

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота  
на правах рукопису

Степанчук Ілля Ігорович

УДК 621.359.4

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

Обґрунтування варіанту розробки пристроїв FACTS для рішення задач  
енергопостачальних систем  
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Степанчук І. І.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Журавльов Валерій Пилипович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.ф-м.н., професор кафедри вищої

та прикладної математики

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2024

## АНОТАЦІЯ

Степанчук І. І. Обґрунтування варіанту розробки пристроїв FACTS для рішення задач енергопостачальних систем.

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2024.

Метою роботи є вивчення та аналіз сучасного стану розробок та впровадження пристроїв FACTS першого і другого покоління у практику управління ЄЕС України та зарубіжних ЄЕС.

Об'єкт досліджень. Сучасні пристрої керування та регулювання параметрів режиму – FACTS, які використовуються під час управління інтелектуальною енергетичною системою.

**Ключові слова:** інтелектуальні мережі, реактивна потужність, компенсація реактивної потужності.

## ABSTRACT

Stepanchuk I. I. Justification of the development option of FACTS devices for solving problems of power supply systems.

Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polesie National University, Zhytomyr, 2024.

The purpose of the work is to study and analyze the current state of development and implementation of FACTS devices of the first and second generations in the practice of managing the Ukrainian and foreign electric power systems.

Object of research. Modern devices for controlling and regulating mode parameters - FACTS, which are used when managing an intelligent power system.

**Keywords:** intelligent networks, reactive power, reactive power compensation.

## ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS	8
1.1. Особливості інтелектуальної енергосистеми як об'єкта моделювання та управління	8
1.2. Загальна характеристика та класифікація пристроїв FACTS	14
Висновки по розділу 1	20
РОЗДІЛ 2. ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS ПЕРШОГО ПОКОЛІННЯ	21
2.1. Пристрій поздовжньої компенсації (КПК)	21
2.2. Керовані пристрої поздовжньої компенсації	24
2.3. Синхронний компенсатор.	28
2.4. Статичний тиристорний компенсатор	30
2.5. Шунтуючий реактор	31
2.6. Керовані шунтуючі реактори	34
Висновки по розділу 2	37
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS ДРУГОГО ПОКОЛІННЯ	38
3.1. Фазоповоротний пристрій	38
3.2. Статичний компенсатор (СТАТКОМ)	42
3.3. Вставка постійного струму на перетворювачах напруги (ВПСН)	44
3.4. Об'єднаний регулятор перетікання потужності (ОРПП)	46
Висновки по розділу 3	49
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	50
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	52

## ВСТУП

Одними з головних стратегічних орієнтирів довгострокової державної енергетичної політики України до 2030 року є:

- 1) енергетична безпека;
- 2) енергетична ефективність економіки;
- 3) бюджетна ефективність енергетики;
- 4) екологічна безпека енергетики.

Енергетична безпека є однією з найважливіших складових національної безпеки країни.

До основних проблем у сфері електроенергетики в технологічній частині відносяться: 1) дефіцит генеруючих і мережевих потужностей у ряді регіонів країни; 2) низька енергетична та економічна ефективність галузі (низький коефіцієнт корисної дії більшості теплових електростанцій, високі втрати в електричних мережах, неоптимальне завантаження генеруючих потужностей в Єдиній енергетичній системі України, у тому числі наявність «замкнених» потужностей).

Стратегією визначено ряд ключових завдань, вирішення яких дозволить досягти стратегічних цілей розвитку електроенергетики України. Наведемо деякі з них: 1) збалансований розвиток генеруючих та мережевих потужностей, що забезпечують необхідний рівень надійності постачання електроенергією як країни в цілому, так і окремих її регіонів; 2) подальший розвиток Єдиної енергетичної системи, у тому числі за рахунок приєднання та об'єднання ізольованих енергосистем; 3) розширене будівництво та модернізація основних виробничих фондів в електроенергетиці (електростанції, електричні мережі) для забезпечення потреб економіки і суспільства в електроенергії; 4) забезпечення живучості, режимної надійності, безпеки та керованості електроенергетичних систем, а також необхідної якості електроенергії; 5) розвиток малої енергетики в зоні децентралізованого енергопостачання за рахунок підвищення ефективності використання

місцевих енергоресурсів, розвитку електромережевого господарства, скорочення обсягів споживання світлих нафтопродуктів, що завозяться.

Основою для розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) та проведення державної енергетичної політики є створення сталої національної інноваційної системи. Інноваційна складова забезпечить ПЕК високоефективними технологіями та обладнанням вітчизняного виробництва, науково-технічними та інноваційними рішеннями для підтримки та зміцнення енергетичної безпеки країни. Саме інноваційна спрямованість розвитку паливно-енергетичного комплексу створить необхідні умови для прогресування процесу реалізації нових науково-технічних, технологічних і організаційно-економічних рішень в рамках загальнодержавного регулювання.

З ряду пріоритетних напрямів науково-технічного прогресу в енергетичному секторі за напрямом «Електроенергетика» можуть бути виділені наступні: 1) створення високоінтегрованих інтелектуальних системоутворювальних та розподільних електричних мереж нового покоління в Єдиній енергетичній системі (інтелектуальні мережі – Smart Grids ); 2) зменшення витрат на спорудження ліній електропередачі на основі організаційно-технічних заходів; 3) впровадження технічних рішень з метою зменшення втрат у мережах електропостачання; 5) широкий розвиток розподіленої генерації; 6) розвиток силової електроніки та пристроїв на їх основі, насамперед різного роду мережевих керованих пристроїв (гнучкі системи передачі змінного струму - FACTS) [1,10,11].

FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) - керовані (гнучкі) системи передачі змінного струму - це найсучасніша технологія [1, 6], основою якої є пристрої FACTS, що трансформують електричну мережу з неактивного пристрою транспорту електроенергії в активний пристрій, що бере участь у керуванні режимами роботи електричної енергосистеми (ЕЕС). Технологія FACTS відкриває нові можливості для керування

електроенергетичними системами, оскільки забезпечує регулювання взаємозалежних параметрів схеми та режиму.

Тому розробка моделей пристроїв FACTS та включення їх до алгоритмів оцінювання стану сучасних ЕЕС є актуальним завданням при створенні системи управління інтелектуальної енергосистеми (ІЕС).

Оскільки параметри схем заміщення багатьох пристроїв FACTS змінюються залежно від режиму ЕЕС, не менш актуальною є завдання визначення параметрів моделей цих пристроїв у процесі формування розрахункової моделі ЕЕС.

**Метою роботи** є вивчення та аналіз сучасного стану розробок та впровадження пристроїв FACTS першого і другого покоління у практику управління ЄЕС України та зарубіжних ЕЕС.

**Об'єкт досліджень.** Сучасні пристрої керування та регулювання параметрів режиму – FACTS, які використовуються під час управління інтелектуальною енергетичною системою.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених завдань використовувалися методи математичного моделювання ЕЕС, теорія та методи розрахунку режимів, що встановилися, та оцінювання стану ЕЕС, методи вирішення систем нелінійних рівнянь, методи теорії ймовірності та математичної статистики.

**Перелік публікацій автора за темою дослідження :**

Степанчук І.І., Шадура А. М. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ПРИСТРОЇВ FACTS

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 195-198.

Степанчук І.І., Шадура А. М. ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS ДЛЯ ПОЗДОВЖНЬОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 201-204.

Степанчук І.І. ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ КЕРОВАНИХ ПРИСТРОЇВ ПОЗДОВЖНЬОЇ КОМПЕНСАЦІЇ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 208-210.

## РОЗДІЛ 1

### ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИБОРІВ FACTS

#### 1.1. Особливості інтелектуальної енергосистеми як об'єкта моделювання та управління

В умовах ринкової економіки на перший план виходить такий показник, як низька собівартість електроенергії, що передається. При цьому спостерігається зростання корисної відпустки електроенергії. Але водночас зростання тарифів на послуги щодо передачі електроенергії жорстко регламентований та обмежений урядом України. Все більш гостро постає питання про передачу великих обсягів електроенергії існуючими мережами, щоб уникнути витрат на будівництво нових ліній і знизити витрати на передачу електроенергії існуючими ПЛ. Одним з рішень є збільшення пропускної спроможності ПЛ і управління потужністю, що передається, особливо в аварійних і післяаварійних режимах роботи енергосистем.

Зростання масштабів енергосистем, поява все більшої кількості джерел розподіленої генерації, інтегрованих у вузли розподільчої електричної мережі, реструктуризація та лібералізація електроенергетики з виникненням багатьох суб'єктів з інтересами, що не збігаються, призвели до істотних змін у структурі енергосистем та режимах їх роботи. Це призвело до ускладнення режимів роботи ЕЕС, підвищило ймовірність аварій, що складно прогнозуються, і збільшило ризик виникнення каскадних аварій. Відповідно, реакції систем управління мають бути оперативними та адекватними. А отже, необхідно вдосконалювати та розвивати принципи та системи управління режимами роботи електричної енергосистеми (ЕЕС).

Протягом останніх 10-15 років у світі триває активне обговорення та розвиток поняття «розумної» чи «інтелектуальної енергосистеми» – Smart Grid. Інтелектуальна енергосистема (Smart Grid) є технологічною концепцією електроенергетики майбутнього США та Євросоюзу [1].



Обговорення цієї проблеми в Україні почалося дещо пізніше, таке поняття як інтелектуальна енергосистема конкретизовано у [1].

Smart Grid – це синтез (об'єднання) приєднаних до джерел генерації, у тому числі альтернативних, та споживачів ПЛ перетворювачів електроенергії, комутаційного обладнання, засобів захисту та протиаварійної автоматики, систем управління та інформаційно-технологічних систем. Використання цього комплексу дозволяє отримувати інформацію про актуальний стан обладнання, що забезпечує адаптивне керування системою в режимі реального часу підвищувати надійність, енергоефективність та стійкість ЕЕС загалом. Подібного роду системи – нагальна потреба часу, створенням якої займаються всі провідні країни світу.

Сучасні технології, що використовуються в ЕЕС, дозволяють адаптувати характеристики обладнання відповідно до режиму роботи ЕЕС, а новітні інформаційно-діагностичні системи та автоматизовані системи управління всіма елементами, включеними в процеси виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії, об'єднуються в загальну ефективну систему завдяки активної взаємодії генерації із споживачем електроенергії.

В [1,2] сформульовано наступне розуміння суті "розумної" або "інтелектуальної енергосистеми":

- у частині вироблення електроенергії – застосування новітніх пристроїв контролю та управління, що ґрунтуються на принципах штучного інтелекту, впровадження в ЕЕС альтернативних джерел енергії, віртуальних електростанцій (розподілена генерація), а також пристроїв накопичення електроенергії для підвищення якості, надійності та економічності виробництва електроенергії;

- у частині передачі електроенергії по ЕЕС – глобальне спостереження з використанням нових технологій та пристроїв (FACTS, PMU, штучний інтелект та ін.) за режимами роботи ЕЕС для підвищення керованості ЕЕС та підтримки надійного енергопостачання;

- у частині підстанцій – автоматизація підстанцій, які побудовані із застосуванням нового електротехнічного обладнання та оснащені новими засобами та системами діагностики, моніторингу та управління, заснованими на використанні ІТ-технологій, що дозволяє забезпечити надійність та керованість підстанцій.

- у частині розподільчої електричної мережі – впровадження розподілених систем автоматики та захисту на мікропроцесорах із застосуванням сучасних ІТ-технологій значно збільшує керованість та надійність електричної мережі.

- у частині споживачів – встановлення «розумних» засобів контролю та обліку електроенергії, регулювання електроспоживання та управління навантаженням, у тому числі в аварійних ситуаціях за значного збільшення активності споживачів в управлінні енергоспоживанням для власних потреб.

Інтелектуальні енергосистеми (ІЕС) - це найбільш раціональний підхід для забезпечення надійності, безпеки та енергоефективності функціонування ЕЕС України.

На сьогоднішній день вже створено більшість технічних засобів ІЕС.

Частина таких інноваційних пристроїв та технологій розроблено та вироблено в нашій країні. Це нові пристрої на базі силової електроніки: асинхронізовані турбогенератори і компенсатори реактивної потужності, кабельні лінії на основі високотемпературної надпровідності, пристрої обмеження струмів к.з. комутаційного типу, що мають рівень світових аналогів.

Сучасні засоби вимірювання параметрів режиму енергосистем (PMU, цифрові вимірювальні пристрої) та управління ними (FACTS, накопичувачі енергії та ін.) кардинально збільшують спостереження та керованість енергосистем.

Застосування нових засобів комунікацій, сучасних інформаційних технологій та методів штучного інтелекту, а також високоефективних комп'ютерних засобів, що принципово змінюють процес збору, обробки, передачі, подання (візуалізації) та використання інформації, дозволило більш

ефективно побудувати одну з найважливіших підсистем управління режимами енергосистем – оперативне та протиаварійне управління ними.

Таким чином, для вирішення якісно нових завдань - управління в темпі процесу технологічного управління в умовах неповної інформації про параметри енергосистеми та впливів, що обурюють - необхідно використання єдиних принципів управління і якісно нових технологій і технічних пристроїв, у тому числі засобів і систем [1,2] :

1. Управління та регулювання активної та реактивної потужності із застосуванням силової електроніки;
2. Обмеження струмів к.з.;
3. Накопичення електроенергії;
4. Прогнозування та інтелектуального аналізу аварійних ситуацій;
5. Підтримки оперативних рішень, видачі рекомендацій та керуючих впливів щодо локалізації та ліквідації аварій;
6. Контролю та аналізу технічного стану та залишкового ресурсу технологічного обладнання;
7. Високошвидкісної, повністю інтегрованої, двосторонньої технології зв'язку та комутацій між суб'єктами ІЕС для інтерактивного обміну інформацією, енергією та грошовими потоками між ними у режимі реального часу;
8. Інтелектуального обліку електроенергії та управління електроспоживанням.

Поетапна практична робота зі створення ІЕС розпочалася з використання створених пристроїв та інформаційних технологій [2,3].

У таблиці 1.1 представлено низку технологій та пристроїв FACTS, зазначено їх функції в ЕЕС[5]..

Таблиця 1.1 - Технології FACTS і їх функції в ЕЕС

Найменування	Функції	Область застосування
АСТГ (асинхронізований турбогенератор)	Підвищення надійності енергоблоків електростанції (АСТГ і паралельно працюючих СТГ). Нормалізація рівнів напруги на відходячих ЛЕП при скороченні витрат. Надійність підтримки рівня напруги в робочих та аварійних режимах розширенням діапазону регулювання на шинах станції. Продовження терміну служби паралельно працюючих СТГ за допомогою перекладу їх в режими з видачею реактивної потужності.	Великі ТЕС
АСГГ, АСГД (асинхронізовані гідрогенератор і генератор-двигун)	Підвищення ККД за рахунок регулювання частоти обертання в залежності від напору води. Поліпшення регулювання частоти в ЕЕС за допомогою зміни споживаної потужності в насосному режимі ГАЕС.	ГЕС, ГАЕС
СТК (статичний тиристорний компенсатор), СТАТКОН (статичний конденсатор), УШРТ (керований шунтуючий реактор трансформаторного типу), АСК (асинхронізований статичний компенсатор)	Підвищення пропускної спроможності ЛЕП стабілізацією напруги в вузлах електричної мережі. Оптимізація потокорозподілу. Зниження витрат. Підвищення стійкості.	Електропередачі змінного струму, вставки постійного струму, електричні мережі, електропередачі підвищеною натуральною потужності (ПНП)
ТППК (тиристорне) пристрій поздовжній компенсації)	Управління пропускною спроможністю ЛЕП регулюванням коефіцієнта компенсації індуктивного опору лінії. Компенсація надмірної зарядної потужності в режимах малих навантажень.	Електропередачі в ЕЕС
ОРПП (об'єднаний регулятор потоку потужності)	Управління потоками реактивної та активної потужності регулюванням величини та фази вектора напруги в точці включення ОРПП. Стабілізація напруги у вузлах мережі ЕЕС. Збільшення потужності, що передається при кутах менших 90 °. Більша межа по динамічній стійкості. Оптимізація потоків потужності їх примусовим розподілом у складній неоднорідній замкненою мережі ЕЕС.	Електричні мережі, ЕЕС
РУЗ (Регулятор кута зсуву)	Функції передачі постійного струму (ППС) в ЕЕС.	Електропередача в ЕЕС
ЕВЗС (електромеханічна вставка змінного струму) на базі АС ЕМПЛ, (асинхронізований електромеханічний перетворювач частоти), ВПСЗ (вставка постійного струму із замиканими тиристорами)	Гнучкий зв'язок для об'єднання ЕЕС з різними стандартами за частотою та якістю електроенергії для спільної роботи. Обмін потужностями між ЕЕС при незалежному регулюванні частоти в кожній ЕЕС. Накопичувач енергії для керованих впливів на перехідні режими. Стабілізація напруги у споживачів, підключених до гнучкого зв'язку.	Міжсистемні та міждержавні зв'язки в ЕЕС

Зміна режимів роботи ЕЕС підвищила ймовірність аварій, що складно прогнозуються, і збільшило ризик виникнення каскадних аварій. Відповідно, реакції систем управління мають бути оперативними та адекватними. Для

цього необхідно удосконалювати системи керування режимами роботи енергосистем.

Створення ІЕС накладає низку вимог на сучасні способи управління та моделювання ЕЕС, а саме:

1. Розвиток систем управління, у тому числі в ІЕС [1]:

- отримання актуальної розрахункової моделі ЕЕС, яка формується не лише шляхом вирішення завдання оцінювання стану, а й за результатами короткострокового прогнозування режиму;

- знаходження граничних режимів методом обтяження не лише за задалегідь заданими траєкторіями, а й за прогнозованим трендом руху ЕЕС;

- застосування автоматичних алгоритмів еквівалентування та перетворення розрахункових моделей ЕЕС для прискорення багатоваріантного імітаційного моделювання;

- аналіз режимної надійності із контролем запасів стійкості ЕЕС;

- перед видачею керуючих (координуючих) впливів або видачі рекомендацій у порадику диспетчера перевірка їхньої адекватності на математичній моделі;

- застосування способів візуалізації поточного режиму з урахуванням короткострокового прогнозування та аналізу режимної надійності.

2. Розвиток системи моніторингу та прогнозування нормальних, передаварійних та післяаварійних режимів:

- оцінки стану (ОС) ЕЕС у режимі реального часу;

- прогнозування параметрів майбутнього режиму;

- виявлення «вузьких» місць системи у майбутньому режимі;

- декомпозиція ОС ЕЕС;

- використання динамічних моделей для ОС ЕЕС;

- оцінка пропускних здібностей зв'язків у майбутньому режимі, насамперед у слабких перерізах;

- візуалізація майбутнього режиму;

- визначення показників та критеріїв переходу з нормального до передаварійного режиму та назад, а також із післяаварійного режиму до нормального.

3. Розвиток принципів та підходів до моделювання ІЕС як з урахуванням нової силової електроніки – FACTS, накопичувачів електроенергії, так і з урахуванням нових вимірювальних комплексів – PMU, цифрових вимірювальних пристроїв. Для опису пристроїв силової електроніки в режимі реального часу необхідно мати математичні моделі пристроїв FACTS, які найбільш наближені до фактичних параметрів цих пристроїв:

- розвиток технології FACTS, та підвищення вимог до швидкодії автоматизованих систем технологічного управління (АСТУ) накладає додаткові вимоги на формування розрахункових моделей ІЕС із включенням до них пристроїв FACTS другого покоління;

- при створенні моделі ІЕС можна використовувати цифрові вимірювальні трансформатори та перетворювачі, пристрої PMU та ін.

- створення ІЕС передбачає використання високошвидкісних комутаційних засобів, які принципово змінюють процеси збору, обробки та передачі інформації;

- використання систем розподілених обчислень та високоефективних комп'ютерних технологій є невід'ємною частиною створення ІЕС.

Розвиток цих систем управління та моделювання ЕЕС дозволить керувати ЕЕС у режимі on-line, а також формувати та виконувати керуючі впливи, спрямовані на підтримання нормального та ліквідацію аварійного режимів роботи ЕЕС.

## **1.2. Загальна характеристика та класифікація пристроїв FACTS**

Технічні засоби є основою реалізації технології ІЕС на практиці. Існують такі основні групи таких пристроїв [2]:

1. Пристрої поперечної компенсації, що дозволяють змінювати (компенсувати) реактивну потужність та напругу, які підключаються до мережі паралельно.

2. Пристрої поздовжньої компенсації, що дозволяють змінювати параметри мережі, які підключаються до мережі послідовно.

3. Комбіновані пристрої, що поєднують можливості вищезазначених пристроїв.

4. Пристрої, що акумулюють електроенергію.

5. Пристрої, що дозволяють обмежувати струми короткого замикання.

6. Перетворювачі частоти та струму (інвертори та випрямлячі), вставки несинхронного зв'язку.

7. Кабельні лінії електропередачі на базі високотемпературних надпровідників постійного та змінного струму.

Перші три пристрої є керованими (гнучкими) системами передачі змінного струму, тобто пристроями FACTS. У пристроях груп 4, 5, 6 FACTS включаються як окремих елементів. Їхня класифікація наведена в [2, 4].

Сенс застосування пристроїв FACTS полягає в тому, що вони трансформують електричну мережу з неактивного пристрою транспорту електроенергії на активний пристрій, який бере участь в управлінні режимами роботи ЕЕС. Це дозволяє в темпі процесу технологічного управління змінювати пропускну здатність ПЛ, найбільш оптимально перерозподіляючи між паралельними ПЛ перетікання активної потужності. У післяаварійних режимах це дозволяє розподіляти потужність по неушкоджених після аварії ПЛ, не порушувати стійкість і забезпечувати тим самим підвищення надійності електропостачання споживачів.

Класифікація пристроїв FACTS наведена на рисунку 1.1 [2,4].

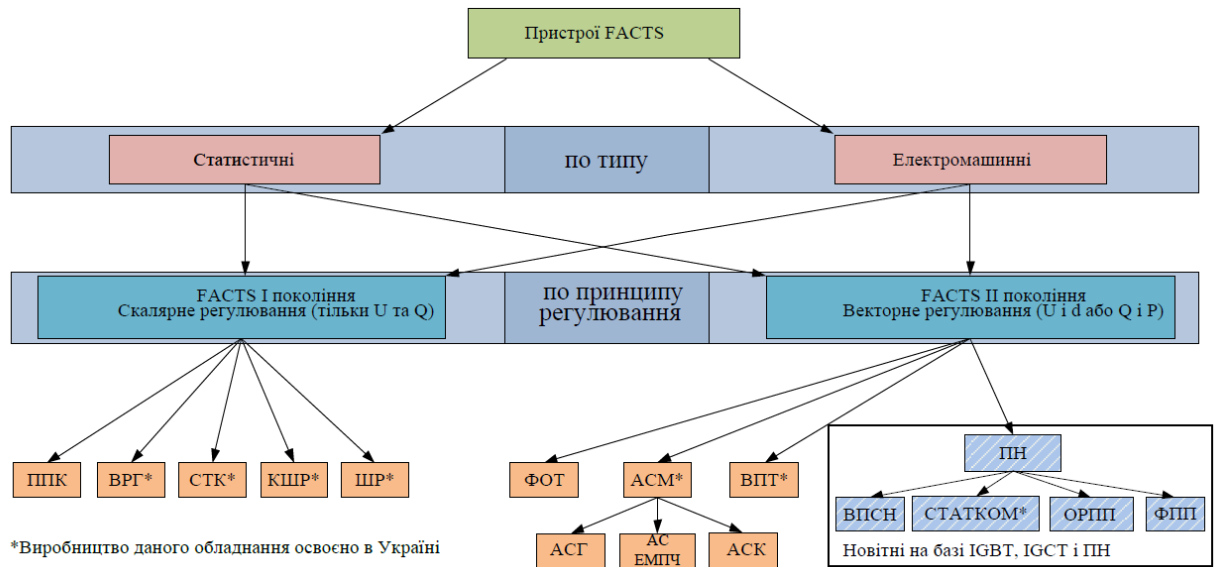


Рисунок 1.1. Основні устрою керованих систем передачі змінного струму в електричних мережах

Пристрої FACTS за принципом дії поділяються на:

1. Статичні - пристрої FACTS, що не мають рухомих елементів. До цього типу пристроїв належать:

- БСК – батареї статичних конденсаторів;
- ШР – шунтуючі реактори, що забезпечують ступінчасте регулювання реактивної потужності;
- КПК – пристрої поздовжньої компенсації;
- ВРГ – реакторні групи, що комутуються вакуумними вимикачами;
- КШР – керовані шунтуючі реактори;
- СТК – статичні тиристорні компенсатори;
- СТАТКОМ – статичні компенсатори реактивної потужності, виконані з урахуванням сучасної силової електроніки.

2. Електромашинні – пристрої FACTS, основу яких лежать електричні машини. До цього типу пристроїв належать:

- СК – синхронні компенсатори;
- АСК – асинхронізовані компенсатори.

Асинхронізований компенсатор містить на роторі дві обмотки та спеціальну (векторну) систему регулювання збудження.



За принципом регулювання пристрою FACTS можна розділити на пристрої першого покоління (FACTS I), що забезпечують скалярне регулювання, та пристрої другого покоління (FACTS II), що забезпечують векторне регулювання.

До пристроїв FACTS першого покоління відносять пристрої, що забезпечують регулювання напруги або реактивної потужності та необхідний ступінь компенсації реактивної потужності в електричних мережах:

- СТК – статичний компенсатор реактивної потужності;
- ШР та КШР – шунтуючі та керовані шунтуючі реактори;
- ВРГ – реакторні групи, що комутуються вимикачами;
- БСК – батареї статичних конденсаторів;
- ППК – пристрій поздовжньої компенсації;

Моделі більшості цих пристроїв (ШР, ППК), як правило, представлені у схемах заміщення при розрахунку УР та ОС.

Пристрої другого покоління FACTS дозволяють виконувати векторне регулювання режимних параметрів  $U$  і  $\delta$ ,  $P$  і  $Q$  та інших. Такий спосіб регулювання дає можливість комплексно та найбільш оптимально підходити до вирішення наступних завдань:

- збільшення межі пропускної спроможності ПЛ до граничних по нагріванню струмів;
- управлінню перетіканнями потужності по ПЛ у темпі процесу диспетчерського управління;
- регулювання напруги у заданому діапазоні.

До FACTS II відносяться:

- СТАТКОМ;
- ССПК – синхронний статичний поздовжній компенсатор реактивної потужності з урахуванням перетворювача напруги;
- ОРПП - об'єднаний регулятор потоків потужності;
- ВПС – вставка постійного струму;
- ВПСН – вставка постійного струму на основі СТАТКОМів;

- ФПУ – фазоповоротний пристрій;
- АСМ – асинхронізована машина:
- АСК – асинхронізований синхронний компенсатор, у тому числі з маховиком;
- АСГ – асинхронізований генератор;
- АС ЕМПЧ – асинхронізований синхронний електромеханічний перетворювач частоти;
- ФОТ – фазообертальний трансформатор;
- ФРТ – фазорегулюючий трансформатор.

Розвиток напівпровідникових технологій у 90-х роках ХХ століття дозволило створити замикані тиристори (GTO і GCT), швидкодіючі діоди та потужні транзистори (IGBT), що працюють в діапазоні напруги від 2,5 до 6 кВ, з струмами відключення від 1500 А до 4000 А. Цей прорив дозволив створити новий тип перетворювачів - перетворювач напруги, на основі якого були створені різні статичні пристрої (СТАТКОМ, ОРПП, лінії та вставки постійного струму з новими якостями, мережа постійно-змінного струму, широкосмугові активні та гібридні фільтри, флікер-компенсатори та інші) [9].

Керовані статичні перетворювачі виконуються за схемою про перетворювачів струму (ПС) і напруги (ПН), які можуть включатися в електричну мережу як паралельно, і послідовно.

Пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються для підтримки напруги в мережі на заданому рівні контрольних точках, що дозволяє забезпечувати якість електричної енергії за напругою. При використанні цих пристроїв на транзитних або системотвірних ПЛ до них додатково пред'являються вимоги щодо статичної та динамічної стійкості.

Класифікація пристроїв FACTS за принципом їх впливу на параметри мережі надано в [9] і представлено на рисунку 1.2.

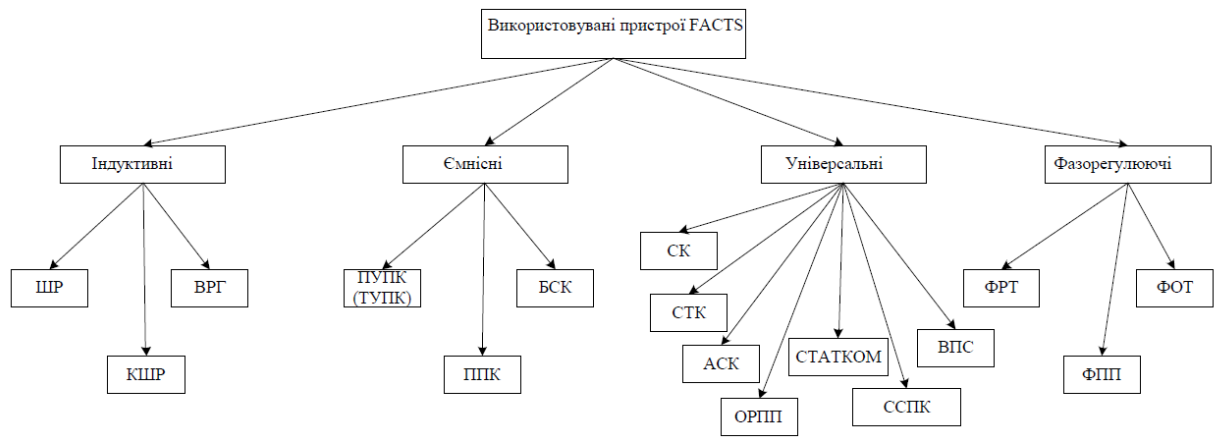


Рисунок 1.2. Класифікація пристроїв FACTS

Пристрої FACTS дозволяють перевести ПЛ на якісно новий рівень, що дозволяє [9]:

- застосовувати їх для зв'язку несинхронно працюючих енергосистем між собою;
- використовувати цей тип ПЛ як магістральні лінії електропередач;
- застосовувати їх для передачі електричними, що виробляється станціями електроенергії в ЕЕС;
- використовувати їх для якісного енергопостачання великих споживачів від радіальних ПЛ;
- застосовувати їх як глибоке введення в мегаполісах та районах з великою кількістю споживачів;

Пристрої FACTS необхідно застосовувати, враховуючи:

- рівень напруги ПЛ;
- наявність загальних технічних обмежень:
- допустимі відхилення напруги;
- втрати на корону;
- акустичні шуми та радіоперешкоди;
- напруженість електричного поля під ПЛ;

У вищезазначених випадках використання пристроїв FACTS з урахуванням їх основних характеристик визначатиметься, виходячи з таких вимог:

Для першого випадку використання якісно нових ПЛ як міжсистемних зв'язків пристроїв FACTS повинно дозволити:

- збільшити пропускну спроможність лінії до заданого рівня (у разі недостатньої природної пропускну спроможності), що досягається за допомогою наступних типів пристроїв: FACTS: ППК та ПУПК – дискретно та плавно керовані пристрої поздовжньої компенсації, СК, БСК, ФРТ, СТК, СТАТКОМ;

- підтримувати заданий рівень напруги в прилеглих вузлах за рахунок використання:

- для підвищення рівня напруги – СТК, СТАТКОМ, СК;

- для обмеження рівня напруги - ШР, ПШР, СК, СТАТКОМ, ВРГ.

Для другого випадку використання якісно нових ПЛ як магістральні лінії електропередачі крім пристроїв, що застосовуються для першого випадку, знадобиться встановлення: ОРПП, ТВП, ППК-ФОТ, АСК.

Інші варіанти використання якісно нових ПЛ зажадають встановлення відповідної комбінації пристроїв FACTS, які перераховані вище.

Технічні характеристики та області застосування пристроїв FACTS будуть докладніше викладені у наступних розділах.

### **Висновки по першому розділу**

Сучасні технології, що використовуються в ЕЕС, дозволяють адаптувати характеристики обладнання відповідно до режиму роботи ЕЕС, а новітні інформаційно-діагностичні системи та автоматизовані системи управління всіма елементами, включеними в процеси виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії, об'єднуються в загальну ефективну систему завдяки активної взаємодії генерації із споживачем електроенергії.

## РОЗДІЛ 2

### ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИБОРІВ FACTS ПЕРШОГО ПОКОЛІННЯ

Як було сказано вище, пристрої FACTS, що мають скалярне регулювання та дозволяють регулювати напругу або реактивну потужність, відносять до пристроїв першого покоління. Їх технічні характеристики та сфери застосування представлені нижче.

#### 2.1. Пристрій поздовжньої компенсації (КПК)

Пристрої поздовжньої компенсації (КПК) – це конденсаторні батареї, включені послідовно ПЛ і дозволяють виконувати «подовжню компенсацію», тобто. компенсувати частину поздовжнього індуктивного опору ПЛ.

КПК застосовується:

1. Для підвищення пропускної спроможності ПЛ.

Відомо, що переважним у ПЛ 110 кВ і вище опір є реактивним. Активна потужність яка передається по ПЛ без втрат визначається як [19]:

$$P = \frac{U_i \cdot U_j}{x} \cdot \sin \theta, \quad (2.1)$$

де  $U_i$   $U_j$  – напруга на початку і в кінці ПЛ відповідно;  $\theta$  – кут між векторами  $U_i$  і  $U_j$ ;  $x$  – індуктивний опір ПЛ.

Одним із можливих шляхів збільшення пропускної спроможності ПЛ є зниження  $x$ .

2. Для зниження втрати напруги у ПЛ.

Величина опору ПЛ впливає на втрати напруги у мережі, отже на її рівень напруги в споживача. Поздовжня складова падіння напруги в лінії дорівнює (рисунок 2.1) [19]:

$$\Delta U_{ij} = I(r \cos \varphi_i + x \sin \varphi_j), \quad (2.2)$$

де:  $I$  - струм у ПЛ;  $r$ ,  $x$  – активний та реактивний опір ПЛ,  $\varphi_i$ ,  $\varphi_j$  – кути зсуву фаз між струмом і напругою на початку та в кінці лінії, відповідно.

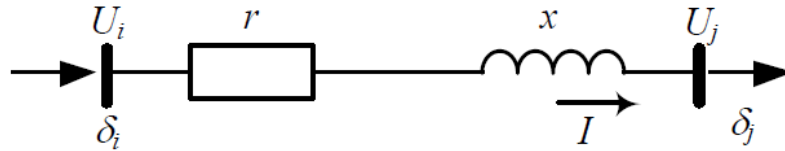


Рисунок 1.3. Схема електропередачі

У мережах високої напруги  $x > r$ , тому втрати напруги  $U_{ij}$  більшою мірою визначаються реактивним опором та реактивною потужністю ПЛ, які майже не залежать від перерізу проводів.

Зменшити втрати напруги можна:

а) знижуючи реактивну потужність, що передається по мережі (поперечна компенсація),

б) знижуючи реактивний опір мережі (подовжньо-ємнісна компенсація).

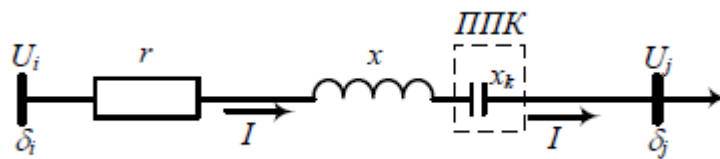
Втрата напруги у ПЛ визначається виразом (2.2). Припустимо, що лінія досить протяжна і напруга в кінці лінії нижче за допустиму [19]:

$$U_j = U_i - \Delta U_{ij} \leq U_{j \text{ доп}}. \quad (2.3)$$

Включення в лінію послідовно конденсаторної батареї (рисунок 2.2) дозволить знизити реактивний опір лінії і підвищити напругу  $U_j$  до допустимої  $U_{j \text{ доп}}$ . З урахуванням (2.2) вираз (2.3) набуде вигляду [20]:

$$U_{\text{доп}} = U_i - I(r \cos \varphi_i + (x - x_k) \sin \varphi_j), \quad (2.4)$$

де  $x_k$  - опір ППК.



2.2. Схема електропередачі з ППК

Можливі перенапруги обмежують використання повної або надлишкової подовжньої компенсації. Тому на практиці використовують тільки часткову компенсацію реактивного опору.

Використання ППК дозволяє керувати напругою в мережах, при цьому рівень зниження падіння напруги залежить від величини вихідної напруги і фази струму, що проходить через ППК.

При чисто активному навантаженні ( $\cos\varphi_j = 1, \sin\varphi_j = 0$ ) формула (2.2) набуде вигляду:

$$\Delta U_{ij} = Ir,$$

тобто компенсація індуктивного опору не дозволить стабілізувати напругу на приймальній стороні ПЛ

Найбільш ефективним є застосування ППК для зниження втрат напруги в перевантажених лініях з великим  $x$  і низьким  $\cos\varphi$  споживача [20, 21].

Порівнюючи пристрої з поперечною компенсацією (БСК, ШР та ін.) з пристроями подовжньої компенсації можна виділити деякі переваги та недоліки останніх:

Переваги:

- зниження втрат напруги відзначається при набагато менших потужностях ППК, ніж БСК;

- стабілізація напруги за наявності різко змінного навантаження в мережі.

Недоліки:

- компенсація опору (реактивного) ПЛ призводить до збільшення струмів короткого замикання;

- при короткому замиканні в лінії зростає небезпека пробоя ізоляції ПЛ та конденсаторів ППК;

- високий  $\cos\varphi$  споживача знижує ефективність подовжньо-ємнісної компенсації. ППК широко використовується в різних країнах на протяжних транзитах, де електричні станції віддалені від кінцевих споживачів, наприклад, у Швеції. В Україні ППК широко використовують на протяжних ПЛ з різко змінним навантаженням (мережі Укрзалізниці), а також на протяжних ПЛ (транзит 750 кВ), де необхідно вирівнювати напругу на приймальній стороні, збільшуючи тим самим пропускну спроможність ПЛ[9].

КПК застосовується для підвищення напруги у мережі 500 кВ.

## 2.2 Керовані пристрої поздовжньої компенсації

Особливого значення набуває використання керованих ППК, в яких конденсаторні батареї шунтуються тиристорним регулятором, що дозволяє гнучко змінювати еквівалентну ємність пристрою.

Вивчення пристроїв поздовжньої ємнісної компенсації, ступінь компенсації яких збільшується зі зростанням потужності, що передається, стає більш актуальним в даний час в силу того, що пристрої такого типу істотно знижують ступінь компенсації при зниженні перетоків потужності, ніж позитивно впливають на режим системи з напруги і реактивної потужності, у той час як некеровані пристрої потребують частих комутацій [14].

Одним з можливих способів управління роботою електричного зв'язку, оснащеної керованими пристроями для регулювання її режимних параметрів (потужність, напруга і струм), є зміна величини опору ємнісного ППК, що включається послідовно (подовжньо) в електричний зв'язок (лінію електропередачі).

Керований Тиристорами Поздовжній Компенсатор (ТПК) (Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)) – це пристрій ППК, який керується тиристорами [16], дозволяє керувати перетіканням потужності по ПЛ, на яких воно встановлено, в нормальному, аварійному та післяаварійному режимах. переваги, які дає установка ТПК, полягають у наступному:

- плавне керування перетіканнями потужності в мережі;
- безперервна підтримка запланованої величини компенсації;
- вирішення проблеми демпфування міжсистемних низькочастотних коливань (0.5-2 Гц);
- вирішення проблеми виникнення підсинхронного резонансу;

Потреба в управлінні ППК виникла за кордоном у зв'язку з необхідністю усунення субсинхронного резонансу, при якому коливання валу турбоагрегату, що наростають, можуть викликати його пошкодження. Це небезпечне явище виникло в електричних мережах з великим ступенем поздовжньої компенсації (понад 50%).



Керований ППК – це пристрій, що входить у лінію послідовно і плавно змінює її реактивне опір[16].

На сьогоднішній день у світі існує 16 тиристорно-керованих пристроїв поздовжньої компенсації виробництва фірми Siemens та понад 30 ТППК інших фірм виробників. Перший пристрій було встановлено в 1992 році в Америці в північно-східній частині Аризони на ПС 230 кВ Каєнта з метою управління перетіканням поблизу термічної стійкості. ТППК використовують на довгих лініях електропередач. У зв'язку з цим дані пристрої зосереджені, переважно, у країнах із великою площею: США, Бразилія, Китай, Індія, країни Африки та Азії [5]. На сьогоднішній день відомо про один ТППК у Європі, встановлений у 1997 році на підстанції Stöde у Швеції на лінії 400кВ. Слід зазначити, що нашій країні використання цієї технології широкого поширення не набуло.

Розглянемо приклад застосування ТППК під час передачі 1000 МВт із системи А систему С (рисунок 2.3, а).

ТППК, встановлений на міжсистемному зв'язку між системами А і С, дозволяє підвищити перетік у зв'язку з цим і знизити транзитні перетікання через систему В з 250 МВт до 100 МВт (рисунок 2.3. б).

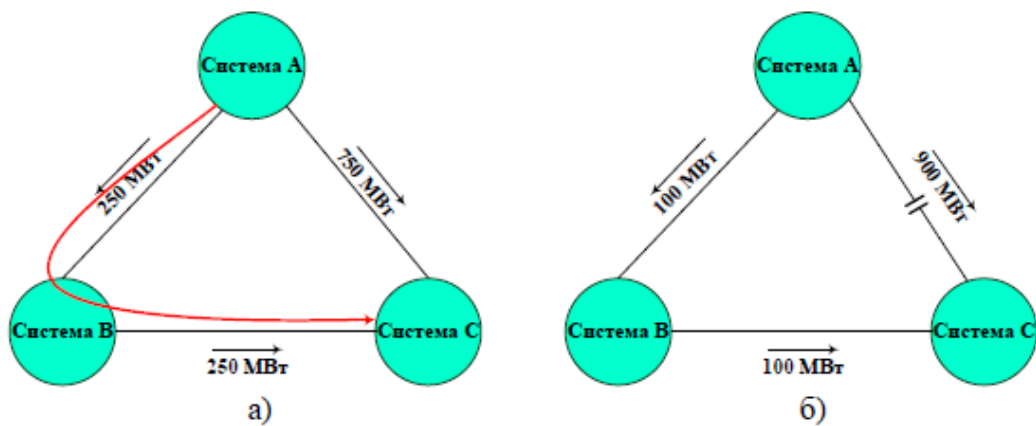


Рисунок 2.3. Передача 1000 МВт із системи А до системи С:

- а) - без встановлення ТППК;
- б) - із застосуванням ТППК

Керовані пристрої поздовжньої компенсації, являють собою стандартне ППК, але доповнене блоком тиристорного керування.

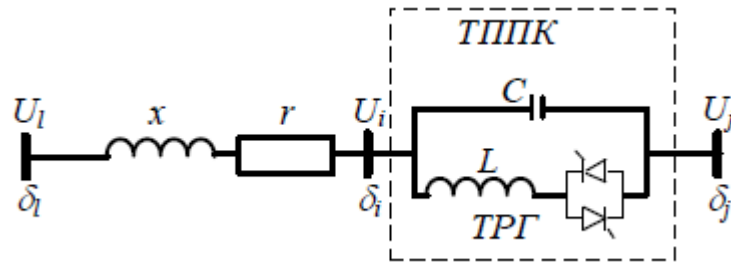


Рисунок 2.4. Структура тиристорно-керованого пристрою поздовжньої компенсації

ТППК дозволяє у темпі процесу технологічного управління безперервно змінювати в широких межах, «підлаштовувати» результуючий реактивний опір в діапазоні від ємнісного до індуктивного.

Використання підключених послідовно з індуктивністю тиристорів дозволяє змінювати час затримки відкриття тиристора від повністю відкритого (0 мс) до повністю закритого (20 мс) у кожному періоді частоти, що дає можливість плавно змінювати струм в ланцюзі з індуктивністю.

Змінюючи струм, що проходить через ланцюг з індуктивністю, включену паралельно до ємності, змінюється і результуючий реактивний опір ТППК.

Керований ППК складається з блоків. До складу кожного блоку входить конденсаторна батарея і тиристорно-реакторна група (ТРГ), що дозволяє плавно змінювати опір пристрою поздовжньої компенсації у всьому діапазоні регулювання, крім зони резонансу. Пристрій захищається від перевантаження паралельно включеним нелінійним опором.

Опір ТППК складається з опору паралельно з'єднаних конденсаторних батарей і реакторів [20]:

$$x_{ТППК}(\alpha) = \frac{x_{ТРГ}(\alpha) \cdot x_C}{x_{ТРГ}(\alpha) + x_C} \quad (2.4)$$

$$\text{де } x_C = -\frac{1}{\omega C},$$

$$x_{ТРГ}(\alpha) = \omega L \cdot \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin 2\alpha} \cdot \quad (2.5)$$

На рисунку 2.5 представлена робоча характеристика ТППК.

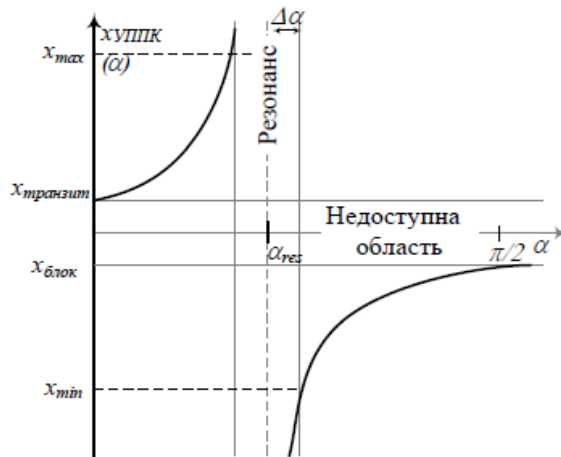


Рисунок 2.5.Робочий діапазон ТППК

Кут відкриття тиристорів визначатиметься як кут затримки щодо моменту часу проходження струму реактора через нуль  $\alpha_{res}$  - кут відкриття тиристорів, при якому  $x_{TRG} = -x_C$ , це резонансний кут. Робота поблизу резонансного кута ( $\pm\Delta\alpha$ ) неприпустима. Кут відкриття пристрою ТППК обмежений такими умовами [8, 15]:

$$0 \leq \alpha \leq \alpha_{res} - \Delta\alpha, \quad (2.6)$$

$$\alpha_{res} - \Delta\alpha \leq \alpha \leq \frac{\pi}{2}. \quad (2.7)$$

На рисунку 2.6 представлені режими роботи ТППК.

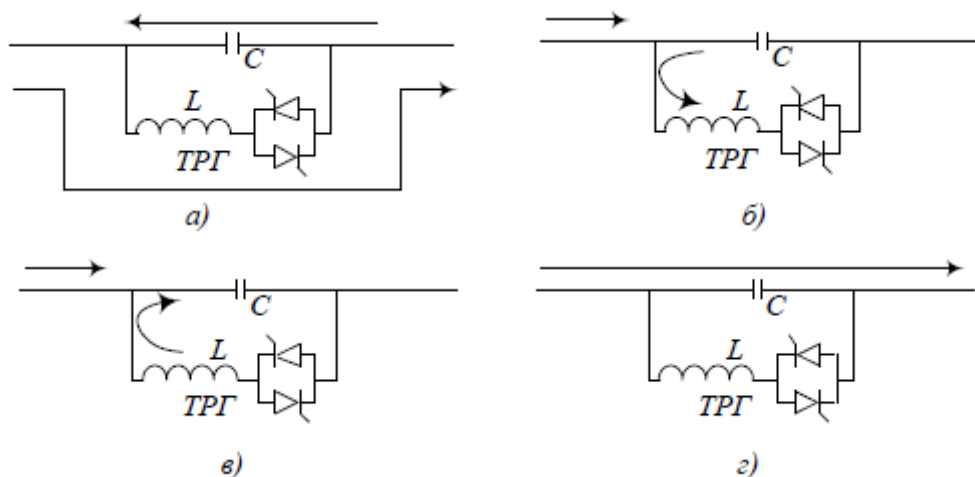


Рисунок 2.6.Режими роботи пристрою ТППК

1. Режим транзитної передачі ( $\alpha = 0$ ). Тиристорний блок постійно включений (рисунок 2.6, а) Пристрій поводитья як паралельно працюючі конденсатор та індуктивність.

2. Режим збільшення впливу індуктивності.  $0 \leq \alpha \leq \alpha_{res} - \Delta\alpha$ , (рисунок 2.6, б).

У даному діапазоні переважає індуктивний опір пристрою.

3. Режим збільшення впливу ємності.  $\alpha_{res} - \Delta\alpha \leq \alpha \leq \frac{\pi}{2}$ . (рисунок 2.6, в) У цьому діапазоні переважає ємнісний опір пристрою.

4. Режим блокування ( $\alpha = \frac{\pi}{2}$ ) (рисунок 2.6, г). Тиристор переходить в непровідний стан і пристрій поводить як суто ємнісний опір.

### 2.3 Синхронний компенсатор.

Синхронний компенсатор (СК) – це синхронний двигун, що працює на холостому ході, тобто не виконує роботи і не має механічного навантаження на валу, який компенсує реактивну потужність.

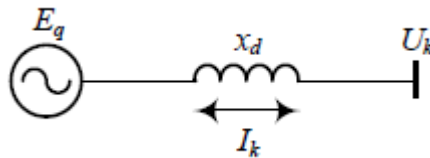


Рисунок 2.7. Схема синхронного компенсатора

Так як СК не здійснює роботи, крім втрат на тертя та нагрівання обмоток, то він не споживає активну потужність і тому, з припущеннями, активна потужність СК  $P_k = 0$ . потужність СК визначається за такою формулою[19]:

$$Q_k = U_k (E_q - U_k) / x_d, \quad (2.8)$$

де:  $U_k$  – лінійна напруга компенсатора;  $x_d$  – реактивний опір СК;

ЕРС синхронного компенсатора,  $E_q$  визначається величиною струму збудження, оскільки струм холостого ходу СК не дорівнює 0.

СК має три режими роботи [19]:

- Режим нормального збудження, коли СК не видає та не споживає реактивну потужність ( $Q_k = 0$ ).

- Перезбуджений режим.

Збільшення струму збудження  $I_B > 0$  веде до зростання ЕРС в синхронній машині  $E_q > U_k$  (рисунок 2.8 а) і СК виходить з електричної рівноваги, виникає

струм  $I_k$  відстає від  $\Delta U$ ,  $U_k$ ,  $E_q$ , на  $90^\circ$ . СК переходить у режим генерації реактивної потужності і буде віддавати реактивну потужність в мережу.

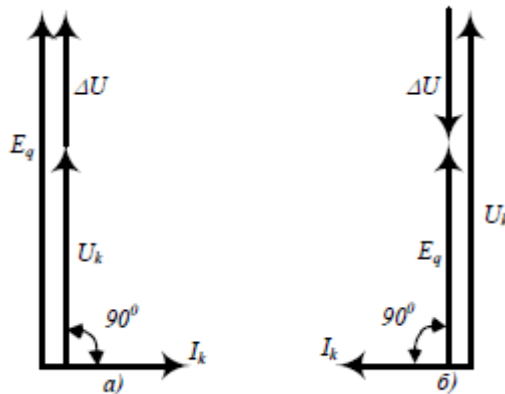


Рисунок 2.8. Векторні діаграми синхронного компенсатора: а) режимі перезбудження; б) у режимі недозбудження

- Незбуджений режим.

Зменшення струму збудження  $I_B < 0$  веде до зниження ЕРС в синхронній машині  $E_q < U_k$  (рисунок 2.8 б), СК виходить з електричної рівноваги, виникає струм  $I_k$ , що відстає від  $\Delta U$ , але випереджає  $U_k$ ,  $E_q$ , на  $90^\circ$ . Синхронний компенсатор переходить у режим споживання реактивної потужності та починає забирати реактивну потужність із мережі.

Оскільки СК працює у трьох режимах, може не лише споживати, а й видавати у мережу реактивну потужність, що дозволяє підтримувати баланс потужності в мережі. Причому споживати СК може лише 30-50% ( $Q_{min} = -0.5 Q_{ном}$ ), а видавати в мережу 100% номінальної потужності ( $Q_{max} = Q_{ном}$ ).

Можливе навантаження по струму в 2-3 рази (форсування на збудження), але не більше ніж на 30 с. СК застосовується для підвищення  $\cos\varphi$  та для стабілізації напруги. Автоматична система управління збудженням дозволяє СК регулювати  $\cos\varphi$  в автоматичному режимі.

За рахунок конструктивних особливостей це синхронний двигун без активного навантаження, але з великою інерцією статора. Конструктивно СК - явно полюсники з  $2p = 6$  або  $2p = 8$  (тихохідні), що відповідає частоті

обертання 1000 і 750 об / хв, відповідно. Охолодження високопотужних компенсаторів здійснюється воднем, а менш потужних – повітрям.

Синхронні машини мають різні системи пуску (асинхронний, прямий пуск, електромашинне збудження та ін.). Такі системи складні і дуже дорогі в експлуатації. Єдина їхня перевага – форсування збудження.

На сьогоднішній день на більшості синхронних машин використовується тиристорний перетворювач. Він простий в управлінні, має малу інертність, дешевий в експлуатації. У порівнянні з іншими системами має мікропроцесорне управління, що дозволяє в режимі on-line регулювати збудження СК.

#### 2.4. Статичний тиристорний компенсатор

Статичний тиристорний компенсатор (реактивної потужності) (СТК) або (Static Var Compensator (SVC)) – це багатофункціональний статичний пристрій, що забезпечує стабілізацію напруги і плавну або ступінчасту зміну споживаної та (або) реактивної потужності, що їм видається на шинах його підключення.

Використання СТК у заданих вузлах системи дозволяє вирівняти графік навантаження, зменшити втрати електроенергії та підвищити її якість під час передачі по ПЛ, а також збільшити пропускну здатність ПЛ.

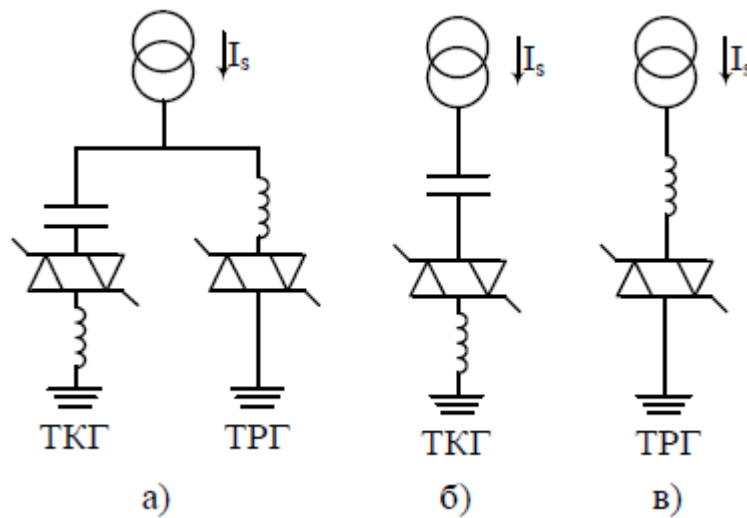


Рисунок 2.9. Структура СТК: а) ТКГ+ТРГ; б) ТКГ; в) ТРГ

У більшості випадків пристрій СТК складається з тиристорно-конденсаторної групи (ТКГ) та тиристорно-реакторної групи (ТРГ), (рисунок 2.9, а). Можливі інші комбінації пристроїв, наприклад, виконана окремо ТКГ (рисунок 2.9, б) або ТРГ (рисунок 2.9, в). СТК може споживати або генерувати реактивну потужність з метою керування деякими заданими параметрами (зазвичай напругою у певній точці мережі) [6].

Регульовані ТРГ є джерелом вищих гармонік, у зв'язку з чим за великої їх встановленої потужності виникає потреба у встановленні фільтрів. При відмові їх установки іноді використовують СТК ступінчастого типу.

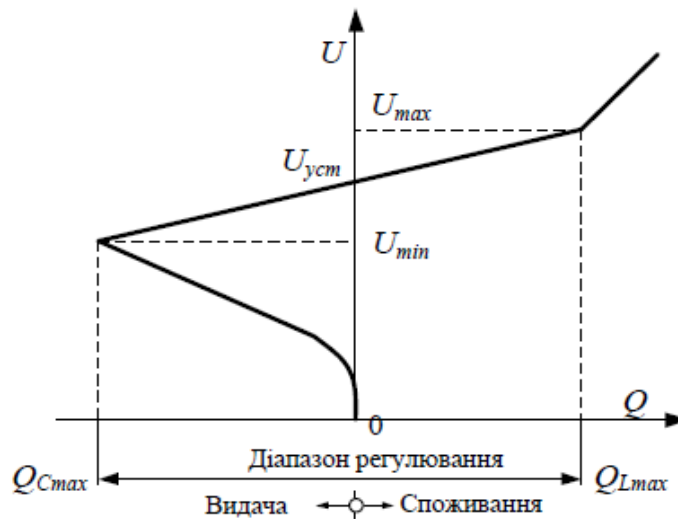


Рисунок 2.10. Робоча характеристика СТК

У діапазоні регулювання від  $Q_{Cmax}$  до  $Q_{Lmax}$ , нахил робочої характеристики СТК, що становить 2-5%, визначається статизмом  $K_{СТ}$ . Поза діапазоном регулювання ( $U < U_{min}$ ,  $U > U_{max}$ ) характеристика залежить від величини напруги,  $U$  і ємнісного,  $X_C$  і індуктивного,  $X_L$  опорів СТК.

Плавне керування реактивною потужністю в СТК здійснюється зміною кута відкриття тиристорів реактора,  $\alpha$ . Щоб встановити провідність СТК для забезпечення необхідного рівня напруги у вузлі, необхідно визначити кут  $\alpha$ .

## 2.5. Шунтуючий реактор

Шунтуючий реактор (ШР) – статичний пристрій, що споживає реактивну потужність за рахунок великої індуктивності та відносно невеликого активного опору, що знижує рівень напруги в мережі.

Застосування ШР збільшує пропускну здатність ПЛ надвисокої напруги за рахунок компенсації надлишкової реактивної потужності і підтримання напруги на заданому рівні. Шунтуючі реактори розраховані на середню, високу і надвисоку напругу і можуть приєднуватися як до лінії, так і підключатися до шин підстанції (від 6/10 кВ і вище).

ШР набули великого поширення як пристрій компенсації реактивної потужності на ПЛ високої та надвисокої напруги. Ці пристрої дозволяють обмежувати перенапруги при комутаціях ПЛ однієї сторони та компенсувати зарядні потужності ПЛ. ШР широко використовуються в мережах ЄЕС України, їх використання планується і надалі. На перспективу до 2020 року планується встановлення 27 груп ШР 500 кВ[18].

Шунтуючі реактори комутуються вимикачами або роз'єднувачами, які мають невисокий експлуатаційний ресурс, що не дозволяє проводити часті перемикання та вести оптимальний режим роботи ЕЕС за основними критеріями.

*Реактори, що комутуються вимикачами.*

Як правило, однофазні або трифазні ШР підключаються на шини підстанції або до третинної обмотки трансформатора і комутуються вимикачем або роз'єднувачем. У шунтуючого реактора магнітопровід роблять броньового типу або із зазором, в низьковольтних реакторах сердечник відсутні. ШР має лінійну статичну характеристику. По суті, він має постійний реактивний опір ( $x_L = \omega L$ , де  $L$  — індуктивність реактора). Щоб обмежити перенапруги при відключенні ШР, реактори обладнуються розрядниками, а вимикачі – резисторами.

Для ШР зі сталевим сердечником у робочому діапазоні статична характеристика лінійна, а діапазоні підвищеного напруги – нелінійна (рисунок. 2.11). Шунтуючий реактор швидко виходить на встановлений режим



(близько 100 мс), не створюючи вищих гармонік струму, якщо він працює в робочому діапазоні (рисунок 2.11). Якщо ШР працює в режимі насичення та його характеристика нелінійна, то виникають вищі гармоніки в струмах реактора (ділянка 2 на рисунку 2.11) [9].

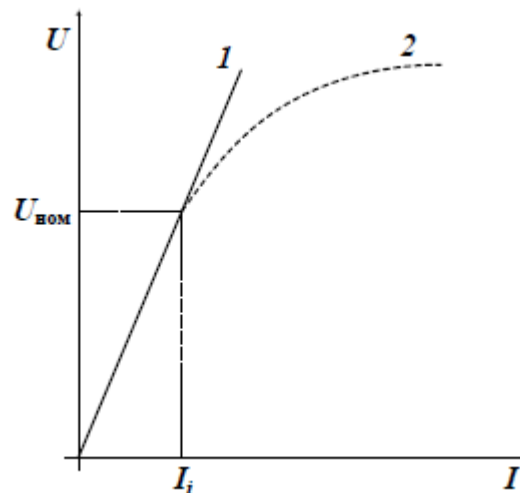


Рисунок 2.11. Статична характеристика ШР:

1 - без сердечника, 2 - зі сталевим сердечником

ШР, комутовані вимикачами, споживають реактивну потужність зі збільшенням напруги. Саме тому їх використовують для регулювання напруги в довгих ПЛ високої та надвисокої напруги. Вони стійкі до надструмів та перенапруг. Втрати ШР щодо малі – 0,2-0,4% від номінальної потужності реактора. Встановлена потужність ШР знаходиться в межах від 10 Мвар до 300 Мвар для мереж надвисокої напруги (750 кВ та вище). Зазвичай реактори встановлюють на вузлових та проміжних підстанціях. Управління (комутування) реактора виконує оперативний персонал підстанції за командою диспетчера системи [9].

*Реактори, що насичуються.*

Якщо робоча характеристика реактора лежить у насиченій частині його статичної характеристики, такий реактор називається насиченим. По суті це параметричний пристрій, призначений для регулювання реактивної потужності. Коли реактор працює в нелінійній частині статичної характеристики, його опір змінюється в залежності від напруги, що додається до реактора. При цьому реактор буде джерелом вищих гармонік струму, для

компенсації яких використовують особливі схеми з'єднання обмоток і складні шести-і дев'ятистріжневі сердечники. Відповідно, при зростанні напруги зростає струм, що проходить через реактор, що збільшує споживання реактивної потужності і, як наслідок, знижує напругу у точці його підключення. Через складність конструкції такі реактори застосовуються дуже рідко [9].

## 2.6. Керовані шунтуючі реактори

Використання постійно включених ШР дає можливість передавати лише 40-50% натуральної потужності по ПЛ через зниження напруги нижче допустимих значень. Крім цього, застосування ШР обмежено в умовах добових коливань потужності неможливістю їх комутації в темпі процесу технологічного управління через низький експлуатаційний ресурс вимикачів, що комутують реактор.

Керовані шунтуючі реактори (КШР) - електромагнітний тип реакторів, що дозволяє забезпечувати необхідний рівень напруги на ПЛ з великою потужністю заряду, плавно регулюючи індуктивність. У режимах малих та великих навантажень паралельно з КШР підключаються батареї конденсаторів, що дозволяє стабілізувати напругу. У цьому випадку КШР є статичним тиристорним компенсатором (СТК).

Існує три основні види КШР:

- Керовані підмагнічуванням постійним струмом за допомогою спеціальної обмотки керування для мережі 6/10-500 кВ.

КШР, керовані подмагнічуванням, відносяться до класу пристроїв, зміна індуктивності у яких досягається за рахунок насичення магнітопровода. Підмагнічування здійснюється тиристорними перетворювачами, потужність яких стосовно потужності фаз КШР становить лише близько 1%.

- Керовані підмагнічуванням постійним струмом через розщеплену нейтраль обмотки. Реактори цього типу використовуються для компенсації надлишкової реактивної потужності, що виникає в ПЛ, і для підтримки напруги в мережі.

- Трансформаторного типу, являють собою двообмотувальний трансформатор, напруга короткого замикання якого 100 %, та групу тиристорів, яка включена у вторинну обмотку. Фактично, це тиристорно-реакторна група СТК, що підключається безпосередньо без понижувальних трансформаторів до високовольтної мережі. найбільше підходить для керування режимом у темпі процесу технологічного управління

До КШР висуваються такі вимоги [5, 20]:

- споживаний струм повинен мати синусоїдальний характер;
- високий коефіцієнт регулювання;
- можливість підключення до високої напруги;
- висока (регульована на вимогу замовника) швидкодія;
- низька витрата активних матеріалів та рівень втрат;
- простота конструкції, виготовлення та ремонтпридатність.

Керовані статичні компенсатори (КСК) – це пристрій, утворений спільним використанням КШР та конденсаторних батарей, який забезпечує споживання та видачу реактивної потужності, яка дорівнює номінальній потужності батарей конденсатора.

На сьогодні розроблено велику кількість УШР різних типів. Вони застосовуються у різних країнах не тільки для управління реактивною потужністю, але й для фільтрації гармонійних коливань у електромеханічних процесах.

До 2014 р. у країнах ближнього зарубіжжя введено в експлуатацію понад 80 керованих реакторів напругою від 6 до 500 кВ.

*Керовані шунтуючі реактори, що комутуються тиристорами.*

Використання тиристорних ключів для комутації реакторів дозволяє регулювати струм у реакторі та плавно змінювати реактивну потужність, змінюючи кут відкриття тиристора [19].

Схема реактора з тиристорним керуванням наведена малюнку 2.12.

Включені зустрічно-паралельно тиристиори ( $k_1$  і  $k_2$ ), збільшуючи або зменшуючи кути управління  $\alpha_1$  і  $\alpha_2$  відповідно, дозволяють змінювати струм,

що протікає через реактор і, тим самим, регулювати споживання реактивної потужності.

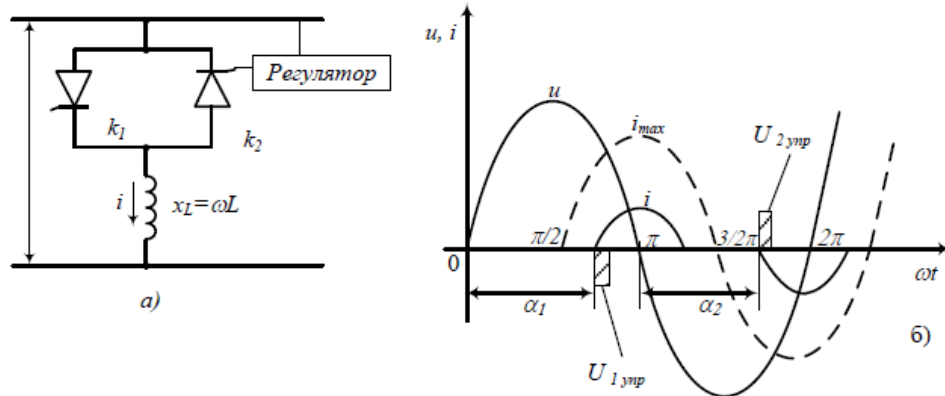


Рисунок 2.12. КШР, комутований тиристорами: а–принципова схема однієї фази; б- діаграма струмів і напруг при  $(\alpha > \pi/2)$

Коли тиристор повністю відкритий  $(\alpha > \pi/2)$  і напруга синусоїдальна, то в реакторі максимальний і синусоїдальний струм (пунктирна лінія на малюнку 2.12. б). При зростанні  $\alpha$  в діапазоні  $\pi/2 \leq \alpha \leq \pi$  знижується струм в реакторі, втрачаючи при цьому синусоїдальну форму (суцільна лінія на малюнку 2.12 б) Відношення струму, що протікає через реактор, до повного струму  $I_L = U/x_L$  становить [20]:

$$\frac{I_{(1)}}{I_L} = \left(\frac{1}{\pi}\right) [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \quad (2.9)$$

Статична характеристика реактора залежно від першої гармоніки струму  $I_{(1)}$  показана рисунку 2.13.

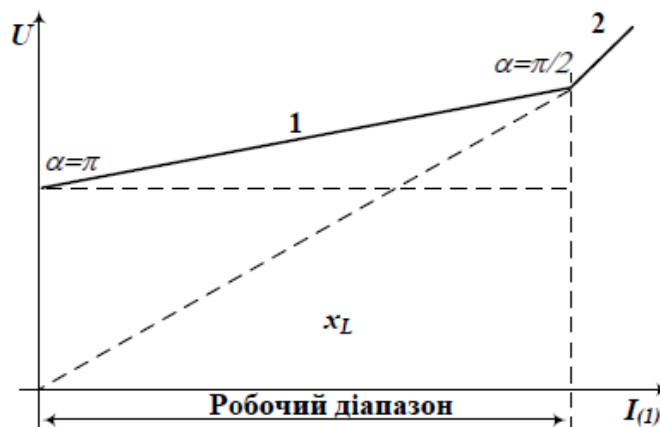


Рисунок 2.13. Статична характеристика реактора при плавному керуванні тиристорами

Налаштування регулятора КШР визначають статизм характеристики – кут нахилу вольт-амперної характеристики. Статизм задається так, щоб зростання напруги відповідало зростання струму в реакторі, це стабілізує напругу в робочому діапазоні регулювання ( $\pi/2 \leq \alpha \leq \pi$ ). У режимі, коли тиристори відкриті ( $\alpha = \pi/2$ ) реактор стає звичайним ШР і характеристика його роботи (ділянка 2) визначається власним опором  $x_L$  [20].

Головним недоліком реактора, що тиристорно керується, є генерація ним вищих гармонік, при відкриванні кута тиристора.

Підключення КШР через розщеплену обмотку автотрансформатора за схемою зірка/трикутник/зірка з включенням у схему фільтрокомпенсуючих пристроїв дозволяє компенсувати вищі гармоніки, що генеруються.

Сполучені за такою схемою пристрої відносять до комбінованих пристроїв [9].

### **Висновки по другому розділу**

Пристрої FACTS, що мають скалярне регулювання та дозволяють регулювати напругу або реактивну потужність, відносять до пристроїв першого покоління.

## РОЗДІЛ 3

### ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS ДРУГОГО ПОКОЛІННЯ

Пристрої FACTS, що дозволяють виконувати векторне регулювання режимних параметрів  $U$  і  $\delta$ ,  $P$  та  $Q$  та інших, відносять до пристроїв другого покоління.

Такі пристрої дозволяють збільшувати межі пропускної здатності ПЛ, керувати перетіканням потужності та регулювати напругу ПЛ. Основні технічні характеристики та сфери застосування таких пристроїв наведемо далі.

#### 3.1. Фазоповоротний пристрій

За своєю структурою магістральні ПЛ являють собою паралельно транзити, що йдуть на напругах 500 і 220 кВ, в деяких випадках і 750 кВ. Така структура мережі, з одного боку, підвищує надійність всього транзиту, але, з іншого боку, лінії 220 кВ, включені паралельно з лініями 500 кВ, працюють на межі термічної стійкості, тоді як транзит 500 кВ залишається недовантажений. Натуральна потужність, що передається по ПЛ 220 кВ  $\sim 140$  МВт, а по 500 кВ  $\sim 860$  МВт [15, 16].

Одним із розв'язків цієї проблеми може стати застосування пристроїв FACTS [5], у тому числі і фазоповоротних пристроїв (ФПП).

Також ФПП застосовуються і на паралельних лініях 500 кВ для керування перетіканням потужності.

ФПП – один з основних пристроїв FACTS другого покоління, що дозволяє керувати перетіканнями активної потужності шляхом зміни кута фаз між напругами по кінцях лінії [7]. Принцип дії ФПП ґрунтується на тому, що напруга кожної фази зрушена по відношенню до міжфазної напруги двох інших фаз на кут  $90^0$  ел.

У традиційній конструкції ФПП використовують каскад із двох трансформаторів – регульованого та послідовного (серієсного) (рисунки 3.1). Перший трансформатор Т1 підключається безпосередньо до шини, що живить лінію джерела енергії. Послідовний трансформатор Т2 вторинною обмоткою

включається послідовно ПЛ [7]. Схема з'єднання послідовного трансформатора така, що кут між вектором напруги мережі та вторинної обмотки трансформатора становить  $90^{\circ}$  ел.

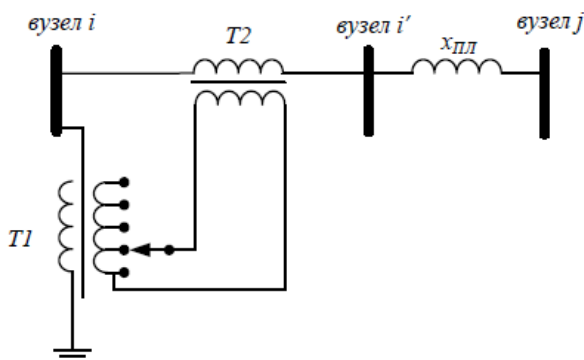


Рисунок 3.1. Схема фазоповоротного пристрою

Принцип роботи ФПП досить простий: регулюючи напруги на першому трансформаторі T1, ми змінюємо напругу і кут на трансформаторі T2. Це дозволяє змінювати кути між напругами на початку і в кінці лінії, тим самим змінюючи потік потужності, що передається по ній.

ФПП дозволяє розподіляти електроенергію пропорційно різниці кутів фаз напруги на різних кінцях лінії. У разі, якщо довжини паралельних ліній одного класу напруги відрізнятимуться, ФПП дозволяє керувати фазовими кутами, що дає можливість контролювати величину розподілу потоку потужності між лініями, запобігаючи перевантаженню одного з ланцюгів.

Фазоповоротні пристрої дозволяють:

- вести заданий режим як за активною, так і за реактивною потужністю;
- змінювати параметри існуючих ПЛ, підвищуючи їхню пропускну здатність;
- підвищувати статичну та динамічну стійкість ЕЕС;
- усунути субсинхронні процеси в ЕЕС [7].

Варто також відзначити, що існують і недоліки, такі як:

- реалізований спосіб регулювання обмежує діапазон регулювання фази напруги величиною  $\pm 20^{\circ}$  ел.

- модуль вихідної напруги ФПП при кутах повороту більше  $\pm 20^\circ$  значно перевищує допустимі у ПЛ значення.

Одним із прикладів реалізації ФПП є фазоповоротний трансформатор.

*Фазоповоротний трансформатор (ФПТ)* – це електромеханічний пристрій, що здійснює примусове поперечне регулювання, повертаючи кут між векторами напруги по кінцях ПЛ, на якій він встановлений. Це призводить до зміни потужності, що передається по ПЛ в заданому діапазоні [8]. ФПТ мають широкі можливості управління параметрами режиму та забезпечують регулювання як активної, так і реактивної потужності в широких межах, керуючи перетіканнями активної потужності за допомогою зміни кута  $\delta$  і відносяться до категорії пристроїв FACTS. На сьогоднішній день ФПТ досить широко поширені за кордоном (у США, країнах ЄС та Великобританії) [8,9].

Для транзиту, що складається з двох ланцюгів, до одного з яких включено ФПТ (рисунок 3.2), кутові характеристики потужності матимуть такий вигляд [9]:

$$P_{ПЛ1} = \frac{U_j \cdot U_i}{X_{ПЛ1}} \sin(\varphi + \delta), \quad (3.1)$$

$$P_{ПЛ2} = \frac{U_j \cdot U_i'}{X_{ПЛ2}} \sin(\delta), \quad (3.2)$$

$$\delta = \delta_j - \delta_i, \quad (3.3)$$

де  $U_j, U_i$  – модулі напруги на початку та наприкінці ПЛ;  $\varphi$  – кут повороту вектора  $U_i'$  по відношенню до вектора  $U_i, U_j$ ;  $\delta$  – кут між векторами напруги.

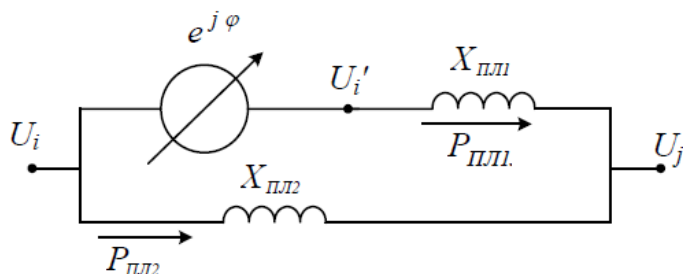


Рисунок 3.2. Частина схеми електричної мережі містить ФПТ

Якщо кут  $\delta$  позитивний,  $P_{ПЛ1} > P_{ПЛ2}$ , а якщо кут  $\delta$  менше нуля, то  $P_{ПЛ1} < P_{ПЛ2}$ .



Відповідно до векторної діаграми (рисунок 3.3) зростання перетікання  $P_{ПЛ1} > P_{ПЛ2}$  веде до збільшення кута  $\delta$ . У цьому випадку вектор напруги  $U_j$  для ПЛ з ФПТ випереджатиме  $U_i'$ , що призведе до зменшення кута  $\delta$ .

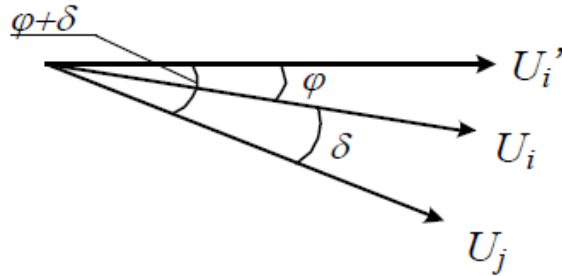


Рисунок 3.3. Векторна діаграма напруги

Крім ФПТ, існує ФПП з тиристорним управлінням. Суть конструкції аналогічна класичній схемі побудови ФПП (рис. 2.12), тільки регулюючий (збудливий) та послідовний трансформатори з'єднані через групу тиристорних ключів, що мають блок управління (рисунок 3.4). Відповідно з'єднання обмоток двох трансформаторів через тиристорний міст виконано таким чином, щоб передбачити зсув фаз на електричний кут  $90^\circ$ .

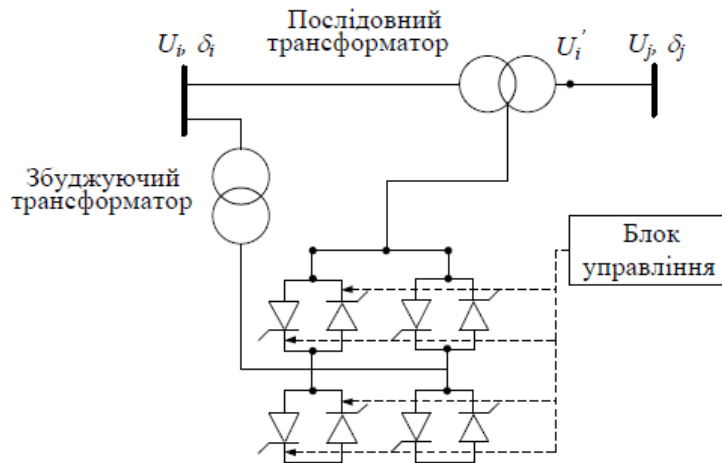


Рисунок 3.4. Схема ФПП із тиристорним управлінням [5]

Таке конструктивне рішення, як і для ФПТ, дозволяє змінити напругу на початку ПЛ, до якої додалася послідовна напруга обмотки, зсунутої на  $90^\circ$  ел., відповідно різниця кутів напруги дорівнюватиме ( $\Delta\delta = \varphi$ ):

$$\delta_i' = \delta \pm \Delta\delta \quad (3.4)$$

Основним керуючим впливом буде кут  $\Delta\delta$ . Його можна змінювати у діапазоні регулювання від  $-\Delta\delta$  до  $\Delta\delta$ . Це дозволяє змінювати кут  $\delta'_i$ , а, отже, і величину потужності, що передається по даній ПЛ, зміна якої безпосередньо залежатиме від зміни  $\delta'_i$ . Коли кут  $\delta'_i$  буде, збільшуватися, то зростатиме і передається по ПЛ потужність, при зменшенні  $\delta'_i$  потужність буде знижуватися. При цьому кут  $\delta$  між напругами  $U_i$  та  $U_j$  залишатиметься незмінним [5].

На відміну від класичної схеми реалізації ФПП, де зміна кута  $\Delta\delta$  здійснювалася шляхом зміни відпайок понижуючого трансформатора, тут зміна кута  $\Delta\delta$  здійснюється за допомогою тиристорного моста.

### **3.2. Статичний компенсатор (СТАТКОМ)**

Вперше Статичний Компенсатор (STATicCOMpensator – STATCOM) було встановлено 1995 року у США [86]. СТАТКОМ має властивості, схожі з властивостями СК, але при цьому має ряд переваг, таких як відсутність механічної інерції і перевершує СК за динамічними та експлуатаційними характеристиками. Як і ССК, СТАТКОМ може споживати чи генерувати реактивну потужність з метою керування деякими параметрами.

Маючи суттєву гнучкість, порівняно з пристроями ССК, пристрої СТАТКОМ можуть управляти [20]:

1. локальним рівнем напруги,
2. ін'єкцією реактивної потужності,
3. опором пристрою СТАТКОМ,
4. амплітудою струму пристрою СТАТКОМ при випередженні та запізнення струму,
5. напругою у віддаленій точці мережі,
6. перетіканням реактивної потужності,
7. потоком повної потужності або струмом у віддаленій лінії.

Серед перерахованих вище стратегій управління найбільше поширеною та «зрозумілою» є функція управління локальним рівнем напруги. Вплив інших стратегій управління досі був всебічно вивчено.

СТАТКОМ є одним із основних пристроїв FACTS другого покоління. Як і багато пристроїв FACTS другого покоління, СТАТКОМ – це тиристорно-кероване джерело реактивної потужності, яке дозволяє підтримувати заданий рівень напруги, керуючи реактивною потужністю в точці підключення (генеруючи/споживаючи) без використання додаткових споживачів або видають реактивну потужність пристроїв.

Розвиток напівпровідникових технологій у 90-х роках ХХ століття дозволило створити замикані тиристори (GTO і GCT), швидкодіючі діоди та потужні транзистори (IGBT), що працюють у діапазоні напруг від 2,5 до 6 кВ, струми відключення від 1500 до 4000 А. Цей прорив дозволив створити новий тип перетворювачів - перетворювач напруги, на основі якого були створені різні статичні пристрої: СТАТКОМ, ОРПП, лінії та вставки постійного струму з новими якостями, мережа постійно-змінного струму, широкосмугові активні та гібридні фільтри, флікер-компенсатори та інші.

Як база для СТАТКОМу може використовуватися перетворювач напруги (ПН) або перетворювач струму (ПС). На малюнку 3.5 наведено спрощену схему СТАТКОМ на ПН.

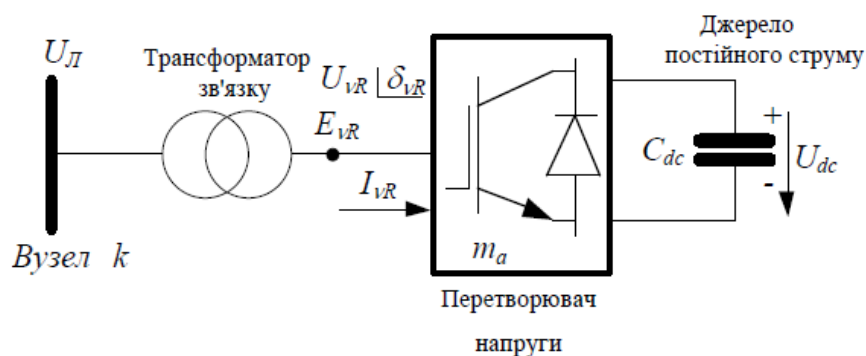


Рисунок 3.5. Структура СТАТКОМ із перетворювачем напруги

Змінюючи величину вихідної напруги  $U_{vR}$  можна керувати перетіканням реактивної потужності між ПН і ЕЕС змінного струму. У режимі генерації

реактивної потужності (ємнісному), напруга ПН  $U_{vR}$  перевищує напругу в лінії,  $U_l$  і виникає випереджальний струм. Коли напруга в лінії перевищує напругу ПН  $U_{vR}$ , виникає відстаючий струм, і СТАТКОМ споживає реактивну потужність, працюючи в індуктивному режимі. При рівності напруг  $U_l = U_{vR}$  перетікання потужності не відбувається.

У СТАТКОМі задається уставка напруги  $U_{ref}$ , статизм по напрузі  $X_{ST}$  і діапазони зміни струму  $I_{min}$ ,  $I_{max}$ . Керуючими змінними буде модуль  $U_{vR}$  та кут  $\delta_{vR}$  перетворювача напруги. На малюнку 3.6 показана вольт-амперна характеристика пристрою СТАТКОМ.

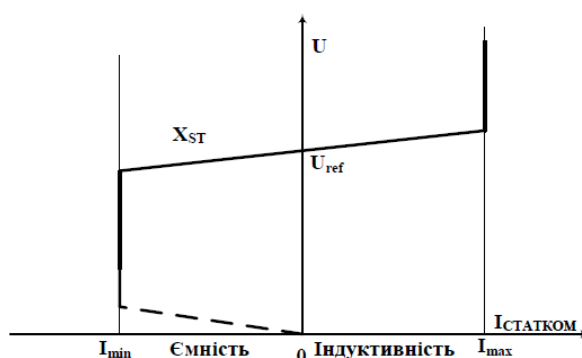


Рисунок 3.6. Вольт-амперна характеристика пристрою СТАТКОМ

Пристрої СТАТКОМ використовують GTO або IGBT технології із широтно-імпульсною модуляцією, які дозволяють контролювати амплітуду та фазу напруги за рахунок швидких перемикачів GTO або IGBT елементів. Високі частоти модуляції дозволяють суттєво знизити рівень вищих гармонік у вихідному сигналі.

СТАТКОМ відрізняється високою швидкодією та малими габаритами. Він принципово здатний регулювати як величину, а й фазу напруги в електричній мережі, до якої підключений. За наявності у ланці постійного струму накопичувального пристрою (акумулятор та ін) він також здатний забезпечити регулювання активної потужності.

### 3.3. Вставка постійного струму на перетворювачах напруги (ВПСН)

Передачі та вставки постійного струму (ППС та ТВП, відповідно) є невід'ємною частиною сучасних ЕЕС та технологій управління ними.

ТВП - перетворювальна підстанція, призначена для перетворення змінного струму на постійний і далі назад на змінний з вихідною або іншою частотою.

ТВП застосовуються [5,9]:

- для спільної роботи мережі змінного та постійного струму, у разі коли використання фрагмента постійного струму на ПЛ економічно та технічно обґрунтовано;

- для спільного використання мереж з різною частотою, включаючи випадки асинхронної роботи двох енергосистем, що виникли внаслідок аварій та в період післяаварійного відновлення;

- для усунення «вузьких місць» рахунок збільшення пропускної спроможності компонентів ЕЕС.

У традиційній конструкції ППТ і ТВП в якості випрямляча та інвертора до недавнього часу використовувалися одноопераційні тиристори, що вимагало установки додаткових ФКУ з метою зниження рівня гармонік. Для зв'язку двох асинхронно працюючих частин енергосистеми або для зв'язку на далекій відстані.

Сьогодні найбільш поширені ТВП, засновані на перетворювачах струму і напруги, на базі сучасної силової електроніки - тиристорів з можливістю відключення (GTO або IGCT), або силових транзисторів (IGBT) [87]. Такі ТВП мають широкі можливості управління параметрами режиму і забезпечують регулювання як активної, так і реактивної потужності в широких межах і належать до категорії пристроїв FACTS.

На малюнку 3.7 показано принципову схему ВПЧН на ПС 220 кВ .

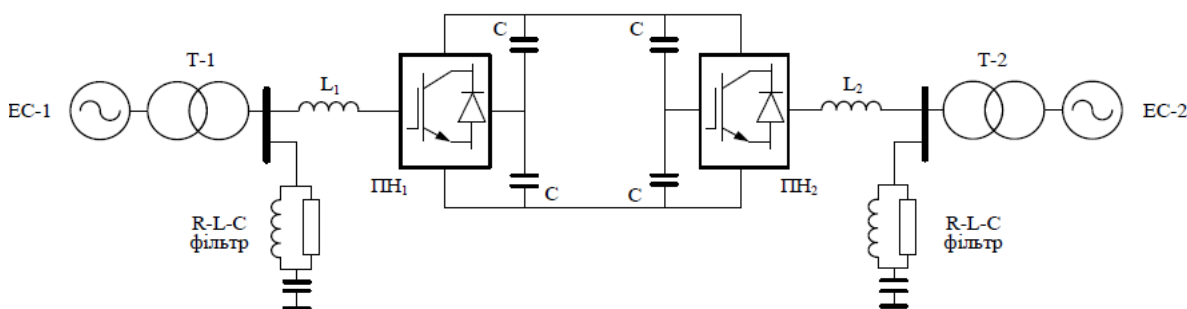


Рисунок 3.7. Принципова схема ВПЧН на ПС 220 кВ

### 3.4. Об'єднаний регулятор перетікання потужності (ОРПП)

Розвиток технології напівпровідникової електроніки (тиристорів GTO або IGCT та транзисторів IGBT [9]) дозволило створити пристрої FACTS поздовжньої та поперечної компенсації на основі перетворювачів напруги (ПН). Це дало поштовх до створення пристрою FACTS з можливістю керувати основними параметрами (перетікання потужності та напруги) режиму ЕЕС – об'єднаного регулятора (ОРПП), в англійській літературі Unified Power Flow Controller (UPFC) [4, 5, 20].

По суті це ФПП, в якому фаза додаткової напруги  $U$  повернута до струму лінії на  $90^\circ$ , а обмін активною потужністю між лінією і шиною здійснюється через вставку постійного струму. Вперше об'єднаний регулятор потоків потужності було встановлено в середині 1998 року на ПС Інесс, Кентукі. На сьогодні у світі існують три такі пристрої, два в США та один на ПС Кангжин у Південній Кореї [5, 8, 18].

В останні кілька років дослідження пристроїв FACTS другого покоління сконцентрувалися на ОРПП [8, 14]. ОРПП (рисунк 3.8) і двох ПН, об'єднаних за постійного струму, одне з яких підключений послідовно, інший – паралельно до ПЛ [5].

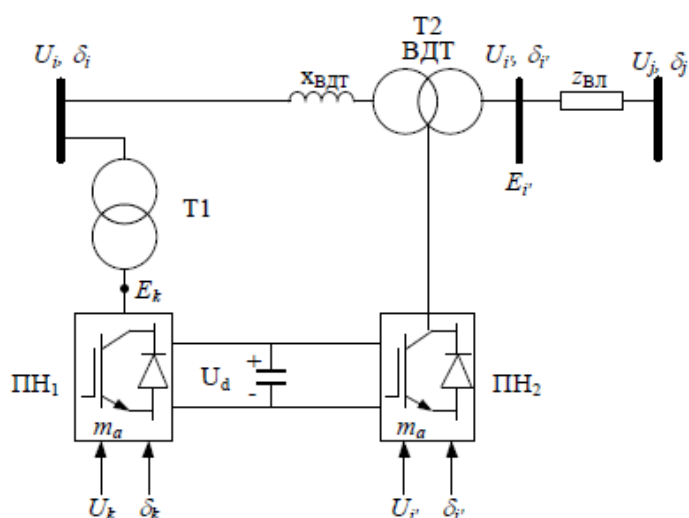


Рисунок 3.8. Структура пристрою ОРПП

Перетворювач напруги ПН<sub>1</sub>, підключений через шунтуючий трансформатор зв'язку Т<sub>1</sub>, споживає електричну енергію з шини підключення

і забезпечує подачу активної потужності на перетворювач напруги ПН<sub>2</sub> (рисунок 3.8). ПН<sub>1</sub> пов'язаний з ПН<sub>2</sub> по стороні постійного струму.

Напруга  $\Delta U$ , що вводиться через ПН<sub>2</sub> і послідовний (серієсний) трансформатор може змінюватися як за фазою, так і за амплітудою. При цьому величина і знак активної та реактивної потужності визначається амплітудою і фазою напруги  $\Delta U$ . Паралельний перетворювач ПН<sub>1</sub> здійснює стабілізацію напруги у вузлі підключення шляхом компенсації чи генерації реактивної потужності. ПН<sub>2</sub> через ВДТ - Т<sub>2</sub> змінює напругу у точці підключення ВДТ, яка плавно регулюється в широкому діапазоні значень як по модулю  $U_{\min} \leq U'_i \leq U_{\max}$  так і по фазі, кут управління додаткової напруги лежить у діапазоні від 0 до  $2\pi$ . Це дозволяє ОРПГ працювати у режимах кількох пристроїв FACTS, як показано малюнку 3.9 [9].

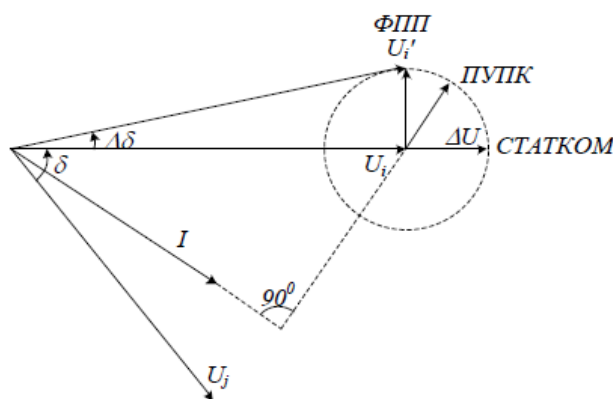


Рисунок 3.9. Лінія векторної діаграми з ОРПП

Основні регулюючі дії ОРПП:

1.  $U_{ПН_1}$  та  $\delta_{ПН_1}$  - регульований модуль ( $U_{ПН_1}^{\min} \leq U_{ПН_1} \leq U_{ПН_1}^{\max}$ ) та кут ( $0 \leq \delta_{ПН_1} \leq 2\pi$ ) – паралельного джерела напруги.
2.  $U_{ПН_2}$  та  $\delta_{ПН_2}$  - регульований модуль ( $U_{ПН_2}^{\min} \leq U_{ПН_2} \leq U_{ПН_2}^{\max}$ ) та кут ( $0 \leq \delta_{ПН_2} \leq 2\pi$ ) – послідовного джерела напруги.
3. Фазовий кут послідовного джерела,  $\delta_{ПН_1}$  визначає режим регулювання перетікань:

3.1. Якщо  $\delta_{\text{ПН}_2}$  знаходиться у фазі з кутом  $i \delta_i$ , то ОРПП регулює напруги вузла. ОРПП працює в режимі СТАТКОМу, самостійно генерує або споживає реактивну потужність;

3.2. Якщо  $\delta_{\text{ПН}_2}$  зсунуто на  $2/\pi$  до  $i \delta_i$ , то він регулює перетікання активної потужності та діє як фазоповоротний пристрій;

3.3. Якщо  $\delta_{\text{ПН}_2}$  зсунуто на  $2/\pi$  до кута струму в лінії, то він регулює активний перетік, діючи як керований поздовжній компенсатор;

3.4. При всіх інших значеннях  $\delta_{\text{ПН}_2}$  підключене джерело напруги діє як комбінований регулятор напруги, керований поздовжній компенсатор, та ФПП.

4. Модуль  $U_{\text{ПН}_2}$  послідовно підключеного джерела напруги визначає обсяг регульованих перетікань потужності.

5. Беручи до уваги, що джерела напруги не мають втрат, активна потужність, що видається поперечним перетворювачем,  $P_{\text{ПН}_1}$ , повинна дорівнювати активній потужності, що споживається поздовжнім перетворювачем напруги  $P_{\text{ПН}_2}$ , тобто.  $P_{\text{ПН}_1} + P_{\text{ПН}_2} = 0$ .

6. Якщо в обох трансформаторах прийнято  $r = 0$ , то активна потужність у вузлі  $k$  відповідає активній потужності у вузлі  $i'$ , тобто  $P_k + P_{i'} = P_{\text{ПН}_1} + P_{\text{ПН}_2} = 0$ .

ОРПП увібрав у себе характеристики відразу трьох пристроїв: СТАТКОМу, ПУПК, ФПП та керуючи перетіканнями активної та реактивної потужності може вирішувати такі завдання:

- збільшувати пропускну здатність ПЛ;
- коригувати реактивний опір лінії;
- коригувати кут зсуву фаз;
- підтримувати напругу на заданому рівні;
- демпфувати субсинхронний резонанс [63].



### **Висновки по третьому розділу**

Прогрес, досягнутий у розробці потужних перетворювальних пристроїв нового класу на основі тиристорів і біполярних транзисторів, що замикаються, дозволяє констатувати появу нових перспектив застосування FACTS в ЕЕС. Суть цих перспектив - використання сучасної силової електроніки в ЕЕС для практично безінерційного, в режимі on-line управління параметрами структур генерації, передачі та споживання призводить до якісно нових властивостей кожної із зазначених структур окремо та ЕЕС в цілому.

## ВИСНОВКИ

1. Управління режимами ЕЕС через складність об'єкта управління може здійснюватися тільки з використанням моделі енергосистеми. Від адекватності використовуваної моделі реального стану ЕЕС і вирішуваним нею основних завдань залежить якість управління ЕЕС. У зв'язку з цим забезпечення адекватності розрахункової моделі ЕЕС об'єкту управління та регулярне уточнення її параметрів є важливим завданням при створенні системи управління ІЕС.

2. Значну роль у побудові ІЕС відіграють сучасні технічні засоби та технології, що забезпечують керованість електричної мережі та реалізацію управлінь. Однією з найбільш перспективних у цій галузі є FACTS-технології або гнучкі керовані елементи мережі, суть якої полягає в тому, що електрична мережа з пасивного пристрою транспорту електроенергії перетворюється на пристрій, що бере активну участь в управлінні режимами роботи електричних мереж.

3. Проведений аналіз методів моделювання пристроїв FACTS показав, що в даний час активно ведуться дослідження з розробки та включення моделей таких пристроїв у схему заміщення при розрахунку режиму, що встановився, як у нашій країні, так і за кордоном.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Концепція впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року// РОЗПОРЯДЖЕННЯ від 14 жовтня 2022 р. № 908-р м.Київ
2. Стогній Б. С. Світовий досвід та перспективи побудови інтелектуальних енергетичних систем в Україні / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – Київ, 2013. – С. 5–17.
3. Денисюк С. П. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах / С. П. Денисюк, Т. М. Базюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 3. – С. 75–79.
4. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: Под общ. ред. акад. НАН Украины А. В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.
5. Интеллектуальні електричні мережі: елементи та режими: за заг. ред. акад. НАН України О. В. Кириленко / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
6. Дубовський С. В. Підвищення робочого ресурсу ТЕС з використанням системних електротеплових споживачів – регуляторів / С. В. Дубовський // Проблеми загальної енергетики. – 2012. – Вип. 3(30). – С. 5–11.
7. Дубовський С. В. Акумуляування енергії у високотехнологічних інтелектуальних енергосистемах / С. В. Дубовський, А. П. Ільяшенко // Новини енергетики. – 2012. – № 24. – С. 34–39.
8. Дубовський С. В. Методичні особливості оптимізації складу регулюючих енергоблоків ТЕС з обмеженими динамічними властивостями з урахуванням їх взаємодії з системними споживачами-регуляторами / С. В. Дубовський, Р. В. Григор'єв, М. Є. Бабін // Проблеми загальної енергетики. – 2012. – №1(29). – С. 15–23.
9. Халатов А. А. Перспективы электроотопления в энергетике Украины / А. А. Халатов, Н. П. Тимченко // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2015. – № 5–6 (95-96). – С. 27–32.

10. Долінський А. А. Електроенергія як замінювальний енергоносіє в сфері теплопостачання / А. А. Долінський, А. А. Халатов, М. П. Тимченко, О. І. Сігал // Пром. теплотехніка. – 2014. – Т. 36, № 6. – С. 12–21.

11. Тимченко М. П. Електроопалення і питання забезпеченості ПЕР України // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2015. – № 3. – С. 26–35.

12. Сучасний стан і основні напрямки застосування електричної енергії для теплопостачання в Україні // Ред. А. А. Долінський, Д. Й. Розинський. Авт.: А. А. Долінський, Н. П. Тимченко, Д. Й. Розинський. – К.: Видавництво Купріянова О. О., 2009. – 252 с.

13. Енергоощадна технологія електротеплоакумуляційного обігріву в житлово-комунальному та аграрно-промисловому комплексах України // Д. Й. Розинський, В. Д. Іоргачов, С. Я. Меженний та ін. – К.: Видавництво Купріянова О.О., 2007. – 272 с.

14. Підвищення ефективності комбінованих систем традиційного та електричного опалення / Ю. В. Шеренковський, Н. М. Фіалко, В. Г. Прокопов та ін. // Мат. XXI межд. конф. “Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики”, 7–11 июня 2011 г., Ялта. – Киев, 2011. – С. 114–116. 23. Nagendra Prasad M. V. Learning Situation-Specific Coordination in Cooperative Multiagent Systems / M.V. Nagendra Prasad // Autonomous Agents and Multi-Agent System. – 1999. – 2. – 173.207

15. В. А. МАТВІЙЧУК, О. О. РУБАНЕНКО Н. В. СОБЧУК  
ВИКОРИСТАННЯ ЛОКАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДЛЯ  
ОПТИМІЗАЦІЇ СТРУКТУРИ ЕЕС // Вінницький національний аграрний  
університет

16. О. С. Биконя, ШЛЯХИ ВПРОВАДЖЕННЯ SMART GRID В КРАЇНАХ СВІТУ // Інститут економіки та прогнозування НАН України”, м. Київ

17. <https://mind.ua/publications/20259406-smart-grid-v-ukrayini-shcho-ce-take-navishcho-potribne-i-koli-z-yavitsya>

18. <https://grids.dtek.com/media-center/press/tehnologii-smart-grid-stanut-osnovoyu-vidnovlennya-energosislemi--dtek-merez/>

19. Рогальський Б. С. Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. I частина. Навчальний посібник. — Вінниця: 2002. — 119 с.

20. ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ ДЖЕРЕЛ РЕАКТИВНОЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ А.О./ Омельчук, А.М., Б.П. Савченко, //Національний університет біоресурсів і природокористування України- Енергетика і автоматика", №4, 2013 р

21. Реактивна потужність в електричних мережах : монографія / І. В. Жежеленко, Г. Г. Півняк, Г. Г. Трофімов, Ю. А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. у-т «Дніпровська політехніка». Дніпро : НТУ «ДП», 2020. 72 с.