаткових ліній електропередачі). Безперервний розвиток промисловості і електроспоживання приводить до неухильного зростання дефіциту реактивної потужності споживчих енергорайонів.

З метою ліквідації вищезгаданих ситуацій Корейською енергетичною компанією було ухвалено рішення про впровадження в експлуатацію на підстанції 154 кВ (ПС-154) Кангажин об'єднаного регулятора перетікання номінальної потужності потужністю 80 МВА на ПЛ 154 кВ.

У зв'язку з тим, що ОРПП дозволяє регулювати перетікання потужності по лініям електропередачі, то його встановлення дозволила знизити ризики виникнення струмових перевантажень трансформаторного обладнання у районі ПС-154 при аварійному зниженні навантаження генеруючого обладнання на довколишніх електричних станціях і аварійному відключення ліній електропередачі. Схема електричних мереж у районі ПС-154 представлена на рисунку 1.12.

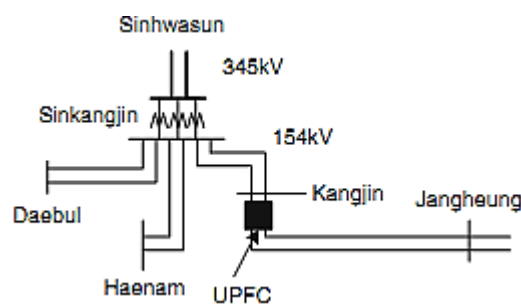


Рисунок 1.12 – Схема електричних мереж в районі ПС-154

На рис. 1.13 представлений один з двох перетворювачів напруги, що входять до складу ОРПП, який може працювати в одному з трьох режимів: СТАТКОМ, ССПК чи ОРПП.



Рисунок 1.13 – Перетворювач напруги ОРПІ на ПС 154 кВ

Як показано на рисунку 1.14, в склад ОРПІ ПС 154 кВ входять:

- два перетворювачі напруги, підключені паралельно та послідовно, номінальною потужністю 40 МВА кожен;
- два проміжних трансформатора 4.757/8.239 кВ номінальною потужністю 22.2 МВА з метою забезпечення зв'язку двох шести – імпульсних перетворювальних модулів та ліквідації складових $6n+1$ вищих гармонік.

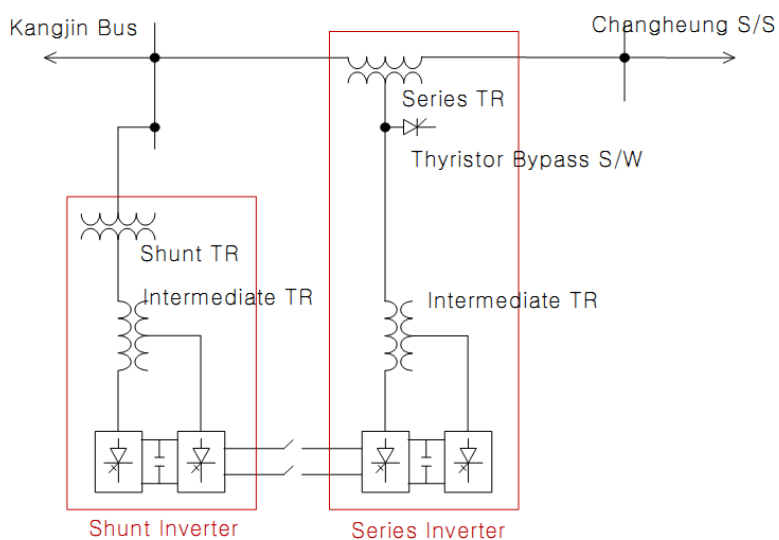


Рисунок 1.14 – Структура ОРПП ПС 154 кВ

Крім того, до складу ОРПП входять центральна система управління та система охолодження.

Паралельний перетворювач напруги (СТАТКОМ) підключений до енергосистемі через трансформатор 154/14.845 кВ номінальною потужністю 40 МВА, а послідовний перетворювач напруги (ПСТАТКОМ) через послідовний трансформатор 6.061/14.845 кВ номінальною потужністю 40 МВА. Особливістю даного ОРПП є наявність у ПСТАТКОМу тиристорного вимикача, який захищає послідовний перетворювач напруги від пошкодження при протіканні великих струмів короткого замикання.

Кожен модуль перетворювача напруги є шести – імпульсний трьох-рівневий перетворювач на основі тиристорів, що замикаються.

Завдяки наявності проміжних трансформаторів і трьохрівневій схемі на основі тиристорів, що замикаються, перетворювачі напруги функціонують як 24-імпульсні.

Основні переваги вищеописаною системи ОРПП:

- швидкодія в том числі при аварійних збурення в енергосистемі;
- зниження ризиків виникнення струмового навантаження довколишнього електромережевого обладнання за аварійних ситуацій в енергосистемі;
- забезпечення плавного регулювання як рівнів напруги, а й поточного розподілу активної потужності;
- відсутність вищих гармонік.

ОРПП на підстанції 138 кВ. Компанією «American Electric power», яка є основним власником підприємств електроенергетики в різних частинах Сполучених Штатів Америки, в кінці 1980-х і в початку 1990-х років було виявлено, що основним «вузьким місцем», що обмежує пропускну здатність електричних мереж в східній частини штату Кентуккі, був район ПС 138 кВ (ПС-

138) «Інес». Близька до підстанції територія характеризується великими обсягами вугледобувної промисловості, для електропостачання якої необхідна передача більше 2000 МВт по довгим лініям електропередачі 138 кВ. Високе завантаження вказаних ліній електропередачі у свою чергу приводило до зниження рівнів напруги в деяких вузлах електричної мережі значень 95% і нижче щодо номінального рівня, що є мінімально допустимим рівнем напруги для цього енергорайону. При такій режимній ситуації аварійне відключення однієї ВЛ 765 кВ могло призвести до струмового перевантаження живильних ліній електропередачі 138 кВ та неприпустимого зниження рівнів напруги у вузлах електричної мережі. Аварійне відключення за такою ремонтною схемою ще однієї живильної лінії 138 кВ могло призвести до повного обмеження режиму споживання підприємств вугледобувної промисловості. З метою недопущення вищезгаданих наслідків, а також підвищення надійності електропостачання споживачів компанією «American Electric power» був розроблено план, що передбачав реалізацію наступних заходів: спорудження дволанцюгової ВЛ 138 кВ між підстанціями Інес і Біг Сенді довжиною 51 км; в цілях забезпечення використання максимальною пропускною здібністю даної лінії електропередачі - споруда об'єднаного регулятора перетікання потужності на ПС-138 Інес.

Схема електричних мереж у районі ПС-138 представлена на рисунку 1.15.

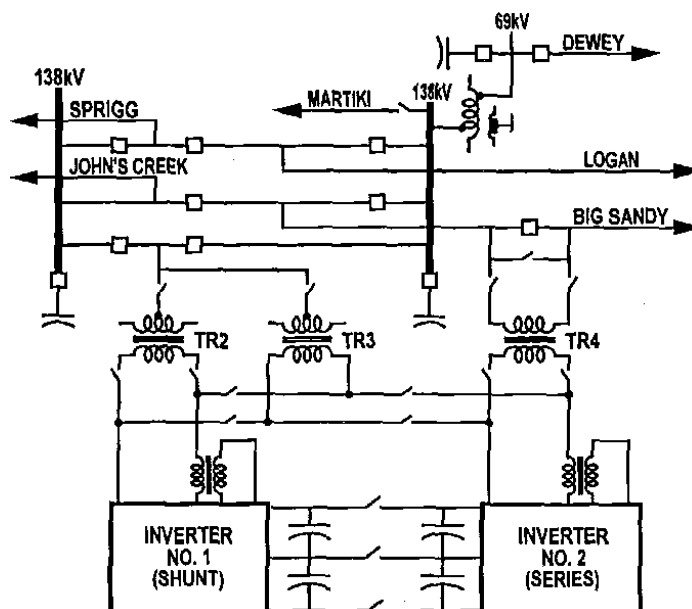


Рисунок 1.15 – Схема електричних мереж в районі ПС-138

На рис. 1.16 представлений зовнішній вигляд двох перетворювачів напруги 160 МВА на ПС-138, що входять до складу ОРПП, які можуть працювати в одному з трьох режимів: СТАТКОМ, ПСТАТКОМ або ОРПП. Як показано на рис. 1.17, в склад ОРПП ПС-138 входять:

- два трьохрівневі перетворювача напруги (на основі замикаються тиристорів), підключені паралельно і послідовно, номінальною потужністю 160 МВА кожен;
- два проміжних трансформатора номінальною потужністю 50% від основного трансформатора



Рисунок 1.16 – Зовнішній вигляд двох перетворювачів напруги 160 МВА на ПС-138

Крім того, до складу ОРПП входять центральна система управління та система охолодження.

Послідовний перетворювач напруги (СТАТКОМ) підключений до енергосистемі через два шунтуючих трансформатора 138/15 кВ номінальною потужністю 160 МВА, а паралельний перетворювач напруги (СЗПК) через послідовний трансформатор 22/15 кВ номінальною потужністю 160 МВА. Розташування основного обладнання ОРПП на ПС-138 представлено на рис. 1.18.

Кожен модуль перетворювача напруги є шести –імпульсний трьохрівневий перетворювач на основі тиристорів, що замикаються. Перетворювачі напруги функціонують як 48-імпульсні.

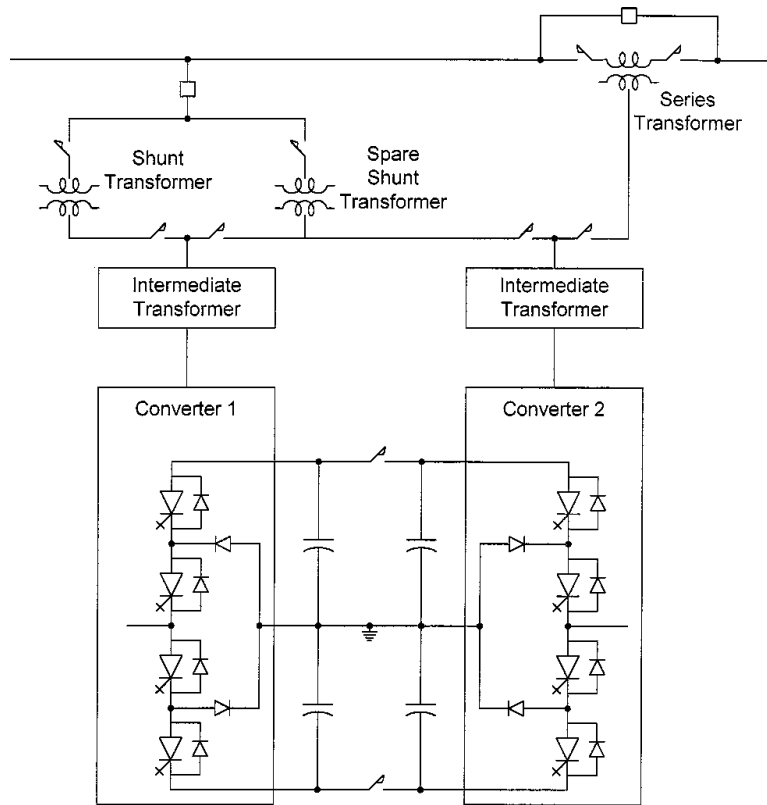


Рисунок 1.17 – Структура ОРПП на ПС- 138

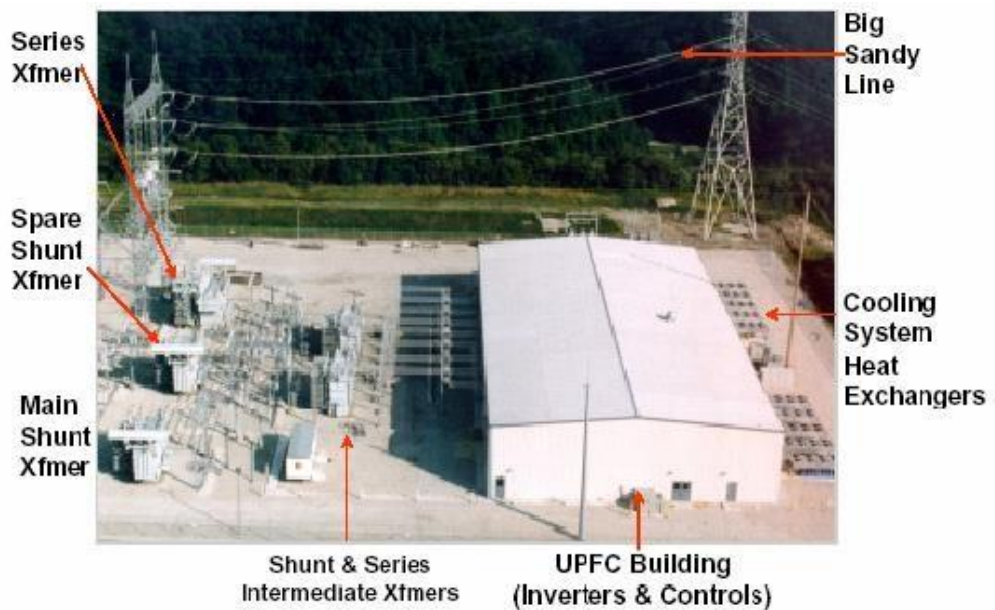


Рисунок 1.18 – Розташування основного обладнання ОРПП на ПС-138

Основні переваги вищеприписаної системи ОРПП: швидкодія у тому числі при аварійних збуреннях в енергосистемі; зниження ризиків виникнення струмового перевантаження довколишнього електромережевого обладнання за аварійних ситуацій в енергосистемі; забезпечення плавного регулювання не тільки рівнів напруги, але і поточного розподілу активної потужності; підвищення пропускної здібності ліній електропередачі 138 кВ більше чим на 100 МВт; зниження втрат активною потужності в електричних мережах на 24 МВт.

1.5 Моделювання пристроїв FACTS

Моделювання СТК в програмах розрахунку ustalених режимів виконується завданням в вузлі модуля напруги і заданих меж генерації і споживання реактивною потужності; в програмах розрахунку перехідних процесів - регульованої провідності в відповідно з наведеною вище характеристикою управління [29,30].

Моделювання УШР у програмах розрахунку сталих режимів та перехідних процесів виконується аналогічно моделювання СТК.

Моделювання КПК і ТУПК при розрахунках ustalених режимів проводиться на базі спеціалізованих моделей, які враховують баланс реактивною потужності в вузлах підключення конденсаторних батарей. У програмах розрахунку перехідних процесів ці моделі доповнюються алгоритмами управління реактивним опором ТУПК та необхідними обмеженнями.

У програмах розрахунку ustalених режимів пристрої FACTS моделюються комбінацією завдання в вузлі модуля напруги і заданих меж генерації і споживання реактивною потужності і комплексного коефіцієнта трансформації гілки. Розроблено спеціальні алгоритми для моделювання пристроїв FACTS.

Слід зазначити, що на сьогоднішній день зберігається потреба в розробці зручних та адекватних задач дослідження перехідних процесів моделей пристроїв FACTS. Наближені оцінки, засновані на використанні характеристик потужності електропередачі з зазначеними пристроями [26-30], як правило, завищують їхню ефективність, оскільки не враховують ряду обмежень. У програмному комплексі MatLab/Simulink використовується трифазна модель, що не дозволяє проаналізувати «внутрішні» змінні та обмеження. У програмному комплексі EUROSTAG систему регулювання таких пристроїв як СТАТКОМ та ОРПП потрібно доповнювати «користувацькою» моделлю. Саме тому для виконання порівняльних оцінок ефективності пристроїв у роботі використані їх математичні моделі, що дозволяють аналізувати вплив пристроїв на параметри ustalених режимів роботи і характер перебігу перехідних процесів.

1.6 Основні недоліки пристроїв FACTS

Розмір втрат активної потужності. Втрати регульованих пристроїв можна порівнювати за втратами при номінальному режимі. В УШР ці втрати становлять 0,5-0,7% від номінальної потужності (менші значення – для УШР більшою потужності) [21, 23]. Для СТК і ТРГ втрати більше втрат в УШР приблизно в 2 рази тому, що ці втрати виникають і в перетворювачі, і в приєднаних до них некерованих реакторах, і в підвищуючому трансформаторі, який постійно підключеному до мережі. У пристроях типу СТАТКОМ втрати більше, ніж в УШР приблизно в 3 рази також через втрати в підвищуючому трансформаторі та іншому устаткуванні, але, насамперед через суттєві втрати (біля 2%) в самих напівпровідникових приладах - повністю керованих тиристорах (силових транзисторах). Проте реальні (середньодобові) втрати в регульованих пристроях можуть бути суттєво менше, чим в нерегульованих.

Пристрої на основі технологій гнучких систем передачі змінного струму є генераторами вищих гармонік [16,28,29]. У тиристорних вентилях є два стану -

провідне та непровідне. Вентильні властивості всіх плавно регульованих пристроїв і є головний причиною виникнення нелінійних спотворень струму, через що у разі потреби застосовують електричні фільтри, що у свою чергу призводить до збільшення вартості пристроїв.

Пристрої FACTS на основі тиристорів, що замикаються і силових транзистори вимагають:

створення спеціальних опалюваних приміщень. Конденсатори і реактори (таких пристроїв як СТК) мають кліматичне виконання У1 і можуть встановлюватись на відкритому повітрі (експлуатація при температурі від -50 до +45°C). Однак, система вимірювання, управління та захисту (СІУіЗ), а також силові тиристорні блоки разом із системою рідинного охолодження виготовляються в кліматичному виконанні УХЛ4 (експлуатація при температурі від +1 до +40 ° С) і встановлюються в приміщенні підстанції або спеціально що поставляється блочно-модульному будівлі.

Створення установок водяного охолодження і деіонізації води, а також особливого обслуговування (більше кваліфікованого обслуговуючого персоналу на підстанції) тощо. При цьому УШР мають переваги перед альтернативними пристроями на основі замикаються тиристорів (СТК, СТАТКОМ, ТРГ тощо) тому, що вони є більше простим трансформаторним обладнанням з зниженою вартістю і втратами, традиційної системою охолодження і традиційними вимогами до кваліфікації обслуговуючого персоналу на підстанції.

Виконання захисту від можливих короткочасних значних навантажень (за напругою, струму, потужності). Такий захистом повинно передбачатися відключення пристрою від мережі змінного струму, що для експлуатації конче небажано. Альтернативним варіантом є суттєве (у деяких випадках порядку подвоєння) збільшення його основних номінальних параметрів (тобто суттєвого збільшення вартості) .

Пристрої плавного регулювання реактивною потужності всіх типів (статичні тиристорні компенсатори, тиристорно-реакторні групи тощо) використовують тиристорні перетворювачі, потужність яких дорівнює повні потужності

установки, а їх перевантаження неприпустиме.

Обов'язкова наявність узгоджувальних трансформаторів у пристроях на основі тиристорів і силових транзисторів, що замикаються. При досягнутих параметрах напівпровідникових приладів перетворювач істотно вигідніший і більш просто виготовляти на низькій напрузі (30 - 40 кВ), а не на напрузі мережі 110 - 500 кВ, тому потрібні додаткові трансформатори, що підвищують]. Наявність у традиційних засобів компенсації реактивної потужності (ШР), а також у пристроїв FACTS типу УШР, високовольтних обмоток, безпосередньо підключаються до мережі, а не через трансформатор, що призводить до полегшення рішення багатьох питань забезпечення режимів в електричній мережі.

Вартість пристроїв на основі технології FACTS у кілька разів вища, ніж у нерегульованих засобів компенсації реактивної потужності (вартість одного з найдешевших пристроїв FACTS типу УШР перевищує вартість ШР приблизно в 2 рази) .

Лідерами ринку пристроїв FACTS є компанії: Siemens, ABB, Mitsubishi Electric та деякі інші.

РОЗДІЛ 2

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS ДЛЯ РОЗРАХУНКІВ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ І ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ ЕЕС

Ефективність застосування сучасних силових пристроїв гнучкого регулювання (FACTS), заснованих на широкому застосуванні перетворювальної техніки, пропонується виконувати на базі простих моделей, з прийнятною точністю зовнішніх характеристик, що відтворюють їх. Більше детально були розглянуті моделі двох пристроїв: СТАТКОМу та ОРПП. Моделювання СТК двостороннього дії і УШР, що включає в свій склад нерегульовану батарею конденсаторів, зроблено з допомогою керованої провідності [9,6], з обліком запізнення в випадку необхідності. Отримані результати використовуються тільки для порівняння.

У даному розділі роботи були запропоновано два варіанти моделювання пристроїв:

Розробка методики розрахунку характеристик потужності лінії електропередачі з різними компенсуючими пристроями для попередньої оцінки їх ефективності;

Розробка динамічних моделей пристроїв та їх регуляторів для аналізу їх впливу на протікання перехідних процесів, визначення алгоритмів управління і

необхідних обмежень, визначення можливої взаємодії пристроїв FACTS з традиційними регулюючими елементами енергосистеми. Моделі призначені для тестування в одномашинній схемі електричної системи, в якій генератор пов'язаний з приймальною системою великої потужності лінією електропередачі, у задану точку якої включено пристрій FACTS.

2.1 Методика розрахунку характеристик потужності одиночної електропередачі з компенсуючими пристроями

Визначальним фактором режиму роботи лінії електропередачі є величина відношення потужності P , що передається, до натуральної P_H . У системі може існувати як надлишок реактивної потужності (при $P < P_H$), так і дефіцит реактивною потужності (при $P > P_H$). Деяка частина реактивної потужності повинна бути поглинена прилеглими енергосистемами або різними компенсаторами (споживачами реактивною потужності).

Зміна навантаження від максимальної P_{max} до нульовий $P = 0$ (режим холостого ходу) має бути забезпечено у будь-якій енергосистемі. Виходячи з цього, можна виділити два фактори обов'язкових для виконання:

- у всіх режимах роботи лінії необхідно забезпечити баланс реактивною потужності на електропередачі взагалі;
- розміщення компенсуючих пристроїв вздовж лінії повинно забезпечити виконання вимог нормативних документів на допустимі межі зміни параметрів режиму передачі.

Пристрої паралельного включення і регулювання дозволяють виконати обидві вимоги.

Приєднання до енергосистеми подібних пристроїв суттєво впливає на характеристику потужності електропередачі. Зіставлення характеристик потужності дає важливу інформацію про відносну ефективність пристроїв. Наведені нижче характеристики потужності розраховані для умовної лінії електропередачі з $x_L = 1$. Приймається, що напруги по кінцях жорстко

підтримуються $U_1 = U_2 = 1$. Енергосистема з напругою U_1 приймається в якості відправний, з напругою U_2 - приймальні (Рисунок 2.1). Тоді максимум характеристики потужності некомпенсованою електропередачі буде також дорівнювати $P_{\max} = 1$.

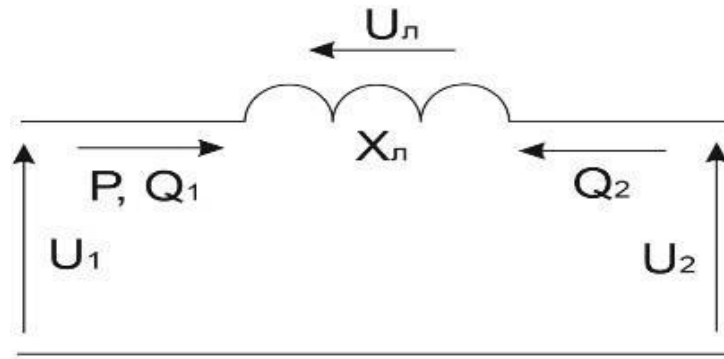


Рисунок 2.1 – Спрощена схема електропередачі

Якщо знехтувати втратами активної потужності в лінії електропередачі змінного струму, можна записати рівняння для активною потужності:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{x_L} \cdot \sin \delta, \quad (2.1)$$

де: U_1 і U_2 - напруги на шинах відправний і приймальні енергосистем,

x_L – індуктивний опір лінії,

δ – кут між векторами напруг \bar{U}_1 і \bar{U}_2 .

Рівняння для реактивною потужності в початку лінії змінного струму має вигляд:

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{x_L} - \frac{U_1 \cdot U_2}{x_L} \cdot \cos \delta. \quad (2.2)$$

При підключенні в середині лінії компенсуючого пристрою схема ускладнюється і набуває вигляд, представлений на рисунку 2.2.

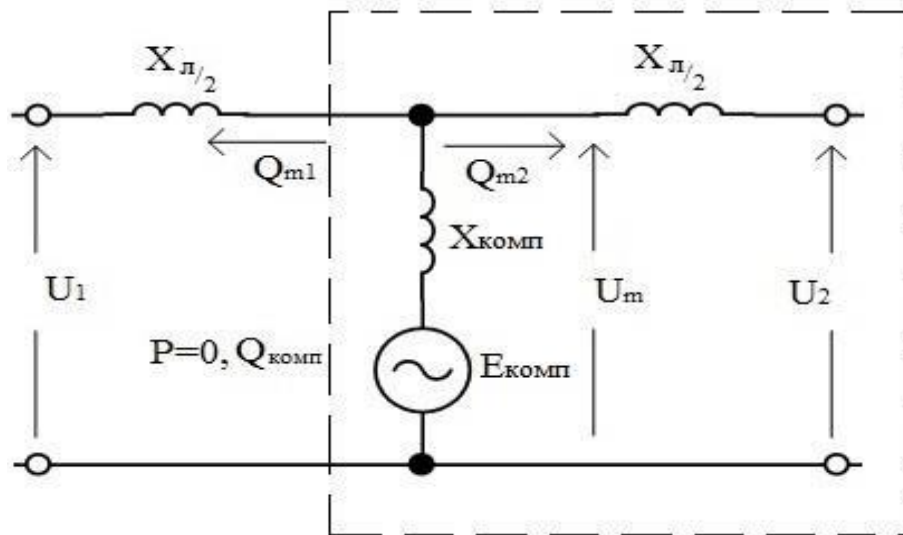


Рисунок 2.2 – Схема електропередачі для розрахунку характеристик потужності з урахуванням компенсуючих пристроїв

Розрахунок характеристик потужності лінії електропередачі з увімкненими компенсуючими пристроями виконується на основі загального виразу

$$P = \frac{U \cdot E_{\text{ЭКВ}}}{x_{\text{ЭКВ}}} \sin \delta_{\text{ЭКВ}}, \quad (2.3)$$

де $E_{\text{екв}}$, $x_{\text{екв}}$ і $\delta_{\text{екв}}$ визначаються при включенні кожного компенсуючого пристрою по правилу визначення еквівалентної ЕРС:

$$\dot{E}_{\text{екв}} = \frac{\sum_i \dot{E}_i \cdot \dot{Y}_i}{\sum_i \dot{Y}_i}, \quad \dot{y}_{\text{екв}} = \sum_i \dot{Y}_i, \quad (2.4)$$

де \bar{Y}_i – провідність i - гілки, що примикає до вузлу,

\bar{E}_i – ЕРС гілки з провідністю \bar{Y}_i .

Параметр $x_{\text{екв}}$ у виразі (2.3) обчислюється з урахуванням розподілу лінії на

дві ділянки (до уваги не беруться активні опори елементів електропередачі):

$$x_{екв} = x_{л/2} + \frac{1}{y_{екв}}$$

де $x_{л/2}$ - індуктивне опір ділянки лінії, що примикає до відправного кінцю лінії (U_1), $y_{екв} = |Y_{екв}|$.

Компенсуючий пристрій включається в середину лінії. Приймається, що вектор напруги U_2 суміщений з дійсною віссю комплексної площини.

Характеристика потужності будується за виразом (2.3) за зміни кута $\delta(\delta_{екв})$ від 0 до 180 градусів. Змінною величиною є задана потужність пристрою (СТК, КПК, СТАТКОМу та ОРПП).

При включенні «пасивних» елементів (СТК, УШР) - обчислюється тільки модуль еквівалентної ЕРС, «активних» елементів (СТАТКОМ, ОРПП) – модуль і фаза.

Останнє твердження може бути проілюстроване на основі запису комплексного виразу потужності, переданої по лінії, в середині якої увімкнено компенсуючий пристрій:

$$P + jQ = \dot{U}_1 \cdot \bar{I}_{12} = \dot{U}_1 \cdot \overline{\left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_{экв}}{jX_{экв}} \right)}, \quad (2.5)$$

де риска зверху позначає пов'язану комплексну величину. Підключений в середині лінії компенсуючий пристрій замінено еквівалентом у відповідності з правилами (2.4).

Еквівалентна ЕРС і еквівалентний опір обчислюються у відповідності (2.4), за умови підключення СТК (УШР) в середину лінії (СТК (УШР) працює в режимі генерації реактивною потужності) за виразом:

$$E_{екв} = \frac{U_2 \cdot 1/x_{л/2}}{1/x_{л/2} - b_{стк}}$$

$$x_{екв} = x_{л/2} + \frac{1}{1/x_{л/2} - b_{стк}}$$

оскільки обидва вказані пристрої заміщаються постійною (відповідно до заданою потужністю) провідністю.

При підключенні в середині лінії пристрої типу СТАТКОМ обчислення еквівалентної ЕРС виконується з урахуванням ЕРС СТАТКОМУ E_{CT} його провідності b_{CT} (пояснення за завданням величин E_{CT} та b_{CT} наведені нижче:

$$\dot{E}_{екс} = \frac{\sum_i \dot{E}_i \cdot \dot{y}_i}{\sum_i \dot{y}_i} = \frac{U_2 \cdot b_{л/2} + E_{cm} \cdot b_{CT} \cdot e^{j\frac{\delta_l}{2}}}{b_{л/2} + b_{CT}}, \quad (2.6)$$

$$X_{екс} = X_{л/2} + \frac{1}{b_{л/2} + b_{CT}},$$

де $b_{л/2}$ – провідність ділянки, відповідного половині довжини лінії.

У результаті перетворення правою частиною виразу (2.6), замінюючи відношення $b_{л/2}/(b_{л/2} + b_{CT}) = k_{b1}$ и $\frac{b_{CT}}{b_{л/2} + b_{CT}} = k_{b2}$ будемо мати:

$$\dot{E}_{экс} = U_2 \cdot k_{b1} + E_{CT} \cdot k_{b2} \cdot e^{j\frac{\delta_l}{2}}. \quad (2.7)$$

Сполучена $\dot{E}_{екв}$ комплексна величина має наступний вигляд:

$$\bar{E}_{екс} = U_2 \cdot k_{b1} + E_{CT} \cdot k_{b2} \cdot e^{-j\frac{\delta_l}{2}}. \quad (2.8)$$

Підстановка (2.8) в (2.5) дозволяє отримати наступний результат:

$$\begin{aligned} P + jQ &= \dot{U}_1 \cdot \overline{\left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_{екс}}{jX_{екс}} \right)} = \\ &= \frac{U_1 \cdot e^{j\delta} \left(U_1 \cdot e^{-j\delta} - U_2 \cdot k_{b1} - E_{CT} \cdot k_{b2} \cdot e^{-j\frac{\delta_l}{2}} \right)}{-jX_{екс}} = \\ &= \frac{U_1 e^{j\delta} U_1 e^{-j\delta}}{-jX_{екс}} - \frac{U_1 e^{j\delta} U_2 \cdot k_{b1}}{-jX_{екс}} - \frac{U_1 e^{j\delta} E_{CT} \cdot k_{b2} \cdot e^{-j\frac{\delta_l}{2}}}{-jX_{екс}} = \\ &= \frac{U_1^2}{-jX_{екс}} - \frac{U_1 U_2 \cdot k_{b1} e^{j\delta}}{-jX_{екс}} - \frac{U_1 E_{CT} \cdot k_{b2} \cdot e^{j\frac{\delta_l}{2}}}{-jX_{екс}}. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Після перетворень та поділу речовинної та уявної складових останній вираз (2.9) дає:

$$P = \frac{U_1 U_2 \cdot k_{b1}}{x_{екс}} \sin \delta + \frac{U_1 \cdot E_{ст} k_{b2}}{x_{екс}} \sin \frac{\delta}{2}, \quad (2.10)$$

$$Q = \frac{U_1^2}{x_{екс}} - \frac{U_1 U_2 \cdot k_{b1}}{x_{екс}} \cos \delta - \frac{U_1 \cdot E_{ст} k_{b2}}{x_{екс}} \cos \frac{\delta}{2}. \quad (2.11)$$

Супряжений комплекс $\bar{E}_{екв}$ може бути представлений в іншій формі:

$$\begin{aligned} \bar{E}_{екс} &= U_2 \cdot k_{b1} + E_{ст} \cdot k_{b2} \cdot e^{-j\frac{\delta}{2}} = \\ &= U_2 \cdot k_{b1} + E_{ст} \cdot k_{b2} \cdot \cos \frac{\delta}{2} - j E_{ст} \cdot k_{b2} \cdot \sin \frac{\delta}{2} = \\ &= \operatorname{Re}(\bar{E}_{екс}) + j \operatorname{Im}(\bar{E}_{екс}) = \bar{E}_{екс\ m} \cdot e^{-j\varphi}. \end{aligned} \quad (2.12)$$

Модуль еквівалентної ЕРС обчислюється в відповідно з виразом

$$E_{екс\ m} = \sqrt{\left(U_2 \cdot k_{b1} + E_{ст} \cdot k_{b2} \cdot \cos \frac{\delta}{2} \right)^2 + \left(E_{ст} \cdot k_{b2} \cdot \sin \frac{\delta}{2} \right)^2}. \quad (2.13)$$

Кут повороту вектору еквівалентної ЕРС визначається співвідношенням:

$$E_{екс\ m} = \sqrt{\left(U_2 \cdot k_{b1} + E_{ст} \cdot k_{b2} \cdot \cos \frac{\delta}{2} \right)^2 + \left(E_{ст} \cdot k_{b2} \cdot \sin \frac{\delta}{2} \right)^2}. \quad (2.14)$$

Вираз для потужності з обліком (2.13), (2.14) запишеться в наступному вигляді:

$$\begin{aligned}
P + jQ &= \dot{U}_1 \cdot \overline{\left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_{екс}}{jX_{екс}} \right)} = \\
&= \frac{U_1 e^{j\delta} U_1 e^{-j\delta} - U_1 e^{j\delta} E_{екс} e^{-j\varphi}}{-jX_{екс}} = \\
&= \frac{U_1^2 - U_1 E_{екс} \cos(\delta - \varphi) - U_1 E_{екс} \sin(\delta - \varphi)}{-jX_{екс}} = \\
&= j \left(\frac{U_1}{X_{екс}} - \frac{U_1 E_{екс} \cos(\delta - \varphi)}{X_{екс}} \right) + \frac{U_1 E_{екс} \sin(\delta - \varphi)}{X_{екс}}.
\end{aligned} \tag{2.15}$$

Перший член в (2.15) представляє реактивну потужність, другий - активну. Вирази активною і реактивною потужності підтверджують необхідність обліку зсуву фази еквівалентної ЕРС, зазначеної в виразі (2.3).

При побудові характеристики потужності електропередачі з пристроєм типу СТАТКОМ відповідно до рекомендацій приймається, що в режимі генерації реактивної потужності ЕРС СТАТКОМу перевищує напругу в точці його підключення на величину $\Delta E_{ст}$ таку, щоб струм пристрою дорівнював номінальному. Індуктивний опір реактора, що згладжує, і погоджувачого трансформатора $x_{ст}$ вибирається в діапазоні 0,1...0,2 у.о. (відповідно, $b_{ст} = 10 \dots 5$ уе.). Як приклад, при напрузі в точці підключення СТАТКОМу, що дорівнює $U_{ст} = U_m = 1$ у.о., ЕРС, що дорівнює $E_{ст} = U_{ст} + \Delta E_{ст} = 1,2$ у.е., пристрій, має індуктивне опір 0,2 у.о. і потужність рівну 1 у.о., посилає в мережу струм, що дорівнює одиниці. При зміні потужності СТАТКОМу $S_{ст}$ його ЕРС, прийнята відповідно до $x_{ст}$, зберігається, а провідність перераховується відповідно до виразу (справедливо в у.о.)

$$b_{ст} = S_{ст} / x_{ст}.$$

Відповідно до вищеведеного, при розрахунках характеристик потужності, СТАТКОМ, а також поперечний перетворювач ОРПІ (пристрій поперечного

включення) були змодельовані постійною ЕРС та змінною провідністю, яка обирається у відповідно з заданими номінальною потужністю і індуктивним опором зв'язку з мережею.

При розрахунку характеристики потужності електропередачі з встановленням поздовжньої ємнісний компенсації, $x_{екв}$ у виразі (2.3) змінюється в відповідно до прийнятого ступеня поздовжньої компенсації K .

При виконанні розрахунків характеристик потужності електропередачі з об'єднаним регулятором перетікання потужності (ОРПП, рис. 2.3) враховувалася умова включення пристрою у середині лінії. Відповідно до заданої потужності пристрою величина $U_{ст}$ залежить від поперечно включеної частини ОРПП (СТАТКОМ). Умови управління поздовжньою складовою ЕРС, уведену подовжньо включеною частиною ОРПП (ПОСТАЧКОМ), прояснено нижче.

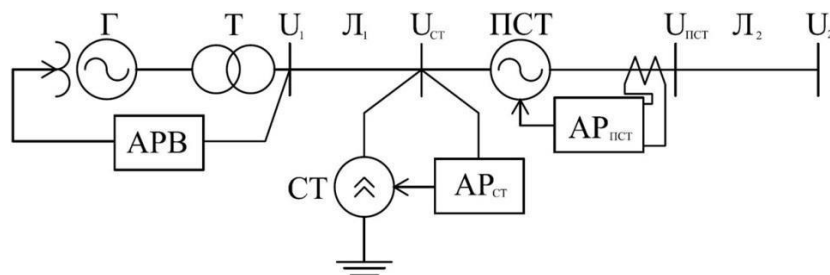


Рисунок 2.3 – Схема електропередачі з ОРПП (СТ – СТАТКОМ, ПСТ – ПСТАТКОМ, АР - автоматичний регулятор)

При побудові характеристики потужності ОРПП передбачається, що обидва перетворювача, один з яких забезпечує регулювання напруги в точці підключення та живлення другого, а інший – створення поздовжньої ЕРС, мають однакову номінальну потужність. Таким чином, встановлена потужність пристрої ОРПП дорівнює подвоєній потужності кожного з перетворювачів.

Еквівалентна ЕРС пристрою ОРПП отримана векторним додаванням еквівалентної ЕРС, утвореної напругою приймальної енергосистеми U_2 та ЕРС СТАТКОМу, і поперечною складовою, що вноситься другим (послідовно

включеним в лінію) перетворювачем ОРПП. Для визначення еквівалентної ЕРС, еквівалентного індуктивного опору та кута $\delta_{\text{екв}}$ введемо поняття кута регулювання ОРПП ρ – (Рис. 2.4). Кут регулювання - це кут між прямою, перпендикулярною вектору напруги в точці підключення першого перетворювача, і даними вектор.

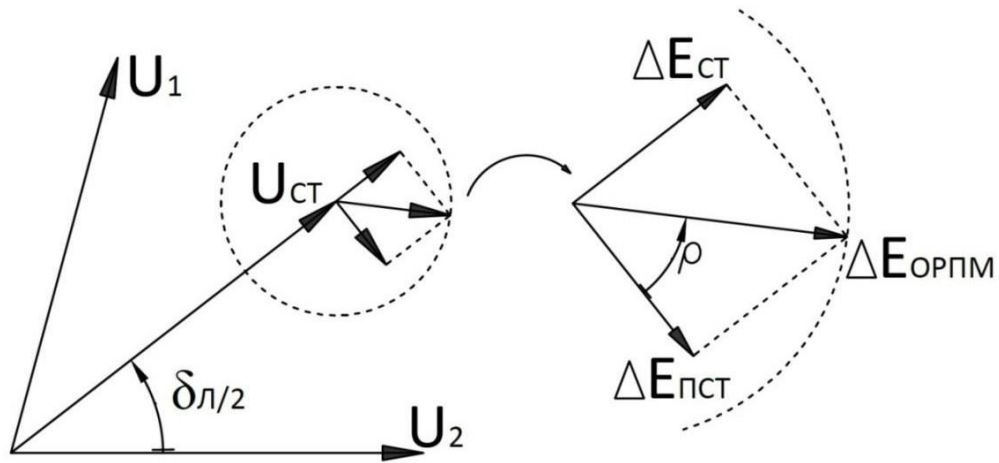


Рисунок 2.4 – Концепція кута регулювання, а також ілюстрація методу обчислення складових еквівалентної ЕРС ОРПП

На першому етапі обчислюється еквівалентна ЕРС, утворена напругою енергосистеми (U_2) та поперечною ЕРС першого перетворювача ОРПП (СТАТКОМу) згідно з виразами (2.12) - (2.15):

$$E_{e_1} = \frac{\sqrt{A^2 + B^2}}{(b_{л/2} + b_{ст})}, \quad (2.16)$$

де

$$A = U_{ст} \cdot b_{л/2} + E_{ст} \cdot b_{ст} \cdot \cos \frac{\delta}{2},$$

$$B = E_{ст} \cdot b_{ст} \cdot \sin \frac{\delta}{2},$$

Останній вираз відповідає зазначеному вище принципу побудови моделі

СТАТКОМу в вигляді постійної ЕРС, що підключається до мережі за допомогою провідності, що змінюється (у відповідно з задається потужністю, умовами регулювання).

Кут повороту еквівалентної ЕРС E_{e1} щодо напруги U_2 обчислюється в відповідно з формулою (2.14):

$$\varphi_1 = \operatorname{arctg} \frac{B}{A};$$

еквівалентна провідність дорівнює сумі провідностей гілок:

$$b_{e1} = b_{л/2} + b_{ст}.$$

На наступному етапі розрахунку до обчисленою еквівалентної ЕРС додається поздовжня складова $\Delta E_{ОРПМ}$, орієнтована відносно перпендикуляра до напруги $U_{ст}$ в відповідності з заданим кутом регулювання ρ :

$$E_{\varepsilon_2} = \sqrt{A_1^2 + B_1^2}, \quad (2.17)$$

$$A_1 = E_{\varepsilon_1} + \Delta E_{ОРПМ} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2} - \varphi_1\right) \cdot \cos\rho, \quad (2.18)$$

$$B_1 = \Delta E_{ОРПМ} \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2} - \varphi_1\right) \cdot \cos\rho. \quad (2.19)$$

Кут зсуву ЕРС E_{e2} щодо E_{e1} при прийнятому способі відліку кута ρ обчислюється з допомогою виразу:

$$\varphi_2 = \operatorname{arctg} \frac{B_1}{A_1};$$

При куті регулювання $\rho = 0$ і відмінному від нуля $\Delta E_{ОРПМ}$ кут φ_2 забезпечує зсув фази E_{e2} у бік відставання по відношенню до E_{e1} (Рис. 2.4), тому результуючий кут зсуву еквівалентної ЕРС обчислюється наступним чином:

$$\varphi = \varphi_1 - \varphi_2.$$

Пропонована методика дозволяє врахувати кінцевий опір послідовного трансформатора ПСТАТКОМу, яким зазвичай нехтують при наближеному аналізі

[19,40,42]. Опір ділянки лінії електропередачі з увімкненим ПСТАТКОМом обчислюється на основі виразу:

$$\frac{1}{x_{\Sigma 2}} = \frac{1}{x_{л/2} + x_{пст}} + b_{ст},$$

де $x_{пст}$ - опір послідовного трансформатора ПСТАТКОМу ($x_{пст} = 0,04 \dots 0,1$ у.о.) Зазначений опір враховується і при обчисленнях виразу (2.16). При цьому слід враховувати, що для ЕРС ПСТАТКОМу слід враховувати повний, а не еквівалентне опір лінії електропередачі. Тому другий член у співвідношенні (2.19) та права частина (2.20) повинні бути помножені на відношення $x_{e2} / x_{л/2}$, тобто «приведені» до повного опору ділянки лінії.

Результуюче опір визначається підсумовуванням:

$$x_e = x_1 + x_{e2}.$$

Як вказувалося вище, $x_1 = 0,5$ у.о.

При заданому куті δ електромагнітна потужність обчислюється за формулою:

$$P = \frac{U_1 \cdot E_{e2}}{x_e} \cdot \sin(\delta - \varphi). \quad (2.21)$$

Відомі з літературних джерел [5,6,9] характеристики потужності електропередачі з пристроєм ОРПП виходять на основі спрощених виразів типу (2.5). Для відправного кінця електропередачі вираз потужності записується наступним чином:

$$P + jQ = \dot{U}_1 \overline{\left(\frac{\dot{U}_1 - \Delta E - \dot{U}_2}{jx_{екс}} \right)}. \quad (2.22)$$

Поєднавши дійсну вісь з вектором напруги $U_{ст}$ в точці підключення СТАТКОМу (середина лінії), можна записати:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_{ст} e^{j\frac{\delta}{2}}, \\ \dot{U}_2 &= U_{ст} e^{-j\frac{\delta}{2}}, \\ \Delta \dot{E} &= \Delta E_{ОРПП} e^{j(\rho - \frac{\pi}{2})}. \end{aligned}$$

(2.23)

Множник при j в останньому виразі відповідає обраному способу відліку кута регулювання ρ . Підставивши праві частини виразів (2.23) в (2.22), отримаємо:

$$P = \frac{U_1 U_2}{x_{екс}} \sin \delta + \frac{U_1 \Delta E_{ОРПМ}}{x_{екс}} \cos \left(\frac{\delta}{2} - \rho \right), \quad (2.24)$$

$$Q = \frac{U_1^2}{x_{екс}} - \frac{U_1 U_2}{x_{екс}} \cos \delta + \frac{U_1 \Delta E_{ОРПМ}}{x_{екс}} \sin \left(\frac{\delta}{2} - \rho \right). \quad (2.25)$$

Розрахунки, проведені за (2.21) та (2.24), дають практично ідентичний результат. Однак, дані розрахунки містять загальну методичну похибку, пов'язану з відсутністю обліку режиму напруги $U_{ст}$ та обмеження струму перетворювача СТАТКОМу (ОРПП) при зміні кута δ , що суттєво перебільшує вплив СТАТКОМу (ОРПП) на режим роботи електропередачі. У рамках запропонованої методики розрахунку з використанням еквівалентної ЕРС облік обмежень, пов'язаних з перевищенням допустимого рівня напруги в вузлі підключення ОРПП, виконується дуже просто, оскільки складники еквівалентної ЕРС обчислюються окремо для кожного з пристроїв. При використанні методики, заснованої на застосуванні виразів (2.24), (2.25) облік даних обмежень неможливий. Ця методика розрахунку характеристик потужності на основі визначення еквівалентних ЕРС вільна від цього недоліку. Дана методика зручна та для виконання розрахунків перехідних процесів при збуреннях.

Характеристики потужності, розраховані на основі розробленою методики, наведені в розділі 3.1.

2.2 Розробка динамічних моделей пристроїв FACTS

Математична модель СТАТКОМ. Електромеханічні перехідні процеси

електроенергетичної системи з урахуванням регульованого пристрої типу СТАТКОМ можуть бути визначені з наступної динамічної моделі, описаної системою алгебраїчно - диференційних рівнянь.

Вхідною змінною є напруга на шинах високої напруги мережі у точці підключення пристрою $U_{ст}$, задане своїми проекціями U_q та U_d на координатні осі q і d .

Провідність СТАТКОМу, що відповідає, як і раніше, індуктивним опорам погоджувачого трансформатора і згладжуючого реактора ($x_{\Sigma} = 0,2$), приймається в відносних одиницях рівної: $b_{ст} = S_{ст}/0,2$.

Потужність СТАТКОМу $S_{ст}$ задається в вихідних даних.

Приріст ЕРС СТАТКОМу $\Delta E_{ст}$ обчислюється на основі наступною передавальної функції:

$$\Delta E_{ст} = \frac{K_{st} \cdot (U_g - U_{уст})}{1 + pT_v}, \quad (2.26)$$

де $U_{вуст}$ – напруга уставки,

K_{st} – коефіцієнт регулювання каналу відхилення напруги
($K_{st} = -1 \dots -10$),

T_v – постійна часу каналу відхилення напруги ($T_v = 0,001$ с).

Величина прирощення ЕРС обмежується на рівні 0,2 у.о., отже, модуль струму СТАТКОМу, рівний добутку $\Delta E_{ст} \cdot b_{ст}$ не може перевищити заданою в відносних одиницях величини $S_{ст}$.

Оскільки під час моделювання використовується загальна координатна система q, d , пов'язана з математичною моделлю генератора, то обчислюються коефіцієнти розподілу прирощення ЕРС по осях q і d :

$$\begin{aligned} K_q &= \text{abs}(U_q) / U_g, \\ K_d &= \text{abs}(U_d) / U_g. \end{aligned} \quad (2.27)$$

D, q - складники струмів СТАТКОМу обчислюються в відповідно з

співвідношеннями, що зв'язують складові його ЕРС та напруги на нього затискачі:

$$I_{q_{ст}} + jI_{d_{ст}} = (E_{q_{ст}} + jE_{d_{ст}} - U_q - jU_d) \cdot j b_{ст}, \quad (2.28)$$

звідси випливає, що

$$I_{q_{ст}} = -b_{ст} \cdot (E_{d_{ст}} - U_d), \quad (2.29)$$

$$I_{d_{ст}} = b_{ст} \cdot (E_{q_{ст}} - U_q). \quad (2.30)$$

Вирази в круглих дужках представляють собою проекції прирощень ЕРС СТАТКОМУ відповідно на d і q координатні вісі, тому q, d -складники струмів обчислюються по виразам:

$$I_{q_{ст}} = -b_{ст} \cdot \Delta E_{ст} \cdot K_d \cdot \text{sign}(U_d), \quad (2.31)$$

$$I_{d_{ст}} = b_{ст} \cdot \Delta E_{ст} \cdot K_q \cdot \text{sign}(U_q). \quad (2.32)$$

Безпосереднє використання результатів обчислення струмів за алгебраїчним виразом (2.31), (2.32) в балансі струмів в вузлі підключення СТАТКОМУ виводить до обчислювальної нестійкості, тому значення, що беруть участь у обчислювальному процесі, визначаються за допомогою передавальних функцій:

$$I_{d_{ст}p} = \frac{I_{d_{ст}}}{1 + pT_i}, \quad (2.33)$$

$$I_{q_{ст}p} = \frac{I_{q_{ст}}}{1 + pT_i}, \quad (2.34)$$

де T_i - постійна часу, що визначає запізнення реакції СТАТКОМа на зміну керуючого впливу по каналу регулювання ЕРС, звичайне значення $T_i = 0,0033 \dots 0,01$ с.

. Для виконання розрахунків електромеханічних перехідних процесів електроенергетичної системи з урахуванням регульованого пристрої типу ПСТАТКОМ може бути запропоновано наступна динамічна модель, що описується системою алгебраїчно-диференційних рівнянь. Передбачається, що пристрій працює в складі об'єднаного регулятора перетікання потужності (ОРПП), який включає в себе СТАТКОМ, який передає ПСТАТКОМУ певну

величину активної потужності (відповідно до власних режимів роботи). Спільна робота двох пристроїв відображена в системі обмежень з урахуванням можливості незалежною генерації пристроями реактивних потужностей.

Вхідною змінною є значення струму, який протікає по увімкненому послідовно в лінію електропередачі трансформатору в точці підключення пристрою I_m , яка задана своїми проекціями I_q і I_d на координатні осі загальної координатної системи q та d .

Індуктивний опір трансформатора ПСТАТКОМу приймається в відносних одиницях рівним $x_{\text{пст}} = 0,04 \dots 0,1$ у. о.

Потужність ПСТАТКОМу $S_{\text{ст}}$ задається в вихідних даних.

Сигнал управління ЕРС ПСТАТКОМу обчислюється по відомому відхиленню струму за допомогою наступною передавальної функції:

$$\Delta I_m = \frac{K_{0i}(I_m - I_{\text{уст}})}{1 + pT_i}, \quad (2.35)$$

де $I_{\text{вуст}}$ - струм уставки,

K_{0i} - коефіцієнт регулювання каналу відхилення струму

($K_{0i} = -1 \dots -10$),

T_i - постійна часу каналу відхилення струму ($T_i = 0,01$ с).

D , q – складові ЕРС ПСТАТКОМу обчислюються з використанням передавальних функцій з урахуванням додаткового сигналу управління по відхиленню ковзання s ротора генератора щодо синхронної осі:

$$\Delta E_{q\text{пст}} = \frac{\Delta I_m \cdot x_{\text{пст}} \cdot I_d}{1 + pT_{\text{пст}}} + \frac{k_{0\omega} \cdot s}{1 + pT_{0\omega}}, \quad (2.36)$$

$$\Delta E_{d\text{пст}} = \frac{-\Delta I_m \cdot x_{\text{пст}} \cdot I_q}{1 + pT_{\text{пст}}} + \frac{k_{0\omega} \cdot s}{1 + pT_{0\omega}}. \quad (2.37)$$

Величини прирощень додаткових напруг ПСТАТКОМу обчислюються по отриманим складовим ЕРС з обліком обмежень, визначених можливостями передачі потужності від СТАТКОМу в відповідно до його завантаженням;

обмежується на рівні різниці комплексних потужностей $S_{\text{пст}} = |S_{\text{ст_max}} - S_{\text{ст}}|$, таким чином, приращення напруги, що вносяться ПСТАТКОМом, не перевищують заданих величин, що відповідають потужності $S_{\text{пст_max}}$ та величині потужності, що надходить з боку СТАТКОМу. Для цього розраховуються коефіцієнти розподілу в координатною системі q,d:

$$K_q = \text{abs}(I_q)/I_m, K_d = \text{abs}(I_d)/I_m.$$

D, q – складові напруг ПСТАТКОМу обчислюються відповідно за обмеженнями:

$$\Delta U_{q\text{пст}} = \text{if } \text{abs}(\Delta E_{q\text{пст}}) >= S_p * K_d \text{ then } S_p * K_d * \text{sign}(\Delta E_{q\text{пст}}) \text{ else } \Delta E_{q\text{пст}}; \quad (2.38)$$

$$\Delta U_{d\text{пст}} = \text{if } \text{abs}(\Delta E_{d\text{пст}}) >= S_p * K_q \text{ then } S_p * K_q * \text{sign}(\Delta E_{d\text{пст}}) \text{ else } \Delta E_{d\text{пст}}. \quad (2.39)$$

Безпосереднє використання результатів обчислення складових напруги по алгебраїчним виразам (2.38), (2.39) в балансі напруг в вузлі підключення ПСТАТКОМу призводить до обчислювальної нестійкості, тому значення, що беруть участь у обчислювальному процесі, визначаються з допомогою передавальних функцій:

$$\Delta U_{d\text{пст}p} = \frac{\Delta U_{d\text{пст}}}{1 + pT_u}, \quad (2.40)$$

$$\Delta U_{q\text{пст}p} = \frac{\Delta U_{q\text{пст}}}{1 + pT_u}, \quad (2.41)$$

де T_u - постійна часу, визначальна запізнення реакції ПСТАТКОМу на зміна управителя впливу по каналу регулювання ЕРС, звичайне значення $T_i = 0,0033 \dots 0,01$ с.

Пропонована Модель відповідає роботі ПСТАТКОМу в режимі «Поздовжній компенсації» (Рисунок 1.16,с), тобто введена ПСТАТКОМом напруга завжди ортогональна вектору струму лінії. Подальше ускладнення моделі має полягати у включенні до виразів (2.36), (2.37) оператора повороту вектору ΔI_m на заданий кут регулювання ρ .

РОЗДІЛ 3

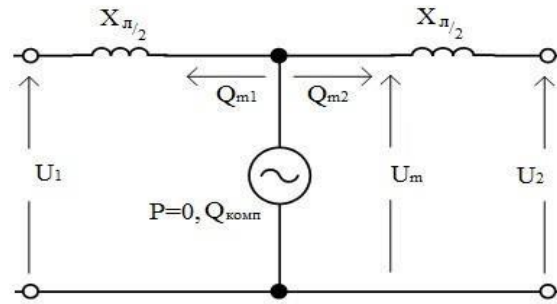
ВПЛИВ ПРИСТРОЇВ FACTS НА ВСТАНОВЛЕНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ТА ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ ЕЕС

3.1 Характеристики потужності ліній електропередачі з пристроями компенсації

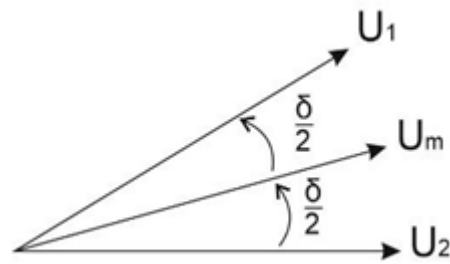
Вплив пристроїв паралельного увімкнення на режим роботи електропередачі. Отримані нижче характеристики потужності спираються на положення, розглянуті у розділі 2.2. Для демонстрації теоретичних можливостей пристроїв паралельного включення проаналізуємо роботу схеми лінії електропередачі, що складається з двох однакових ділянок, з ідеальним пристроєм компенсації паралельного включення (далі - компенсатор), представленою на рисунку 3.1, а. Компенсатор представлений джерелом синусоїдального напруги, фаза якого збігається з фазою напруги U_m в середньої точці лінії, а амплітуда збігається з амплітудою напруг.

Компенсатор ділить лінію на два ділянки, незалежних одна від одної: перша ділянка лінії з індуктивним опором $x_l/2$ пов'язує передавальну систему (джерело U_1) зі середньої точкою, друга ділянка з таким же опором пов'язує середню точку з приймальною енергосистемою (U_2). На векторній діаграмі (рисунок 3.1,б) показано розташування векторів напруг щодо один до одного: передавальної U_1 і приймальні U_2 енергосистем ($U_m = U_1 = U_2 = U$). У цьому випадку компенсатор

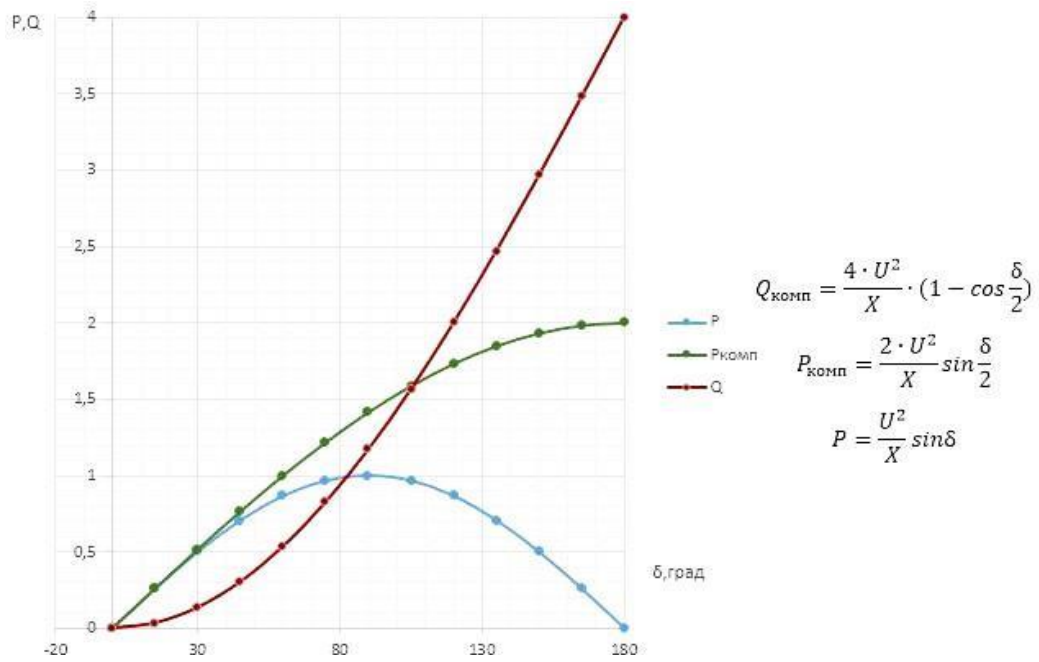
обмінюється з лінією лише реактивною потужністю.



а)



б)



в)

Рисунок 3.1 а) – енергосистема з ідеальним пристроєм компенсації реактивною

потужності, встановленим в середині лінії; б) – векторна діаграма напруги енергосистеми з ідеальним пристроєм компенсації реактивною потужності, встановленим в середині лінії; в) – кутові характеристики потужності P та Q лінії електропередачі з ідеальним пристроєм компенсації реактивною потужності

Нехтуючи втратами активної потужності в лінії (на початку, середині та кінці лінії активна потужність для даного випадку однакова) з векторної діаграми рисунку 3.1, б слід:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{\frac{x_L}{2}} \sin \frac{\delta}{2} = 2 \frac{U^2}{x_L} \sin \frac{\delta}{2},$$

Компенсація втрат реактивною потужності відбувається в кожній ділянці лінії, тому при написання формули для реактивною потужності перед множником $Q_{\text{комп}}$ в виразі (3.2) стоїть множник $1/2$:

$$Q_{\text{комп}} = \frac{4 \cdot U_1^2}{x_L} \left(1 - \cos \frac{\delta}{2} \right). \quad (3.2)$$

звідки повна потужність компенсатора:

$$\frac{1}{2} Q_{\text{комп}} = \frac{U_1^2}{\frac{x_L}{2}} - \frac{U_1 \cdot U_2}{\frac{x_L}{2}} \cos \frac{\delta}{2}, \quad (3.3)$$

Компенсатор у середній точці лінії дозволяє збільшити межу активної потужності, що передається, вдвічі за рахунок збільшення реактивної потужності, що видається компенсатором у середній точці $Q_{\text{комп}}$. Підтвердження цього твердження представлено на графіку рисунку 3.1, в. Також позитивний ефект від підключення компенсатора з розглянутими властивостями до проміжної точки лінії електропередачі видно зі зрушення максимуму характеристики потужності в бік великих кутів (у даному випадку на 90 градусів).

Встановлення компенсатора в середню точку лінії обґрунтовується тим, що зниження напруги в цій точці некомпенсованої лінії є найбільшим. Компенсуючий пристрій поділяє лінію на дві рівних ділянки, для яких межа переданої потужності однакова. У випадку установки паралельного компенсатора не в середній точці лінії, межа переданої потужності визначається параметрами більш протяжної ділянки.

При розбитті лінії на більшу кількість ділянок із встановленням ідеальних пристроїв паралельної компенсації реактивної потужності на їх кордонах межа переданої потужності по лінії збільшується ще в більше. Теоретичний межа потужності, що віддається, буде подвоюватися з кожним подвоєнням числа ділянок. Збільшення числа ділянок зменшує відхилення напруги вздовж лінії, наближаючи його розподіл до ідеальному, тобто. призводить до практично однакової напруги вздовж усієї лінії.

Необхідно враховувати, що така розподілена компенсація реактивної потужності передбачає безінерційну реакцію на зміну режиму і нескінченну потужність встановлених пристроїв компенсації, які в кожній точці лінії повинні підтримувати необхідні фазу і амплітуду напруги при зміні потужності, що передається. Особливо якщо до уваги братимуться також вимоги стійкості та надійності функціонування мережі при збуреннях, пристрої виявляться дуже складними і дорогими.

При використанні реальних пристроїв результати виявляються більш скромними. Нижче наведено характеристики потужності лінії електропередачі із встановленими в середній точці СТК (або УШР у блоці з батареєю конденсаторів).

Статичний компенсатор реактивної потужності типу СТК (УШР) можна розглядати як керовану реактивну провідність. У розділі 1 на рисунках 1.3, 1.5 наведено вольтамперні характеристики, з яких випливає, що область застосування СТК обмежена максимальною ємнісною та індуктивною провідностями, а також номінальними напругою і струмом елементів (конденсатора, реактора, тиристора). Номінальні значення параметрів елементів визначаються експлуатаційними (проектними) характеристиками. Слід зазначити, що значна кількість оцінок ефективності пристроїв FACTS[4-9] виконується на основі наближених характеристик потужності, отриманих за допомогою виразів, подібних (2.22) - (2.24). У заключній частині розділу 2.1 вказується на дану методичну похибку, яка приводить до значного завищення уявлень про реальну ефективність пристроїв FACTS типу СТАТКОМ і ОРПП. У відповідності зі сказаним, для

порівняння з результатами, наведеними в літературі, у подальшому наведені показники потужності, розраховані без урахування обмежень. Вплив обліку обмежень (головним чином, по струмовому завантаженню перетворювачів) також розглянемо нижче.

Характеристика потужності електропередачі з СТК (УШР). Характеристики потужності представлені рисунку 3.2. Вони розраховані при зміні потужності (реактивною провідності) СТК (УШР), підключеного до середині лінії. Навіть при значній потужності підключеного в середині лінії поперечного компенсуючого пристрої (0,5 у.о.), збільшення амплітуди характеристики потужності є незначним ($P_{max} = 1,143$ при потужності СТК (УШР), що складає половину пропускної здатності лінії). Пристрої типу СТК (УШР) ефективно використовувати як засіб режимного регулювання, однак, з погляду впливу на динамічну стійкість паралельної роботи такі пристрої не надають бажаного ефекту.

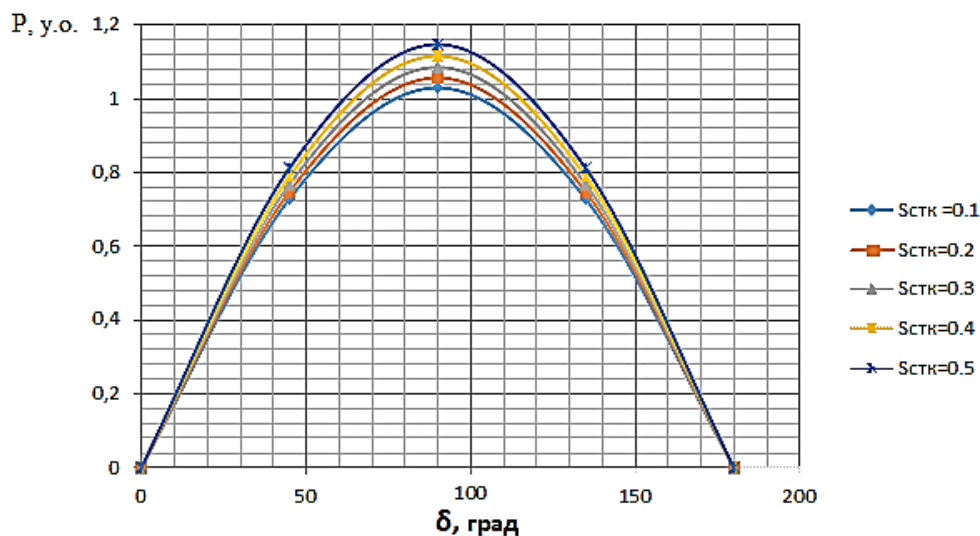


Рисунок 3.2 – Характеристики потужності електропередачі з СТК

Характеристики потужності електропередачі зі СТАТКОМ. Характеристики потужності, представлені рисунку 3.3, розраховані при зміні потужності СТАТКОМу, підключеного в середині лінії. Приймалося, що сумарний індуктивний опір згладжуючого реактора і узгоджувального трансформатора дорівнює 0,2 у.о. (приведено до потужності СТАТКОМ).

Зі зіставлення результатів рисунків 3.2 і 3.3 можна дійти висновку, що без урахування обмежень на струмове завантаження перетворювачів, СТАТКОМ приблизно в 4,5 - 5 рази ефективніше СТК. СТАТКОМ потужністю 0,1 у.о. забезпечує таке ж збільшення амплітуди характеристики потужності, як та СТК потужністю 0,5 у.о.

Показники ефективності будуть розглянуті далі на підставі розрахунків меж динамічної стійкості. Істотним позитивним фактором, що впливає на динамічну стійкість паралельної роботи, є помітне зрушення характеристик потужності в бік більших кутів при використанні СТАТКОМу.

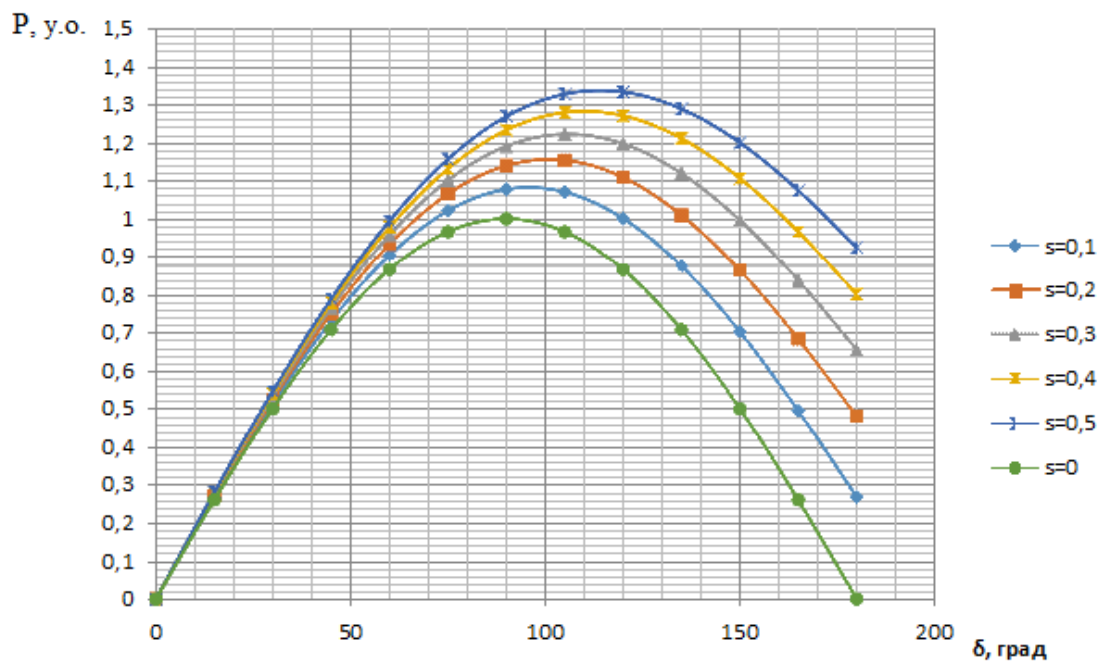


Рисунок 3.3 – Характеристики потужності електропередачі зі СТАТКОМ

Вплив на режим електропередачі пристроїв послідовного і змішаного регулювання. Вплив послідовної ємнісної компенсації на режим електропередачі. На рисунку 3.4,а наведено спрощену схему лінії електропередачі між енергосистемами 1 і 2 з встановленням поздовжньої ємнісної компенсації (КПК), встановленою в середині лінії.

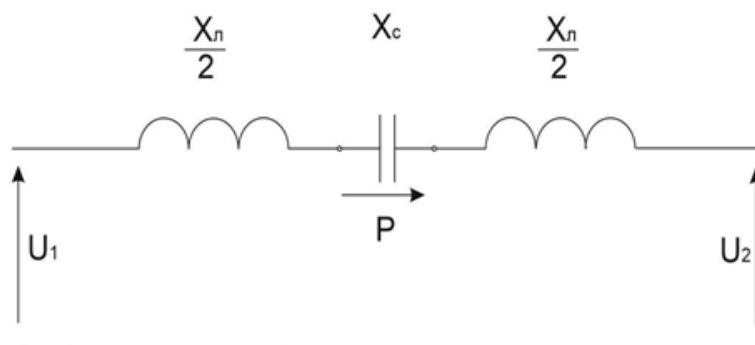


Рисунок 3.4,а – Спрощена схема електропередачі з КПК

Зменшення переданої потужності P , у відповідності до загального виразу потужності (2.1), відбувається через зменшення індуктивного опору x_l шляхом його компенсації включенням послідовно з ним ємнісного опору x_c – послідовне компенсуючий ємнісний опір. Цей метод отримав найменування «Поздовжня (Послідовна) ємнісна компенсація».

Векторні діаграми струму та напруги лінії показано на Рисунок 3.4,б. Величина повного падіння напруги на індуктивному опорі лінії знижується на величину протилежно спрямованого падіння напруги на поздовжньому ємнісному опорі $U_c = x_c \cdot I$, де I – струм в лінії.

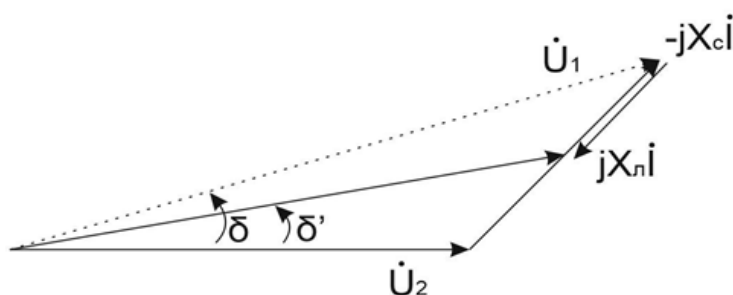


Рисунок 3.4,б – Векторна діаграма напруг і струму лінії з поздовжній ємнісний компенсацією

Еквівалентне опір лінії $x_{\text{екв}}$ з обліком послідовною ємнісний компенсації визначається виразом

$$x_{\text{екв}} = x_{\text{л}} - x_{\text{с}} \quad (3.4)$$

або

$$x_{\text{екв}} = (1 - K) x_{\text{л}}, \quad (3.5)$$

де K - ступінь поздовжній компенсації, яка визначається співвідношенням

$$K = \frac{x_{\text{с}}}{x_{\text{л}}}, \quad 0 \leq K \leq 1.$$

Приймаючи напругу $U_1 = U_2 = U$ (Рис. 3.4, б), визначимо передану по компенсованій лінії активну потужність:

$$P = \frac{U^2}{(1-K)x_{\text{л}}} \sin \delta. \quad (3.7)$$

Реактивна потужність, генерована ємнісним опором, послідовно включеним в лінію, обчислюється на основі наступного виразу, записаного у відповідності з (2.1), (2.2) з урахуванням (3.5):

$$Q_{\text{с}} = I^2 \cdot x_{\text{с}} = \frac{\left(\frac{U^2}{(1-K)x_{\text{л}}} \sin \delta\right)^2 + \left(\frac{U^2}{(1-K)x_{\text{л}}} - \frac{U^2}{(1-K)x_{\text{л}}} \cos \delta\right)^2}{U^2} \cdot K x_{\text{л}},$$

що, після нескладних перетворень, дає:

$$Q_{\text{с}} = \frac{2U^2}{x_{\text{л}}} \cdot \frac{K}{(1-K)^2} (1 - \cos \delta). \quad (3.6)$$

Взаємозв'язок між активною потужністю P , реактивною потужністю $Q_{\text{с}}$ подовжньо включеного конденсатора в залежності від кута δ показано на рисунку 3.5 для різних значень ступеня поздовжній компенсації.

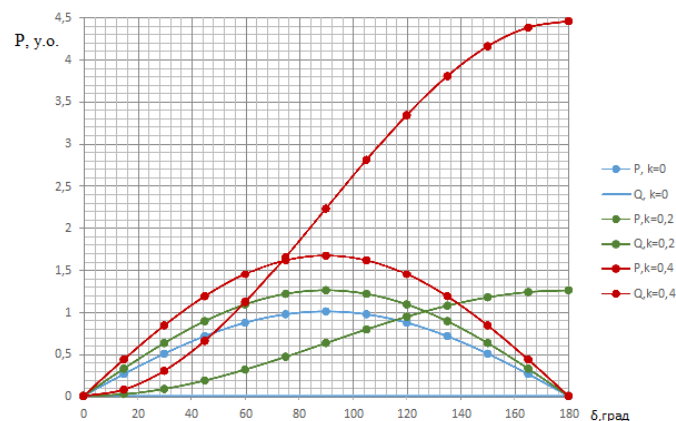


Рисунок 3.5 – Залежності активної потужності, що передається, і реактивної потужності конденсаторний батареї від кута передачі δ ,

Послідовна ємнісна компенсація дозволяє отримати наступні системні ефекти:

- покращення стійкості по напруги;
- збільшення меж переданої потужності;
- перерозподіл потоків активної потужності між паралельно працюючими лініями (при необхідності).

Значним недоліком КПК є велика генерація реактивної потужності послідовно включеним конденсатором, що приводить до погіршення режиму напруг (напруга на боці конденсаторний батареї, протилежною передавальної електростанції, різко знижується). Тому при необхідності застосування значних ступенів компенсації (40 і більше відсотків) вдаються до розподілу пристроїв КПК по лінії, встановлюючи їх на двох (електропередача ГЕС Ітайпу - Сан-Пауло) або на чотирьох підстанціях (електропередача Північ – Південь), обидві електропередачі в Бразилія.

Характеристики потужності електропередачі з ОРПП. Характеристики потужності електропередачі з ОРПП наведено на рисунках 3.6. – 3.10. Вони розраховані за методикою, розглянутою у розділі 2.2, при підключенні до лінії двох джерел керованих ЕРС – паралельного та послідовного в середині лінії (рис. 2.3). Вважалось, що пристрій складається з двох СТАТКОМів, перший з яких регулює реактивну потужність в точці підключення і забезпечує, у відповідно з заданим законом регулювання, потік активної потужності в бік другого СТАТКОМу. Останній забезпечує поздовжню складову напруги, що прикладається до лінії з допомогою послідовного трансформатор.

Відповідно до діаграм рисунку 3.11 характеристики потужності розраховувалися для п'яти положень вектора напруги V_{pq} ($\Delta E_{ОРПП}$, розділ 2), що визначаються величиною кута регулювання ρ , відповідно при ρ рівному 0° , 45° ,

90° , 135° та 180° . Слід зазначити, що положення вектору ОРПП, що дорівнюють кутам $\rho = 0^\circ$ і 180° , відповідають моделі поздовжньо включеного СТАТКОМу, тобто ПСТАТКОМу, що генерує складову напруги, збігається по фазі (або протифазно включену) з вектором падіння напруги на індуктивному опорі лінії. У решти випадках ОРПП виконує регулювання як активною, так і реактивною потужностями в точках примикання. При $\rho = 90^\circ$ режим роботи пристрою відповідає генерації тільки реактивної потужності в межах, відповідних заданій потужності перетворювача ОРПП.

На рисунку 3.7,б у великому масштабі наведено ділянки характеристик потужності, відповідних $|\Delta E_{\text{ОРПП}}| = 0,4$ у.о., при характерних кутах регулювання, які ілюструють зрушення максимумів характеристик через поздовжнє та поперечне регулювання.

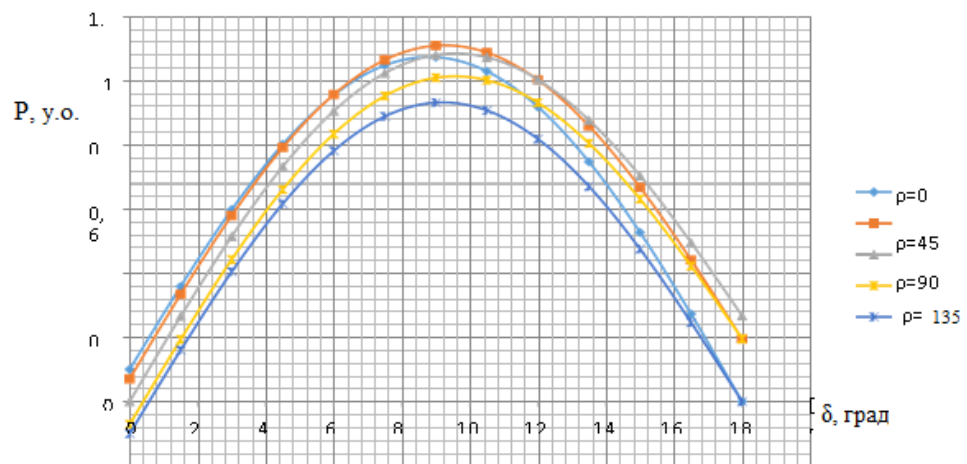


Рисунок 3.6 – Характеристики потужності електропередачі з ОРПП, $|\Delta E_{\text{ОРПП}}| = 0,1$ у.о.

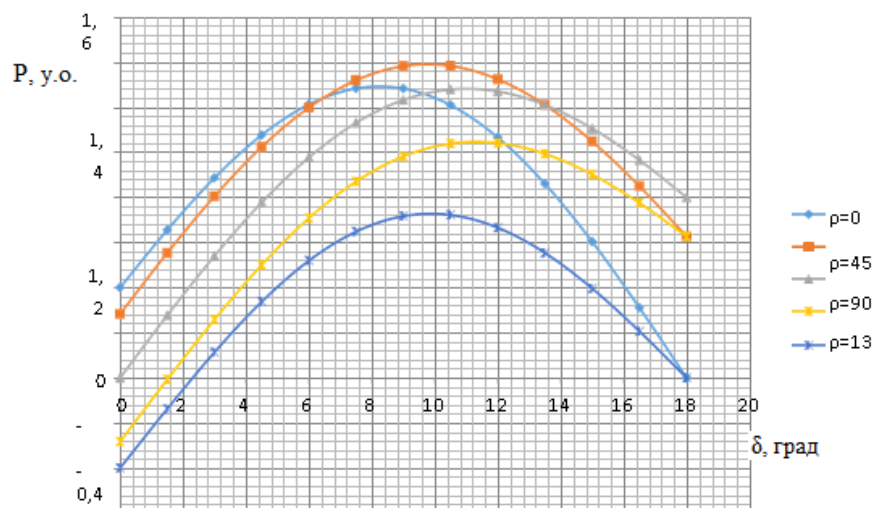


Рисунок 3.7,а – Характеристики потужності електропередачі з ОРПП, $|\Delta E_{\text{ОРПП}}|=0,4$ у. о.

Необхідно відзначити, що найбільша амплітуда характеристики потужності досягається при $\rho = 45^\circ$, найбільше зрушення у бік великих кутів при $\rho = 90^\circ$ (тобто при роботі в режимі СТАТКОМу).

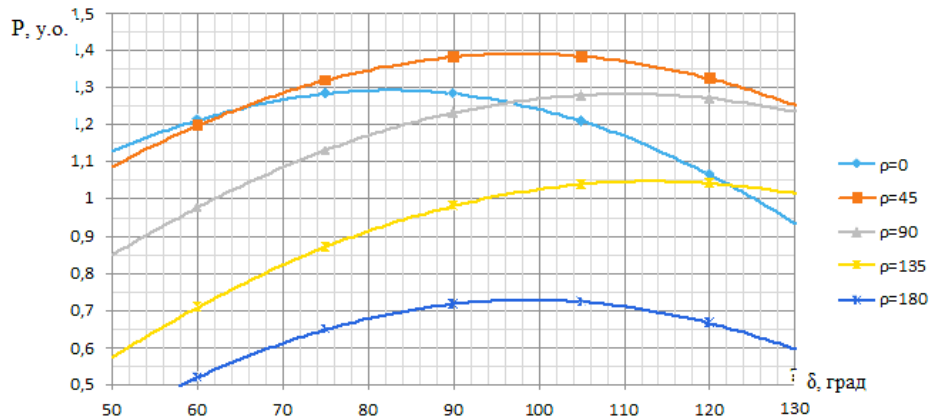


Рисунок 3.7,б – Характеристики потужності електропередачі з ОРПП, $|V_{pq}| = 0,4$ у. о.

Коректність методики підтверджується порівнянням отриманих характеристик з характеристиками потужності, розрахованими для відправного кінця електропередачі за спрощеною формулою:

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{x_{\text{л}}} \sin \delta + \frac{V_1 \cdot V_{pq}}{x_{\text{л}}} \cos \left(\frac{\delta}{2} - \rho \right). \quad (3.8)$$

Ці характеристики для $|V_{pq}|=0,4$ у. о. наведено на рисунку 3.8.

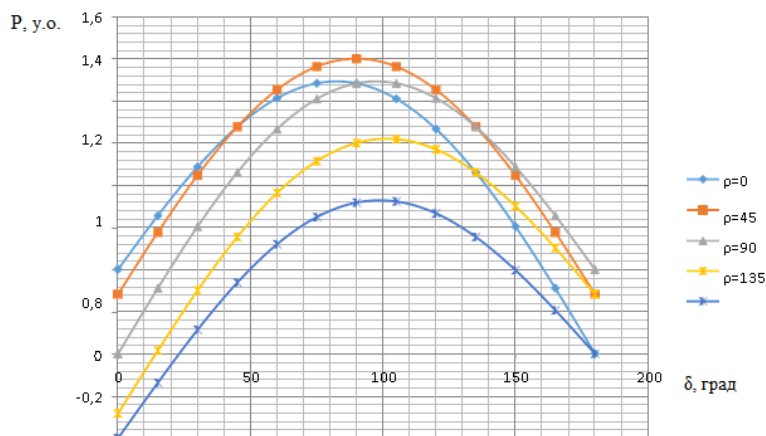


Рисунок 3.8 – Характеристики потужності електропередачі з ОРПП, розраховані за спрощеними формулами, $|V_{pq}|=0,4$ у.о.

Характеристики на рис. 3.7 та 3.8 практично збігаються. Причини відмінностей характеристик розглянуті нижче.

Отримані характеристики потужності ілюструють достатньо високу ефективність ОРПП як засобу режимного регулювання і засобу підвищення динамічної стійкості.

Зміна характеристик потужності при збільшенні потужності пристрою ілюструється рисунками 3.9,а,б, на яких наведено характеристики потужності при заданих кутах регулювання. У якості параметра, що змінюється, прийнята потужність пристрою.

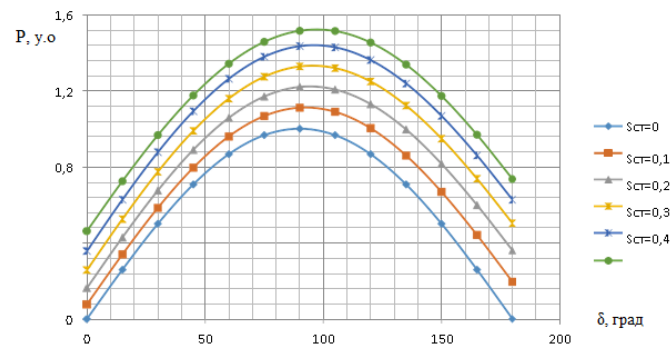


Рисунок 3.9,а – Зміна характеристики потужності електропередачі з ОРПП при зміні встановленої потужності пристрою при постійному куті регулювання $\rho = 45^\circ$

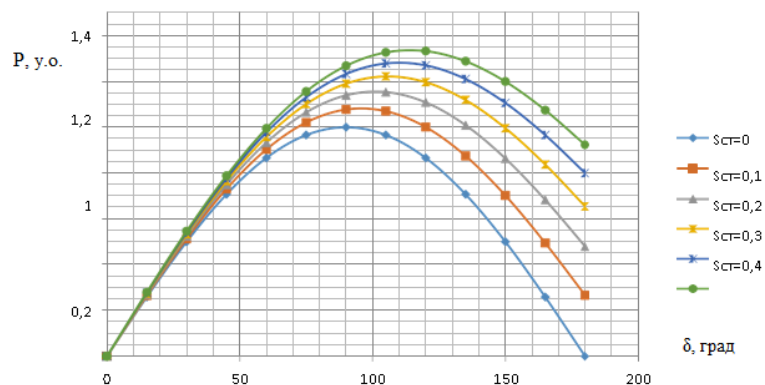


Рисунок 3.9,б – Зміна характеристики потужності електропередачі з ОРПП при зміні встановленої потужності пристрою при постійному куті регулювання $\rho = 90^\circ$

Останній рисунок слід зіставити з рис. 3.3, у якому наведено характеристики потужності електропередачі зі СТАТКОМом. При куті регулювання ОРПП $\rho = 90^\circ$ його характеристика аналогічна характеристиці СТАТКОМу (працює лише перший перетворювач), що й підтверджується збігом відповідних кривих.

Слід зазначити, що найбільший внесок у підвищення характеристики потужності визначається спільним регулюванням реактивної та активної потужності ОРПП ($\rho = 45^\circ$). Зазначений вище зсув характеристики потужності у бік великих значень кутів при $\rho = 90^\circ$ позитивно позначається на рівні динамічної стійкості. Регулювання потоку активної потужності за рахунок зміни кута ρ в діапазоні $0 \dots 45^\circ$ і $135 \dots 180^\circ$ сприяє демпфуванню післяаварійних коливань потужності. Більше докладно це питання розглянуто при аналізі перехідних процесів електропередачі з пристроєм ОРПП.

Уявлення про можливі діапазони зміни потужності електропередачі за рахунок регулювання ОРПП можна отримати з рисунку 3.10, на якому представлені характеристики потужності для кутів регулювання $\rho = 0^\circ, 45^\circ, 90^\circ$, а також 225° та 270° . Максимальна відмінність між амплітудами характеристик складає 0,8 відносною одиниці потужності (при кутах $\rho = 45^\circ$ і 225°). Діапазон зміни потужності, який отримуємо при регулюванні тільки реактивної потужності (за рахунок зміни потужності СТАТКОМу від максимальною генерації до максимального споживання) може бути оцінений на базі результатів, представлених на рисунку 3.10 із зіставлення кривих при кутах $\rho = 90^\circ$ та 270° (становить величину порядку 0,52 у.о.). Відповідно, регулювання тільки ПСТАТКОМА (кути $\rho = 0^\circ$ і 180°) забезпечує зміну потужності на 0,6 у.о. (рисунки 3.8, 3.9).

Це свідчить про великі можливості динамічного регулювання потужності з допомогою кожного з елементів ОРПП і пристроєм повного складу.

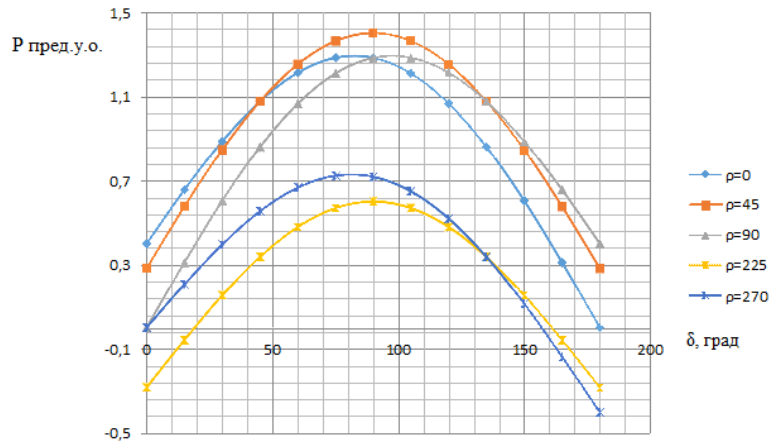


Рисунок 3.10 – Характеристики потужності електропередачі з ОРПП при кутах регулювання в першому і третьому квадрантах, $|\Delta E_{\text{ОРПП}}|=0,4$ у.о.

Урахування обмежень на режими роботи перетворювачів пристроїв FACTS. Слід зазначити, що отримані на основі методики, розглянутої в розділі 2.2, результати (наведені вище характеристики потужності) містять загальну методичну похибку, пов'язану з відсутністю обліку режиму напруги $U_{\text{ст}}$ і обмеження струму перетворювача СТАТКОМу (ОРПП) при зміні кута δ , що, як показано нижче, суттєво перебільшує вплив СТАТКОМу (ОРПП) на режим роботи електропередачі.

На рисунках 3.11,а,б наведено залежності, які ілюструють режим напруги в середній точці лінії і струмове завантаження перетворювача СТАТКОМу при потужності $S_{\text{st}} = 0,4$ у.о. при розрахунку активної та реактивної потужності за формулами (2.24), (2.25).

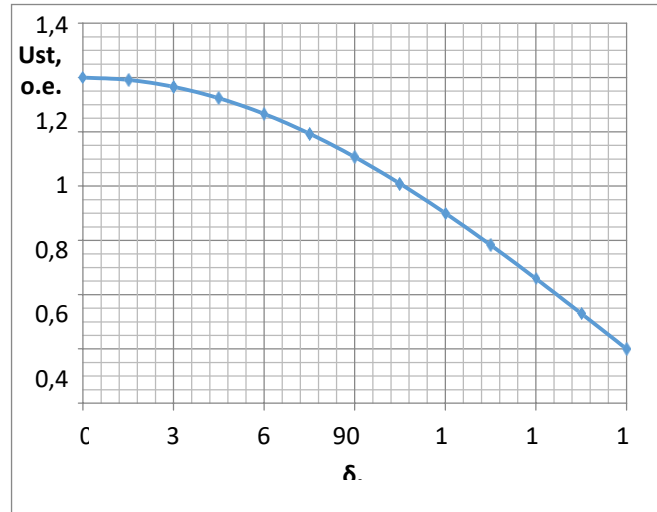


Рисунок 3.11,а – Зміна напруги в точці підключення СТАТКОМу в функції кута електропередачі

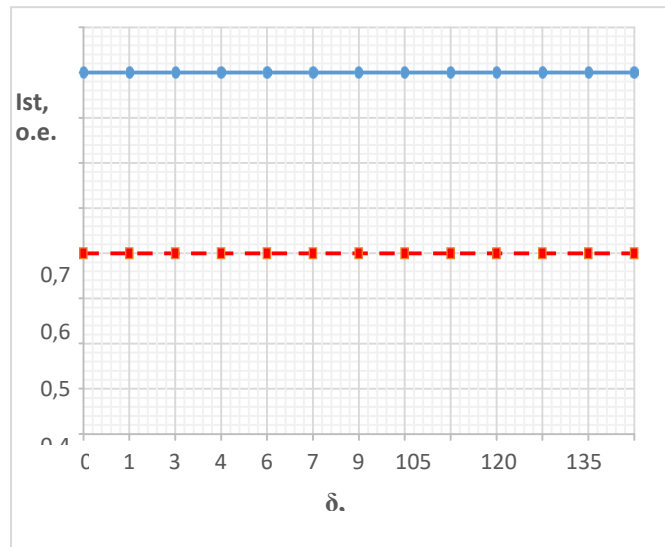


Рисунок 3.11,б – Струмове завантаження перетворювача СТАТКОМу у функції кута електропередачі

Рисунок 3.11 показує, що оцінювання за формулами (2.24), (2.25) приводить

до суттєвих відхилень режимних показників роботи електропередачі: напруга перевищує допустимий рівень в діапазоні зміни кутів $0 - 60^\circ$, струмове завантаження перетворювача перевищує номінальне в два рази у всьому діапазоні зміни кута.

Не вільні від цих недоліків і результати, одержувані за пропонованою в роботі методикою, заснованою на визначенні еквівалентної ЕРС. На рисунках 3.12,а,б наведено залежності, які ілюструють режим напруги в середній точці лінії і струмове завантаження перетворювача СТАТКОМ при потужності $S_{st} = 0,4$ у.о. при розрахунку активною і реактивною потужності за виразам (2.15).

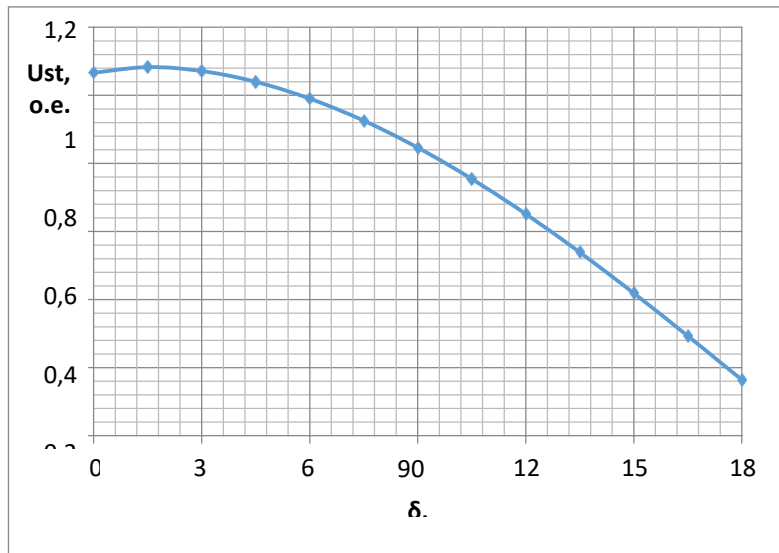


Рисунок 3.12,а – Зміна напруги в точці підключення СТАТКОМу функції кута електропередачі при розрахунку з використанням еквівалентної ЕРС

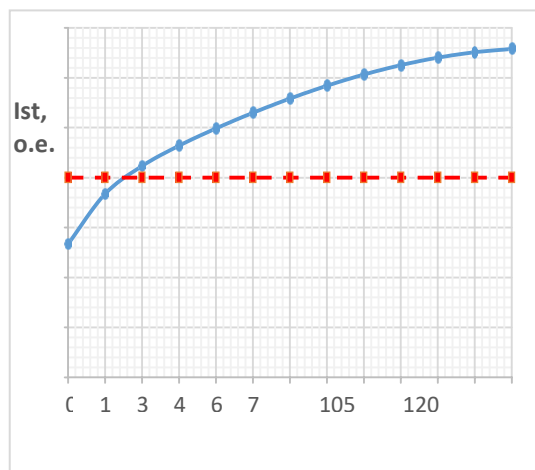


Рисунок 3.12,б – Струмове завантаження перетворювача СТАТКОМу в функції кута електропередачі

Дані рисунків 3.12,а,б показують, що напруга в точці підключення пристрою як і в попередньому випадку також перевищує допустиме в діапазоні зміни кутів $0 - 45^\circ$, а перевантаження перетворювача по струму характерне для величин кутів, що перевищують приблизно 25° . Відмінності між рисунками 3.11 та 3.12 пояснюються незначними розбіжностями характеристик потужності, розрахованих за формулами (2.24), (2.25) і запропонованою методикою з використанням еквівалентної ЕРС.

Необхідно відзначити, що в рамках запропонованої методики облік зазначених обмежень на режимні параметри пристроїв FACTS виконується досить просто – шляхом зниження величини ЕРС паралельно підключеного перетворювача (СТАТКОМу) до досягнення максимально допустимої величини його струму, при збереженні поздовжньо включеної ЕРС (ПСТАТКОМу). Очевидно, що застосування подібного прийому при використанні формул (2.24), (2.25) не є можливим.

Враховуючи помітне вплив відзначених обмежень, нижче наведено графіки зміни напруги в точці підключення СТАТКОМу та його струму при відповідній корекції методики (рисунки 3.13, а, б).

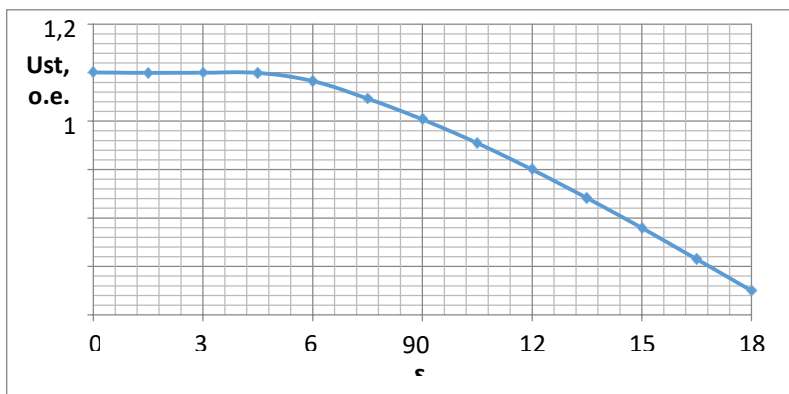


Рисунок 3.13,а – Зміна напруги в точці підключення СТАТКОМу у функції кута електропередачі при розрахунку з використанням еквівалентної ЕРС та обліку обмежень

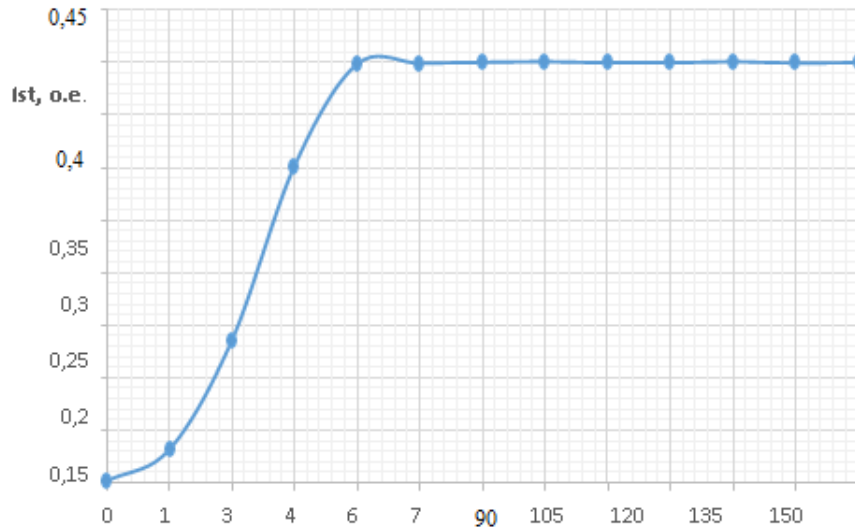


Рисунок 3.13,б – Зміна струму перетворювача СТАТКОМу на функції кута електропередачі при розрахунку з використанням еквівалентної ЕРС і обліку обмежень

На рисунку 3.14 – Наведено порівняння характеристик потужності електропередачі зі СТАТКОМ, розрахованих для $S_{st}=0,4$ за формулами (2.24) та (2.15) з урахуванням обмежень. Різниця в амплітудах та фазовому зрушенні достатньо велика. Тому усі наступні розрахунки виконані на основі запропонованої методики з використанням еквівалентної ЕРС і обліку обмежень. на рисунках 3.15 і 3.16 наведено сімейства характеристик потужності електропередачі зі СТАТКОМ при зміні його потужності межах $S_{st} = 0 \dots 0,5$ у.о. та ОРПП потужністю $2 \times 0,4$ у.о. при зміні кута регулювання ρ , розрахованих при врахуванні обмежень.

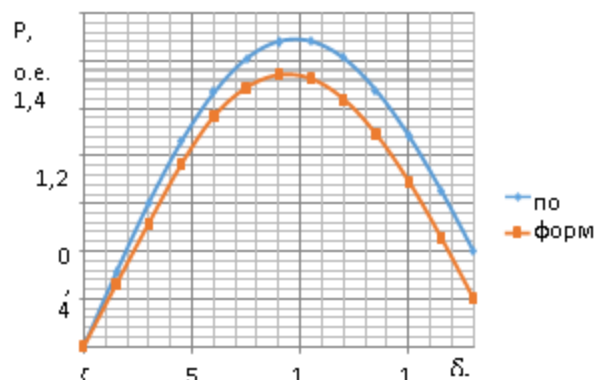


Рисунок 3.14 – Порівняння характеристик потужності електропередачі зі СТАТКОМом, розрахованих різними методами

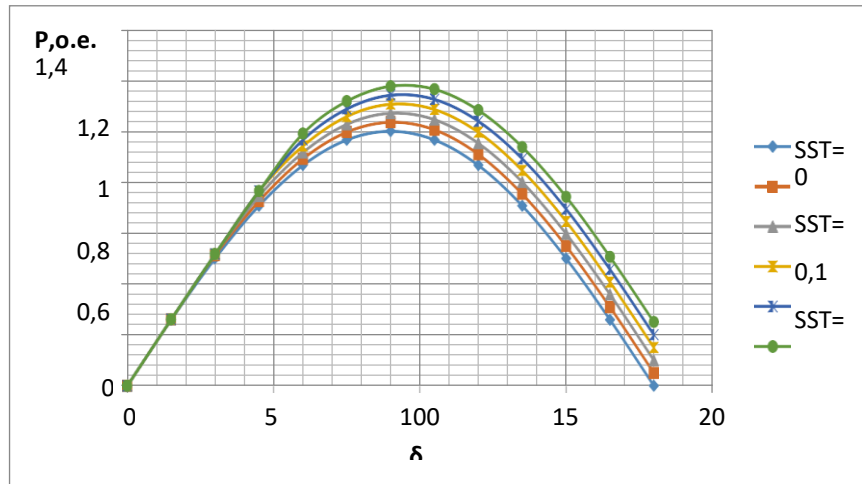


Рисунок 3.15 – Характеристики потужності електропередачі зі СТАТКОМом, розраховані з урахуванням обмеження струмового завантаження перетворювача

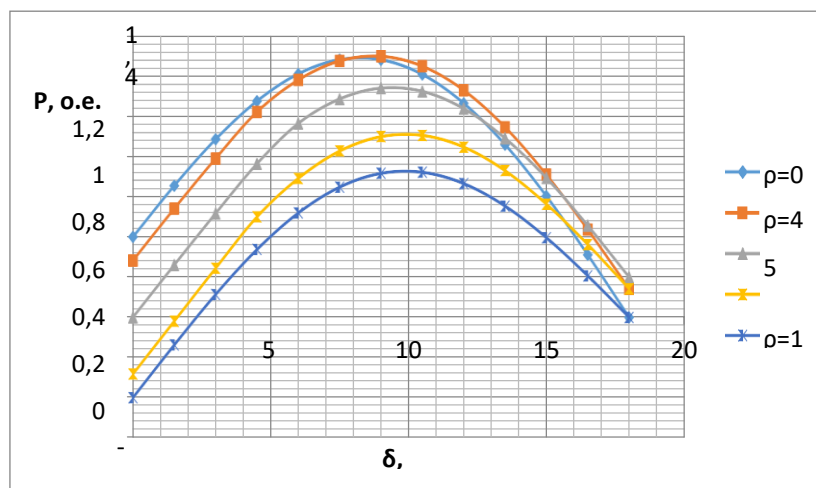


Рисунок 3.16 – Характеристики потужності електропередачі з ОРПІ, розраховані з урахуванням обмежень

Порівняння з рисунками 3.3 і 3.7,а показує, що відсутність урахування обмежень (головним чином, по струмовому завантаженню паралельного перетворювача) наводить до суттєвого перебільшення ефективності пристроїв FACTS. Тому всі наступні оцінки та розрахунки виконані на основі запропонованої методики з урахуванням зазначених обмежень.

Слід також зазначити, що ця методика досить просто поєднується з традиційним способом запису рівнянь перехідних процесів синхронної машини і зручна для виконання розрахунків процесів при обурення в електромережі.

3.2 Аналіз перехідних процесів найпростішою енергосистеми, оснащеною СТАТКОМом та ОРПП

Розрахункова схема. Розрахункову схему наведено на рисунку 2.3. Вона містить синхронний генератор, трансформатор, що підвищує напругу, і дві ділянки лінії з однаковими параметрами. У середині лінії передбачено підключення моделі СТАТКОМу і подовжньо включеною моделі ПСТАТКОМу. Приймальна система представлена шинами постійної напруги і частоти.

Перехідні процеси описуються рівняннями Парку-Горьова. У відповідності до описаних математичних моделей пристроїв, представлених у розділі 2, усі рівняння перехідних процесів записані в загальній координатною системі q, d , суміщеною з ротором генератора $\Gamma 1$. У основі моделювання лежить формування системи алгебро-диференціальних рівнянь, що описують основні об'єкти та їх системи регулювання. Для інтегрування диференціальних рівнянь передбачено набір чисельних методів різної складності. Особливістю даного підходу до моделювання є відсутність необхідності точного розрахунку початкових умов. Перехід до параметрів встановленого режиму роботи відбувається під дією регулюючих пристроїв при заданій потужності первинного двигуна.

У якості параметрів генератора прийняті параметри турбогенератора ТВВ - 800. Розглянуто перехідні процеси при збуреннях режиму роботи, викликаних

короткими замиканнями на початку лінії електропередачі. Основна увага приділена оцінці впливу пристроїв FACTS на перебіг перехідних процесів.

Аналіз процесів при трифазному короткому замиканні. Процеси при трифазній короткому замиканні найбільш прості з фізичної точки зору.

На рисунку 3.17 представлено зміну кута ротора та електромагнітної потужності генератора при трифазному короткому замиканні тривалістю 0,12с у вузлі 2.

На підставі розрахунку меж динамічної стійкості при трифазному КЗ параметри лінії електропередачі підібрані таким чином, щоб при цьому збурена система була б стійкою, але перебувала б поблизу межі динамічної стійкості. Протяжкість збурення та близькість до межі динамічної стійкості свідчить зниження електромагнітної потужності (червона крива) при зростанні кута (синя крива) в інтервалі часу 30,2 – 31 с. Мінімальне значення електромагнітної потужності становить приблизно 0,93 ($P_{ном} = 0,9$), тобто система дуже близька до порушення стійкості. Розрахунки виконані при кратності форсування збудження рівною 2.

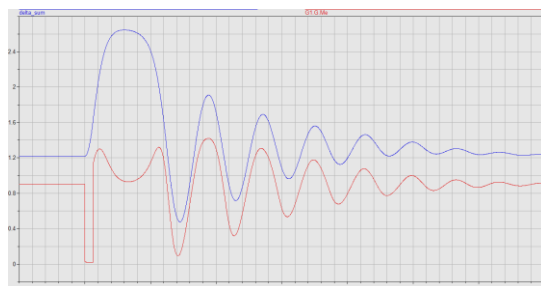


Рисунок 3.17 – Зміна кута і електромагнітної потужності генератора при трифазній КЗ

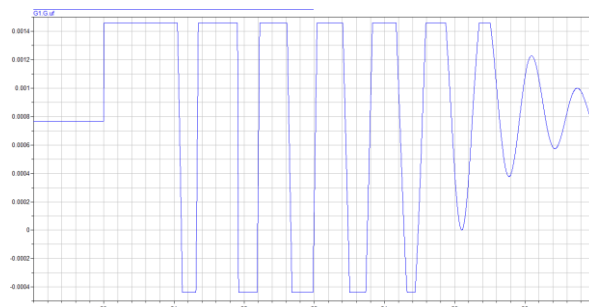
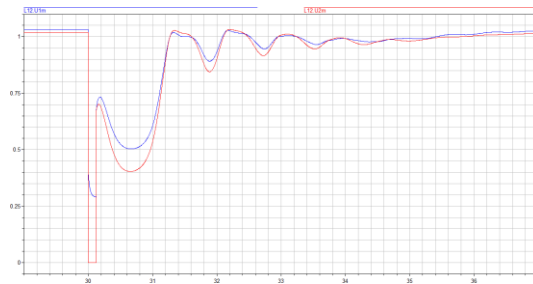


Рисунок 3.18 – Зміна напруги збудження при трифазному короткому

замиканні

На рисунку 3.18 представлено зміна напруги збудження. Зіставлення кривих на рисунках 3.17 і 3.18 показує, що в зв'язку зі значним зниженням напруги (рис. 3.19) форсування збудження до стельового значення має місце практично до моменту досягнення кутом максимального значення. Демпфування післяаварійних коливань відбувається достатньо інтенсивно. Зміна напруги збудження свідчить про достатньо ефективне налаштування автоматичного регулятора збудження. Зміна напруги на виводах генератора і в початку лінії електропередачі (у точці короткого замикання) ілюструється рисунком 3.19.



Рисунку 3.19 – Зміна напруги на виводах генератора (синя крива) та набоці вищого напруги трансформатора (червона крива)

Зміна напруг також характеризує перехідний процес як конче важкий. На першим коливанні кута напруга в початку лінії електропередачі знижується до 0,405 номінального значення.

Істотно змінюється також і напруга в точці підключення СТАТКОМу (середня точка лінії електропередачі, $U_{ст}$). Зміна цієї напруги ілюструє рисунок 3.20.

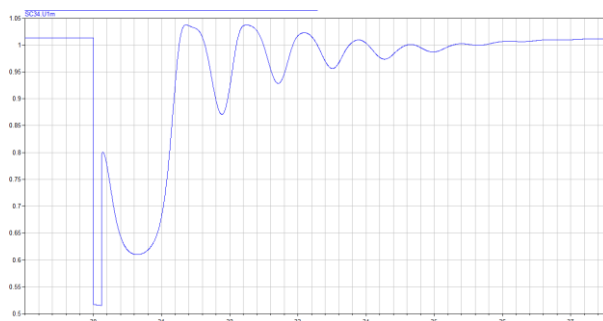


Рисунок 3.20 - Зміна напруги в середній точці лінії електропередачі Зміна напруги $U_{ст}$ також показує значне відхилення від номінального значення в течія першого коливання кута ротора.

Процеси при підключенні СТАТКОМу. Підключення СТАТКОМу до середньої точки електропередачі суттєво впливає на протікання перехідних процесів. Потужність СТАТКОМу складає 0,2 у.о. генератора (178) МВА) або 0,09 в частках пропускної можливості лінії.

На рисунку 3.21 показано зміна кута ротора генератора і його електромагнітна потужність при трифазній замиканні в початку ділянки Л1.

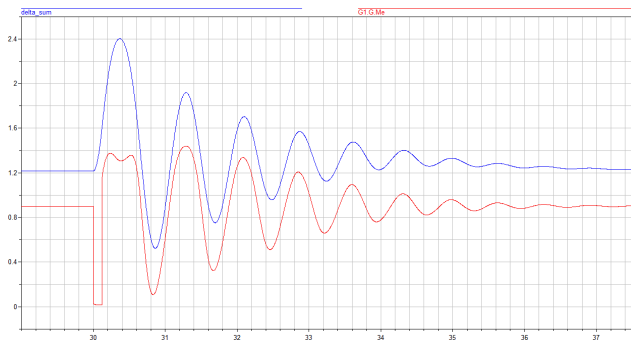


Рисунок 3.22 – Зміна кута і електромагнітної потужності генератора при трифазній КЗ при обліку дії СТАТКОМу

Для зіставлення на рисунку 3.23 поєднані криві зміни кута і електромагнітної потужності з урахуванням і без урахування підключення СТАТКОМу.

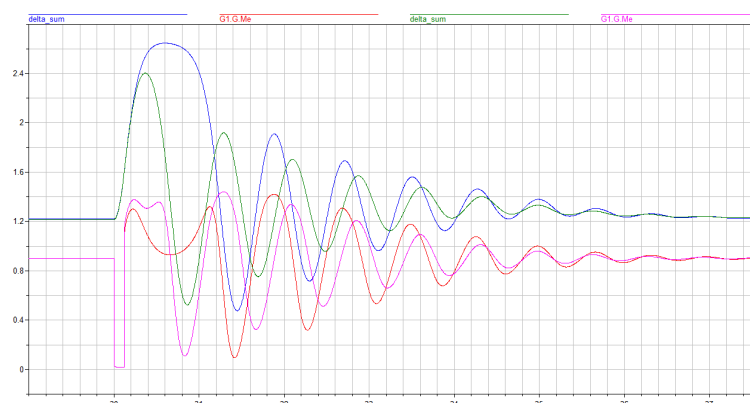


Рисунок 3.23 – Порівняння процесів: синя та червона криві – кут і електромагнітна потужність без урахування, зелена та рожева – кут і електромагнітна потужність при урахуванні дії СТАТКОМу

Зіставлення кривих зміни кута і електромагнітної потужності ілюструє помітний вплив СТАТКОМу на перебіг перехідного процесу. Незважаючи на ту обставину, що виліт кута на першому коливанні в обох випадках достатньо великий - при відсутності СТАТКОМу приблизно 1,43 радіана (близько 82 градусів), при дії СТАТКОМу – 1,2 радіана (69) градусів), характер зміни кута і електромагнітної потужності характеризують суттєво легший перехідний процес.

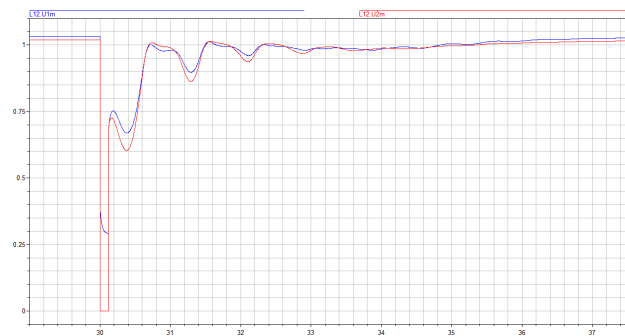


Рисунок 3.24 – Зміна напруг на виводах генератора (синя крива) та на стороні вищої напруги трансформатора (червона крива) при врахуванні дії СТАТКОМу

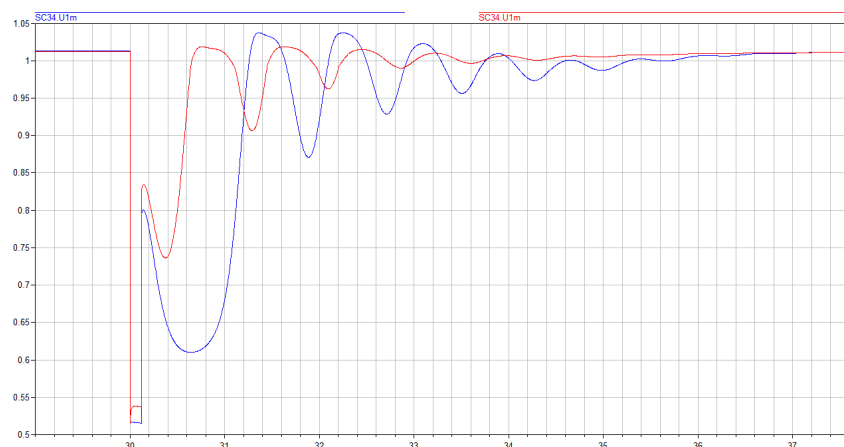


Рисунок 3.25 – Зміна напруги в середній точці лінії: синя крива – СТАТКОМ вимкнено, червона – СТАТКОМ підключений

Криві на рисунку 3.24 можуть бути зіставлені з аналогічними кривими рисунку 3.21; на рисунку 3.25 зіставлено зміна напруги в точці підключення СТАТКОМу при врахуванні його дії (червона крива) та за його відсутності. Обидва рисунки ілюструють істотний вплив пристрою на протікання перехідного процесу.

На рисунку 3.26 наведені криві, що ілюструють зміну струму та реактивною потужності СТАТКОМу в течія перехідного процесу, викликаного трифазним коротким замиканням.

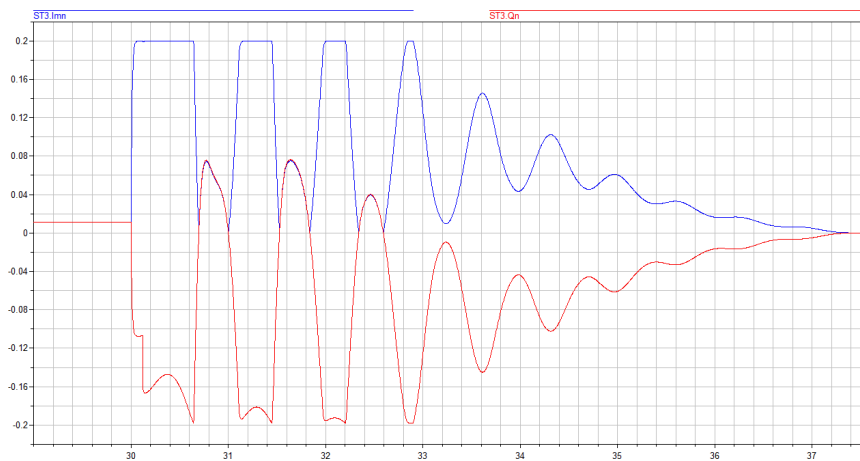


Рисунок 3.26 – Зміна струму (синя крива) та реактивної потужності СТАТКОМу(червона) в ході перехідного процесу

Рисунок 3.26 показує, що СТАТКОМ інтенсивно реагує на відхилення напруги в точці підключення, струм обмежується заданою величиною, яка визначається встановленою потужністю; реактивна потужність змінюється відповідно до зміни струму СТАТКОМу і напруги в точці його підключення.

Подані результати підтверджують правильність математичного моделювання і високу ефективність СТАТКОМу з точки зору його впливу на підвищення рівня динамічної стійкості.

Коректність моделювання підтверджує зіставлення отриманих результатів з

графіками процесів, отриманих при використанні аналогічних параметрів генератора і електричної мережі з допомогою програмного комплексу MatLab/SimuLink. Результати розрахунку наведено на рисунках 3.27,а,б, - відповідно, без урахування і з урахуванням дії СТАТКОМу.

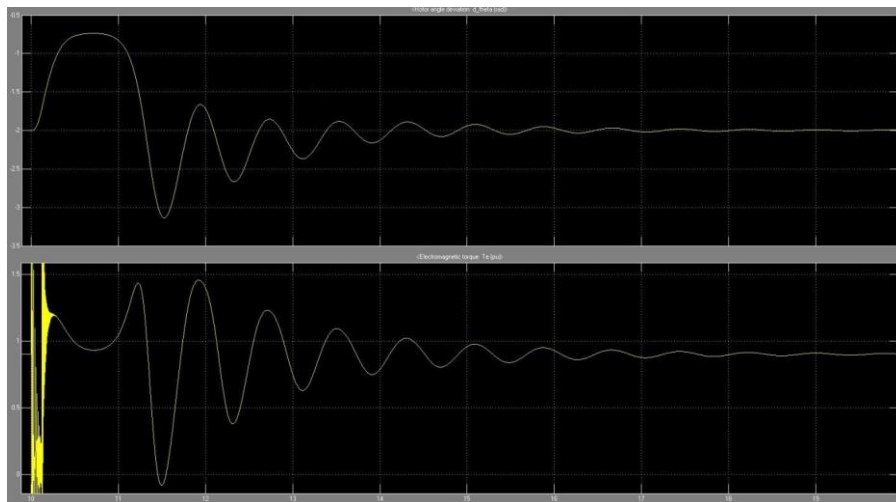


Рисунок 3.27,а - Зміна кута та електромагнітної потужності генератора при трифазній короткому замиканні в початку лінії електропередачі, без урахування дії СТАТКОМу

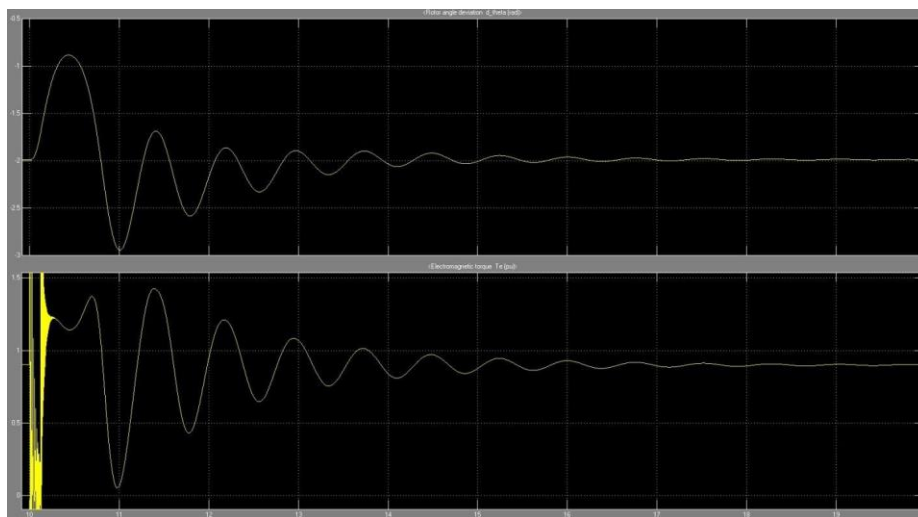


Рисунок 3.27,б – Зміна кута та електромагнітної потужності генератора при трифазному короткому замиканні на початку лінії електропередачі, з урахуванням дії СТАТКОМу

Зіставлення результатів рисунків 3.17, 3.23 і рисунків 3.27,а,б вказує на добрий збіг зміни основних змінних. Розмиті жовті ділянки графіків визначаються моделюванням процесів в трифазній постановки з урахуванням так званих швидкоперехідних процесів у ланцюгах статорів.

Тестування математичної моделі ПСТАТКОМу. У якості вихідного встановленого режиму роботи прийнятий режим, близький до межі динамічної стійкості при трифазній короткому замиканні. Значення кута ротора у сталому режимі складає 1,2 радіана, або 69 градусів (тобто режим є достатньо важким). Потужність, що передається, відповідає номінальній потужності генератора та дорівнює 0,9 у.о. Потужність ПСТАТКОМу прийнята рівною 0,2 у.о. (або 178 МВА; за базову потужність прийнята $S_B = 800/0,9 = 888,9$ МВА). Як тестове збурення прийнято стрибок уставки ПСТАТКОМу по струму. У електропередачі, що розглядається, потужність, що передається, визначається заданою потужністю первинного двигуна електричної станції, стаціонарні зміни режиму роботи під дію ПСТАТКОМу неможливі, тому вказане збурення буде викликати тимчасову зміну режимних параметрів. При виконанні тестових розрахунків приймається, що пристрій отримує живлення від стороннього джерела великої потужності. У відповідно з прийнятим методом моделювання розглянута робота ПСТАТКОМу в режимі компенсації.

На рисунку 3.28 наведено зміну кута та електромагнітної потужності генератора при стрибкоподібній зміні уставки по струму лінії на 0,4 у.о.

Під дією ЕРС ПСТАТКОМу швидко (практично стрибком) зростає передана по лінії потужність (червона крива). Через збільшення електромагнітної потужності ротор генератора починає інтенсивно гальмуватися і ротор після коливань займає нове кутове положення, що відповідає характеристиці потужності, що змінилася. Кут регулювання ρ приблизно дорівнює нулю, тобто ПСТАТКОМ забезпечує максимально можливе збільшення переданої потужності. Стрибок електромагнітної потужності генератора залежить від коефіцієнта регулювання ПСТАТКОМу K_{0i} ; ця залежність ілюструється рисунком 3.30, на якому наведено графіки зміни електромагнітної потужності генератора при різних

коефіцієнтах регулювання ПСТАТКОМу.

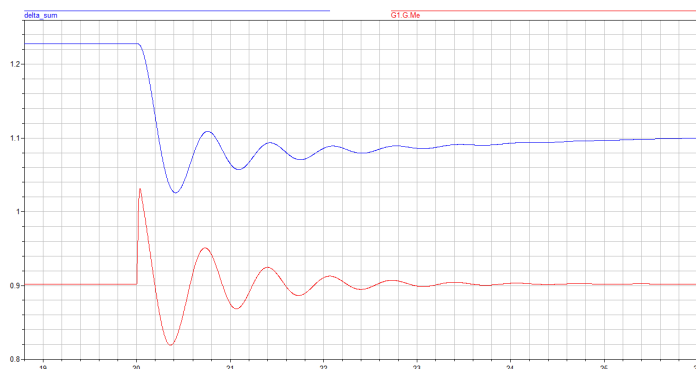


Рисунок 3.28 – Зміна кута ротора та електромагнітної потужності генератора при стрибкоподібній зміні уставки ПСТАТКОМу по струму лінії на 0,4 о. ($S_{\text{пст}} = 0,2$ о.е., $K_{0i} = 10$ о.е.)

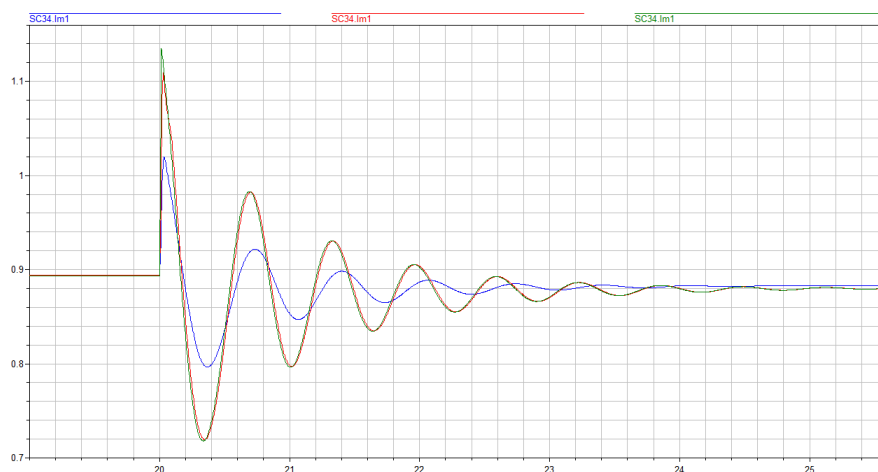


Рисунок 3.29 – Зміна електромагнітної потужності генератора залежно від коефіцієнта K_{0i} ПСТАТКОМу (синя крива - $K_{0i} = -10$ у.о. червона - $K_{0i} = -20$ у.о., зелена - $K_{0i} = -50$ у.о.)

Зіставлення кривих рисунку 3.30 показує, що збільшення абсолютної величини коефіцієнта K_{0i} понад значень $|K_{0i}| = 20 \dots 50$ не є доцільним, оскільки не викликає збільшення впливу на зміну потужності, що вноситься, оскільки величина вихідної напруги ПСТАТКОМу обмежується, виходячи з заданої номінальної потужності. Керовані напруги ПСАТКОМу обмежуються з використанням виразів (2.37), (2.28), їх зміна при великій абсолютній величині

коефіцієнта регулювання ілюструється рисунком 3.30.

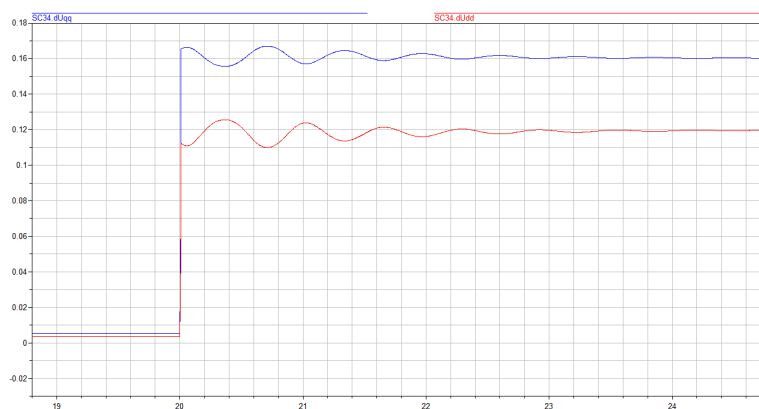


Рисунок 3.30 – Зміна вихідних напруг ПСТАТКОМу ($K_{oi} = -50$ у.о.)

Вихідні напруги пристрої змінюються таким чином, що результуюче напруга не перевершує заданою величини 0,2.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі запропонована математична модель пристроїв силового режимного регулювання (пристроїв FACTS) - пристроїв паралельного підключення (СТАТКОМ) і пристроїв комплексного регулювання - об'єднаного регулятора потоку потужності(ОРПП).

У основу математичного моделювання покладено відтворення зовнішніх характеристик сучасних пристроїв управління режимами електропередачі змінного струму. Результати запропонованої методики практично повністю збігаються з результатами, отриманими на основі добре опрацьованих та представлених у літературних джерелах методів розрахунку характеристик потужності лінії електропередачі з компенсуючими пристроями. Однак, обидва підходу мають суттєві недоліки - відсутні обмеження по режиму напруги в точках підключення пристроїв до мережі та обмеження струму перетворювача при зміні кута по лінії електропередачі, що перебільшує позитивний вплив пристроїв на режими роботи енергосистем. Важливою перевагою запропонованої методики, з використанням еквівалентної ЕРС, перед відомими методиками є можливість здійснення врахування перерахованих обмежень. Беручи до уваги необхідні для стабільною роботи обладнання обмеження, можна достовірно оцінити ефективність роботи пристроїв FACTS в енергосистемі в загалом.

Аналіз перехідних процесів найпростішої енергосистеми, оснащеної пристроями FACTS, дозволяє оцінити достовірність розробленою методикою Представлені в роботі графіки перехідних процесів доводять не тільки значне покращення режиму роботи системи з компенсуючими пристроями, але і коректність моделювання, запропонованої в роботі.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Концепція впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року Київ: Кабінет Міністрів України 2022 15с.: [електронний ресурс] / режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text>
2. Базюк Т. М., Блінов І. В., Буткевич О. Ф. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими // Ін – т електродинаміки НАН України. – К.: ІЕД НАНУ, 2015. – 399 с.
3. Биконя О. С. Шляхи впровадження SmartGrid в країнах світу/ Економічний вісник Донбасу № 1 (27), 2012 – С.217-222
4. Кириленко О.В. Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж/ Кириленко О.В., Денисюк С.П.. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКА ЭНЕРГОАУДИТ 2016 №4 (147) – С.2-14
5. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Денисюк С. П. Розвиток інтелектуальних електричних мереж України на основі положень концепції Smart Grid // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. – К.: ІЕД НАН України, 2012. – С. 5–13.
6. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
7. Літвінов В.В., Вибір пристроїв FACTS та місць їхнього встановлення для зниження ризику виникнення аварійної ситуації в електроенергетичній системі Гідроенергетика України 2020 №3-4 С.57-63 : [електронний ресурс] / режим

доступу: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/zhurnal_hidroenerhetyka_ukrayiny/gidroenergetika-ukraini-2020-no3-4

8.Інтелектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах [Текст] : монографія/ О. В. Кириленко[та ін.] ; Ін-т електродинаміки НАН України, " Київський політехнічний ін – т ", Нац . техн . ун – т України . - Київ : Медіа ПРЕС, 2005. – 212 с.

10.Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: [підручн.] /В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. — К.: НТУУ «КПІ», 2008. — 456 с.

11. Кучанський В. В. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж / В.В. Кучанський, Д.О. Малахатка. — Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. – 120 с.

12. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Павловський В.В., Левконюк А.В. Підвищення пропускної здатності «слабких» перетинів енергосистем з використанням технології ГПЗС(FACTS) // Техн. електродинаміка. – 2009.– №2. – С. 63 -68.

13. Кириленко А. В., Якименко Ю.И., Жуйков В.П., Денисюк С.П. Преобразователи параметров электроэнергии в Smart системах энергетики/ Київ: Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України Спеціальний випуск, 2010 – С. 17-23

15. Бондаренко С. А. Smart grid в забезпеченні інтелектуалізації енергосистеми України. Social development & Security.// [електронний ресурс] 2019. Вип. 9 (1). С. 26–39 [режим доступу: <https://paperssds.eu/index.php/JSPSDS/article/view/85/83>

16. Саєнко Ю.Л., Бараненко Т.К., Бараненко Є.В. Методи компенсації реактивної потужності в мережах з нелінійними навантаженнями // Електротехніка та електроенергетика.,2013. - №26. – С. 204-210.

17. Кучанський В., Малахатка Д. Оптимізація режимів роботи неоднорідних електричних мереж керованими пристроями компенсації реактивної потужності. Збірник наукових праць ЛОГОС, 2020 – С. 40-44.

18. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України : зб. наук. пр. : спеціальний випуск. — 2011. — Ч. 1. — С. 48—55.

19. Лежнюк П. Д., Добровольська Л.Н., Кулик В.В., Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем // Під ред.. Лежнюка П. Д. — Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. — 328 с.

20. Матвійчук В.А., Рубаненко О.Є., Рубаненко О.О., Гунько І.О.: Інтелектуалізація електроенергетичних систем. Навчально-методичний посібник для підготовки студентів освітнього рівня «Магістр» в галузі знань 14 «Електрична інженерія» спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка» – Вінниця, видавничий центр ВНАУ: 2019 р. – 109 с.

21. Спінул Л.Ю., Сергієнко А.С., Гриценко В.Є. Керовані підмагнічуванням шунтуючі реактори як засіб підвищення надійності електричної мережі Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 2016. – С.403-406

22. Гнучка система пересилання змінного струму на основі перетворювачів струму з повністю керованими тиристорами /Є.І. Федів, О.М. Сівакова. Київ, – Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України, 2019 С. 28-32: [електронний ресурс] / режим доступу: https://previous.ied.org.ua/2019_52/7.pdf

23. Хіргій А. Г., Москаленко О. В. Аналіз існуючих і перспективних методів компенсації реактивної потужності // Проблеми інформатизації та управління, 2005, – С. 132-137.

24. Запорожтрансформатор. Керовані шунтуючі реактори: [електронний ресурс] / Режим доступу: <http://ztr.com.ua/ua/controlled-shunt-reactors>

27. Вплив компенсаційного реактора на режими роботи магістральної електричної мережі / Ю. І. Тугай, В. В. Кучанський, Ю. Г. Лиховид, В. А. Мельничук Матеріали XVIII міжн.наук.-техн.конф. " Проблеми енергозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика", Кременчук. 15-17 травня 2018 р. Кременчук: Кременчуцький національний університет ім. Михайла

Остроградського, 2018. – С. 141-143.

28. SMART засоби визначення аварійних станів у розподільних електричних мережах міст: Таврійський наук. вісн.: Технічні науки, (5), 3-12. (2022) [електронний ресурс] / режим доступу: <https://doi.org/10.32851/tnv-tech.2022.5.1>

29. Сенько В. І. Силова перетворювальна техніка [навчальний посібник] / В. І. Сенько, К. В. Трубіцин, В. І. Чибеліс. – Київ: КПІ ім. І.Сікорського, 2022. – 241 с.

30. Бурбело М. Й. Математичні задачі електроенергетики. Математичне моделювання електропостачальних систем : навчальний посібник / М. Й. Бурбело – Вінниця : ВНТУ, 2016. – 185 с.