

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Шадура Андрій Миколайович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Аналіз стану проблеми створення розрахункової моделі СЕП та можливості
використання для рішення цих задач пристроїв FACTS
(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

Шадура А. М.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2024

АНОТАЦІЯ

Шадура А. М. Аналіз стану проблеми створення розрахункової моделі СЕП та можливості використання для рішення цих задач пристроїв FACTS

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

Основною метою кваліфікаційної роботи є обґрунтування використання пристроїв FACTS для рішення задач створення інтелектуальних електропостачальних енергосистем.

Ціллю роботи являється побудова автоматичної адаптивної системи управління потоками реактивної потужності в магістральних електричних мережах.

Ключові слова: реактивна потужність, електрична мережа, інтелектуальна енергосистема, якість електроенергії.

ABSTRACT

Shadura A. M. Analysis of the state of the problem of creating a calculation model of the SEP and the possibility of using FACTS devices to solve these problems

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

The main purpose of the qualification work is to justify the use of FACTS devices to solve the problems of creating intelligent power supply systems.

The purpose of the work is to build an automatic adaptive system for controlling reactive power flows in main power networks.

Keywords: reactive power, electric network, intelligent power system, electricity quality.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ВПЛИВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА РЕЖИМ НАПРУГИ ТА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ПРОПУСКНУ СПРОМОЖНІСТЬ МЕРЕЖІ.	7
1.1 Баланс активних і реактивних потужностей	7
1.2 Вплив реактивною потужності на режим напруги і якість електроенергії	9
1.3 Вплив реактивної потужності на втрати потужності та електроенергії і пропускну здатність електричних мереж	14
Висновки по розділу 1	15
РОЗДІЛ 2. ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS ДЛЯ РІШЕННЯ ЗАДАЧ СТВОРЕННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ	16
2.1 Перехід від традиційної електроенергетики до інтелектуальних енергосистем	16
2.2 Характеристика технічних засобів, що використовуються для регулювання реактивної потужності і напруги в активно-адаптивній мережі	22
Висновки по розділу 2	31
РОЗДІЛ 3. ПОБУДОВА АВТОМАТИЧНОЇ АДАПТИВНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	32
3.1 Методологія побудови автоматичної адаптивної системи управління потоками реактивної потужності в магістральних електричних мережах	32
3.2 Інфраструктура технологічного управління напругою і потоками реактивною потужності	43
3.3 Алгоритми централізованого керування напругою і реактивною потужністю	45
3.4 Вимоги до системи автоматичного управління напругою і реактивною потужністю	48
Висновки по розділу 3	51
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	52
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	53

ВСТУП

Одним з найважливіших напрямів модернізації та інноваційного розвитку електроенергетики є перехід до створення інтелектуальних енергосистем з активно-адаптивною мережею (ІЕС ААМ). Побудова «розумної» мережі спрямовано на підвищення надійності та економічності функціонування електроенергетичних систем (ЕЕС) і забезпечення споживачів електроенергією в необхідному обсязі та необхідного якості[1].

Відмінності активно-адаптивної мережі від звичайної:

- насиченість мережі активними елементами, розташованими у вузлах або територіально-розподіленими і що дозволяють змінювати топологічні параметри мережі;
- наявність системи збору, передачі та обробки інформації (включаючи програмне забезпечення) та програми адаптивного управління з можливістю впливу в реальному масштабі часу на активні елементи мережі та електроустановки споживачів;
- засоби та принципи управління повинні бути загальними для всієї системи, незалежно від власника.

В даний час в електроенергетичних системах регулювання напруги реалізується організаційно-технічна системою, яка забезпечує підтримання напруги за графіком у контрольних пунктах (КП) і в допустимих межах - у всіх точках мережі. Основа системи – локальні автоматичні регулятори генераторів і РПН силових трансформаторів і автотрансформаторів. Основну роль грають генератори, а пристрої РПН здійснюють первинне регулювання. Однак цього недостатньо не тільки для забезпечення оптимальних значень напруги в вузлах, але й для підтримки рівнів напруги в допустимих межах ряді ремонтних і післяаварійних режимів. Складнощі з оптимальним регулюванням напруги в ЕЕС виникають з різних причин, які можна об'єднати в одну глобальну - відсутність методології та принципів. адаптивного управління, достатніх засобів автоматизації та самих джерел реактивної

потужності Часто складаються ситуації, коли в ремонтних режимах при централізованому регулюванні напруги в одній частині ЕЕС напруга буде нижче номінальної, а в іншій частині напруга буде близько до максимально допустимої. У таких умовах, централізоване регулювання напруги тільки за рахунок зміни генерації реактивної потужності джерелами живлення виявляється не ефективним. В електричних мережах завдання регулювання напруги безпосередньо пов'язана з можливістю передачі потужності від генерації споживачам. Зниження рівнів напруги на вузлових підстанціях в ремонтних та післяаварійних режимах є основною причиною, що вимагає зниження перетікання потужності для забезпечення статичної стійкості. Підключення нових споживачів або розвиток існуючих тільки посилює ситуацію. Крім того, при відключенні однієї з ПЛ, навантаження переходить на лінії, що залишилися в роботі, в яких збільшуються втрати реактивної потужності, що призводить до зниження напруги на приймальному кінці, в результаті чого зменшується зарядна потужність ПЛ і відбувається ще більше зниження напруги. Виходячи з того, що проблеми з напругою виникають під час аварій, які є випадковими і не прогнозованими подіями, для виключення ситуацій порушення статичної стійкості, необхідно забезпечувати автоматичне керування джерелами реактивної потужності (ДРП).

До питанням регулювання напруги відносяться також і аспекти проблеми якості електроенергії, які ставляться в здебільшого як завдання підтримки рівнів напруги в необхідному ДСТУ діапазоні в різних них точках мережі в різних режимні умови.

Виходячи з вищесказаного, актуальним та ефективним способом регулювання напруги в електричних мережах є установка додаткових джерел реактивної потужності, які, будучи виконаними в керованому виконанні, є елементами активно-адаптивної мережі.

Метою роботи є обґрунтування використання пристроїв FACTS для рішення задач створення інтелектуальних електропостачальних енергосистем

Ціллю роботи являється побудова автоматичної адаптивної системи

управління потоками реактивної потужності в магістральних електричних мережах.

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.

Шадура А.М. АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ПЕРЕХОДУ ВІД ТРАДИЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ДО ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

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

ВПЛИВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА РЕЖИМ НАПРУГИ ТА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ПРОПУСКНУ СПРОМОЖНІСТЬ МЕРЕЖІ.

1.1. Баланс активних і реактивних потужностей

Особливість електроенергетичних систем складається в практично миттєвої передачі електричної енергії від джерел до споживачів і неможливості накопичення її в значних кількостях. Ці властивості визначають одночасність процесу виробництва та споживання електроенергії.

При виробництві і споживанні електричної енергії на змінному струмі рівності вироблюваної та споживаної електроенергії в кожен момент часу відповідає рівність вироблюваної і по- вимогою активною та реактивною потужностей. Отже, в кожен момент часу в режимі енергосистеми електростанції, що встановився повинні виробляти потужність, рівну потужності споживачів, і по- кривати втрати потужності електричної мережі, т.е. е. повинен дотримуватися баланс вироблюваної та споживаної потужностей. Ці умови можна записати наступним чином[15]:

$$\Sigma P_{Г} = \Sigma P_{П} = \Sigma P_{Н} + \Sigma \Delta P,$$

$$\Sigma Q_{Г} = \Sigma Q_{П} = \Sigma Q_{Н} + \Sigma \Delta Q,$$

де $\Sigma P_{Г}$ і $\Sigma Q_{Г}$ - активна і реактивна потужності, генеровані електростанціями енергосистеми за вирахуванням власних потреб;

$\Sigma P_{Н}$ і $\Sigma Q_{Н}$ - активна і реактивна потужності споживачів;

$\Sigma \Delta P$ і $\Sigma \Delta Q$ - сумарні втрати активною і реактивною потужностей в електричних мережах $\Sigma P_{П}$ і $\Sigma Q_{П}$ - сумарне споживання активної і реактивної потужностей.

Рівняння, наведені вище, є рівняннями балансу активної і реактивної потужностей.

При незмінному складі навантажень енергосистеми споживана

активна потужність пов'язані з частотою змінного струму. При порушенні початкового балансу активної потужності частота набуває нового значення. Зниження генерованої активної потужності призводить до зменшення частоти, в то час як її зростання обумовлює зростання частоти. Іншими словами, при $\Sigma P_{\Gamma} < \Sigma P_{\Pi}$ частота знижується, при $\Sigma P_{\Gamma} > \Sigma P_{\Pi}$ – зростає. Причинами порушення балансу активної потужності можуть бути: аварійне відключення генератора, несподіване зростання навантаження, аварійне вимкнення ліній електропередачі або трансформаторів зв'язку[15].

Поняття балансу реактивної потужності пов'язане з впливом реактивної потужності, що передається елементами електричної мережі, на режим напруги. Порушення балансу реактивної потужності призводить до зміни рівня напруги в мережі. Якщо генерована реактивна потужність стає більше споживаної ($\Sigma Q_{\Gamma} > \Sigma Q_{\Pi}$), то напруга в мережі підвищується. При дефіциті реактивної потужності ($\Sigma Q_{\Gamma} < \Sigma Q_{\Pi}$) напруга в електричній мережі знижується[10].

У дефіцитних по активній потужності енергосистемах рівень напруги, як правило, нижче від номінальної. Недостатня для виконання балансу активна потужність передається у такі системи з сусідніх енергосистем, у яких є надлишок генерованої потужності. Як правило енергосистеми, дефіцитні за активною потужністю, дефіцитні та же по реактивній потужності. Однак недостатню реактивну потужність ефективно не передавати з сусідніх енергосистем, а отримувати за допомогою компенсійних пристроїв, що встановлюються в даній енергосистемі.

Реактивна потужність необхідна для створення змінних магнітних полів в індуктивних електроприймачах і не виконує безпосередньо корисної роботи. Разом з тим, реактивна потужність надає суттєвий вплив на такі параметри електричної мережі, як втрати потужності і електроенергії, пропускну здатність і рівні напруги в вузлах електричної мережі.

При передачі реактивної потужності виникають додаткові втрати

потужності та електроенергії в елементах електричної мережі, обумовлені їх завантаженням реактивною потужністю. Крім того, завантаження реактивною потужністю ліній електропередачі та силових трансформаторів знижує їх пропускну здатність і вимагає збільшення перерізів проводів та кабелів, збільшення номінальної потужності чи числа трансформаторів тощо. При передачі реактивною потужності також виникають додаткові втрати напруги в елементах мережі.

З метою зниження перетоків реактивної потужності в електричних мережах має здійснюватись компенсація реактивної потужності. Загальному випадку під компенсацією реактивної потужності розуміється зниження реактивної потужності, що циркулює між джерелом та споживачами її електроприймачами. Компенсація реактивної потужності забезпечує дотримання умови балансу реактивної потужності, знижує втрати потужності та електроенергії в мережі, а також дозволяє здійснювати регулювання напруги за допомогою застосування компенсуючих пристроїв.

Значного економічного ефекту від компенсації реактивної потужності можна досягти при правильному поєднанні різних заходів, які повинні бути технічно та економічно обґрунтовані.

1.2 Вплив реактивною потужності на режим напруги і якість електроенергії

Як показано вище, активна і реактивна потужності у мережі, яка живить споживачі, залежать від частоти і напруги на їх затискачах. Насправді між значеннями частоти в енергосистемі і значеннями напруги в її вузлах існує деякий зв'язок, в подальшому для спрощення будемо вважати, що значення частоти є постійним (наприклад, рівним номінальній величині 50 Гц) і функціональна залежність між частотою і напругою відсутня.

На рис. 1.1 наведено статичні характеристики навантаження по напрузі $P = f(U)$ і $Q = f(U)$ для вузла енергосистеми[8].

Характер цих залежностей визначається типами електроприймачів,

підключених до розглянутого вузлу енергосистеми, і режимом їх роботи. Залежності, представлені на рис. 1.1, відповідають змішаному навантаженню, що складається в здебільшого, з силових (переважно асинхронних двигунів) та освітлювальних електроприймачів. З рисунка видно, що в області нормальних значень напруги, що лежать правіше $U_{кр}$, кожному значенню напруги відповідає тільки одна визначена величина навантаження.

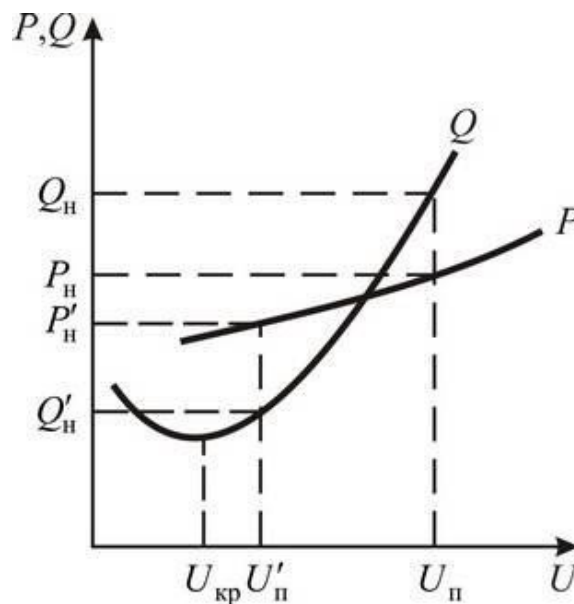


Рисунок 1.1. Статичні характеристики навантаження за напругою

У зв'язку з тим, що процеси виробництва і споживання електроенергії збігаються по часу, генерована в кожен момент часу потужність жорстко визначається її споживанням та навпаки. З цього слідує, по-перше, що в енергосистемі небаланс між сумарною генерованою потужністю та сумарною споживаною потужністю (з обліком втрат в мережах) в усталеному режимі не може існувати і, по-друге, що в кожен момент часу активна і реактивна потужності, генеровані в енергосистемі, визначаються значеннями частоти та напруги на зажимах електроприймачів.

Якщо на рис. 1.1 горизонтальна пряма $P_н$ характеризує надходження

потужності в аналізований вузол енергосистеми, то перетин її з характеристикою навантаження $P = f(U)$ визначає рівень напруги U_{Π} , котра може встановити за наявності джерел, здатних видати в той же вузол реактивну потужність Q_{Π} . При відсутності таких джерел напруга U_{Π} в аналізованому вузлі мережі встановленою бути не може[8].

Таким чином, величина напруги в вузлі навантаження залежить від наявності у мережі необхідних джерел реактивної потужності. У випадку якщо потужність цих джерел недостатня для покриття навантаження при заданій напрузі, станеться зниження напруги. При цьому в відповідності зі статичними характеристиками навантаження знизяться і величини навантаження до тих значень, які може забезпечити джерело.

Відповідність між реактивною потужністю, необхідної для підтримання тої або іншої величини напруги, і потужністю наявних джерел може бути виявлено шляхом складання рівняння балансу реактивної потужності, показаного вище.

Кожному конкретному значенням величин цього рівняння відповідає своє значення напруги (у межах значень, близьких до номінального). Пояснимо це наступним чином.

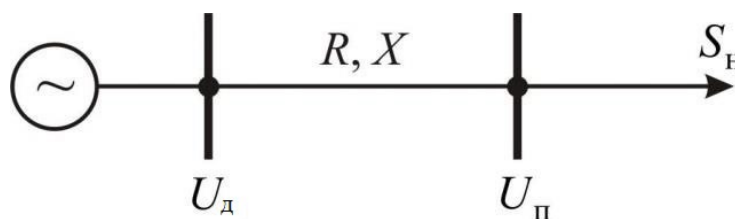


Рисунок 1.2. Схема мережі

Для мережі, зображеної на рис. 1.2, в якомусь встановленому режимі у мережі мав місце баланс реактивної потужності, якому відповідала напруга в місці приєднання навантаження U_{Π} . Цій напрузі по статичним характеристикам (рис.1.1) відповідало навантаження S_n . Напруга джерела при цьому було U_d , воно пов'язано з U_{Π} падінням напруги[10].

Понизимо тепер уставку регулятора збудження генератора. Напруга

джерела при цьому знизиться до U'_d , а напруга в місці приєднання навантаження – до U'_n . При цьому потужність споживача зменшиться до S'_n . Напруга джерела живлення і вузла навантаження також пов'язані через падіння напруги, яке тепер визначається через S'_n . Зміна напруги на навантаженні станеться під впливом двох факторів: зниження напруги на джерелі і зміни падіння напруги в мережі. Зміна напруги в місці приєднання споживача буде декілька менше, чим у джерела [10]:

$$U_n - U'_n \leq U_d - U'_d,$$

так як залежності $P = f(U)$ і $Q = f(U)$ нелінійні. Інакше кажучи, в зв'язку з зміною навантаження відбувається саморегулювання напруги U_n в відповідно зі статичними характеристиками споживачів. Це явище називається регулюючим ефектом навантаження за напругою. В результаті даного ефекту новим значенням напруги U'_d та U'_n будуть відповідати нові значення в рівнянні балансу реактивної потужності.

З рис.1.1 випливає, що найбільшим регулюючим ефектом по напрузі має реактивне навантаження, тому що залежність $Q = f(U)$ значно крутіше залежності $P = f(U)$. Для енергосистеми загалом на 1% зміни напруги активне навантаження змінюється на величину від 0,6 % (при малій частці побутового навантаження) до 2% (при великій частці побутового навантаження), а реактивна – на 2–5 %. Крім того, регулюючий ефект навантаження буде проявлятися тільки до деякого значення напруги, званого критичним $U_{кр}$. Для промислових систем електропостачання $U_{кр}$ становить близько 75-85% номінального [8]. При $U_n < U_{кр}$ зниження напруги викличе зростання реактивного навантаження споживача, і, як наслідок, зростання падіння напруги в мережі ΔU . Зростання ΔU , у свою чергу, призведе до подальшого зниження U_n . У цьому випадку виникає безперервний перехідний (невстановлений) процес зниження напруги, що триває всього кілька секунд і називається лавиною напруги, у якому баланс реактивної потужності порушується. Внаслідок цього процесу відбувається порушення стійкості

навантаження. Порушення стійкості полягає у зупинці та відключенні електродвигунів. Зупинка електродвигуна відбувається тоді, коли обертовий момент на його валу стає менше моменту опору приводимого їм у дію механізму. Обертальний момент асинхронного двигуна має квадратичну залежність від напруги. Тому значне зниження напруги призводить до ще більшого значного зменшення крутного моменту. При зупинці електродвигунів їхній реактивний струм зростає, що призводить до відключення пристроями захисту. Після цього напруга в мережі відновлюється.

З точки зору підтримки необхідного режиму напруги у електроприймачів дефіцит реактивної потужності є неприпустимим. Важливо можливі два підходи до зниження та усунення дефіциту реактивної потужності: установка в енергосистемі додаткових генераторів активної потужності та зниження реактивного навантаження генераторів електростанцій.

Спроба ліквідувати дефіцит реактивної потужності першим способом спричиняє необхідність значного збільшення встановленої потужності генераторів в енергосистемі і, як наслідок, великі капітальні витрати.

Другий спосіб - зниження реактивного навантаження генераторів електростанцій або компенсація реактивної потужності – передбачає проведення двох взаємно доповнюючих груп заходів: природне зменшення споживання реактивної потужності електроприймачами і встановлення в вузлах мереж додаткових джерел реактивної потужності – компенсуючих приладів. Застосування другого підходу є більш вигідним з економічної погляду, т.к. до. компенсуючі пристрої, як правило, вимагають при тому ж технічному ефекті менших капітальних вкладень і витрат на експлуатацію, чим генератори електростанцій.

Тому практично встановлена активна потужність генераторів у енергосистемі визначається за умови підтримки балансу активних потужностей. Це приводить до того, що в режимах великих навантажень баланс реактивних потужностей не може бути забезпечений за рахунок

генераторів електростанцій при дотриманні необхідних величин напруги у електротроприймачів. Досвід показує, що відсутність джерел реактивної потужності у вузлах навантаження електричних мереж призводить до неможливості забезпечення необхідного режиму напруги в мережах і у електроприймачів і може викликати порушення стійкості вузлів навантаження.

Таким чином, управління потоками реактивної потужності є найбільш економічним способом збереження балансу реактивної потужності у вузлах мережі при нарузі у електроприймачів, що відповідає вимогам. ванням ДСТУ на якість електроенергії, та збереження стійкості роботи електроприймачів в нормальних і післяаварійних режимах.

1.3 Вплив реактивної потужності на втрати потужності та електроенергії і пропускну здатність електричних мереж

Крім рішення основного завдання забезпечення балансу реактивною потужності в енергосистемі, реалізація заходів щодо компенсації реактивної потужності дає також значний техніко-економічний ефект, який полягає в зниженні втрат потужності та електроенергії та втрат напруги в існуючих електричних мережах і в кращому використанні основного обладнання, а в мережах, що знову проектуються, – у можливості зниження потужності силових трансформаторів, перерізу ліній електропередачі та габаритів апаратів розподільчих пристроїв підстанцій.

Установка компенсуючих пристроїв зменшує реактивне навантаження мережі і призводить до зниження втрат потужності та електроенергії. Найкраще використання основного обладнання в результаті проведення заходів з компенсації реактивної потужності полягає у розвантаженні мережевого обладнання від реактивного струму, збільшенні пропускної здібності електричних мереж, що призводить до можливості роботи обладнання в більш економічний режим, або до можливості додаткового завантаження його активною потужністю.

При передачі реактивною потужності по мережі виникають додаткові втрати напруги. Зниження втрат напруги в мережі також досягається при застосуванні компенсуючих пристроїв. Ефект від компенсації реактивної потужності, що полягає в зниженні втрат напруги в мережі, а отже, і в підвищенні напруги у електроприймачів, важливий, особливо в завантажених мережах, де навіть при хорошому режимі напруги в центрі живлення напруги у електроприймачів можуть бути неприпустимо низькими. Якщо ж напруга у електроприймачів знижується понад допустимі межі, то це може призводити до зниження продуктивності, погіршення якості продукції та до інших небажаних наслідків.

Наявність у мережі компенсуючих пристроїв з регульованою реактивною потужністю дозволяє здійснювати з їх допомогою не тільки компенсацію реактивної потужності, але і в разі потреби місцеве регулювання напруги за рахунок зміни втрати напруги в розподільній мережі від трансформаторів з РПН до електроприймачів.

Потужність компенсуючих пристроїв повинна визначатися виходячи з умови найбільшої економічності при одночасному виконанні слідуючих умов:

- повинен дотримуватися баланс реактивною потужності у всіх вузлах мережі;
- величина напруги в всіх вузлах мережі не повинна виходити за допустимі межі;
- струмове навантаження будь-якого елемента мережі не повинна перевищувати допустиме струмове навантаження для цього елемента;
- величини джерел реактивних потужностей не повинні виходити за допустимі нижню та верхню межі.

Тобто повинно бути вирішено оптимізаційне завдання.

Висновки по першому розділу

Таким чином, після встановлення компенсуючих пристроїв реактивний струм і реактивна потужність лінії зменшуються, т. б. лінія разгружається по реактивній потужності. При цьому в лінії зменшуються втрати потужності.

РОЗДІЛ 2

ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЇВ FACTS ДЛЯ РІШЕННЯ ЗАДАЧ СТВОРЕННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

2.1 Перехід від традиційної електроенергетики до інтелектуальних енергосистем

Для вирішення більшості проблем, зазначених у вступі, доцільно здійснити перехід від традиційної електроенергетики з її традиційними електроенергетичними системами до інтелектуальних енергосистем з активно-адаптивною мережею (ІЕС ААМ). За кордоном подібна концепція носить назву Smart Grid (розумні мережі) [1,2].

ІЕС ААМ розуміється як система, в якій всі суб'єкти ринку (генерація, мережа та споживачі) беруть активну участь у процесах передачі та розподілу електроенергії.

Варто зазначити, що термін « Smart Grid » в електроенергетиці має різні трактування. Основна ідея ІЕС ААМ полягає у ширшому впровадженні активних (керованих) елементів (FACTS), появі «активних споживачів», у глибокій автоматизації елементів передавальної та розподільчої частини мережі[5]. Положення ІЕС ААМ відносяться як до системоутворюючої мережі, так і до розподільчої. мережі (включаючи об'єкти малої розподіленої генерації), де за рахунок використання нових підходів до їх спільного управління забезпечується поява нових властивостей, як самої електричної мережі, так і електроенергетичної системи загалом.

У складі ІЕС електрична мережа з пасивного пристрою транспортування та і розподілення електроенергії перетворюється на активний елемент, параметри та характеристики якої змінюються в залежності від режимів роботи енергосистеми.

Для реалізації цієї нової функції мережі оснащуються сучасними швидкодіючими пристроями силової електроніки, системами, забезпе-

печуючими отримання інформації про режими роботи мережі і стан обладнання у режимі реального часу. У мережах та у споживача знаходять широке застосування різного роду накопичувачі (акумулятори) електричної енергії, а споживачі також стають активними учасниками процесу розподілу електроенергії.

ІЕС ААМ оснащуються сучасними системами автоматизації управління нормальними та аварійними режимами роботи, в яких використовуються потужні комп'ютерні засоби для управління та оцінки стану режимів роботи ІЕС.

Повинні бути створені умови для широкого використання децентралізованих (розподілена генерація) та відновлюваних джерел електроенергії, здатних підвищити надійність електропостачання споживачів, незалежно від їх приналежності до енергосистеми або до споживачів.

Реалізація ідеології ІЕС ААМ спрямована на досягнення якісного нового рівня ефективності її функціонування та розвитку, а також на підвищення пропускної спроможності мережі, системної надійності, досягнення нового рівня якості електропостачання споживачів.

Відповідно до концепції розвитку ІЕС ААМ [5] покажемо ключеві перспективи розвитку ефективних нових енергосистем (ЕНЕС).

Ключові перспективи розвитку ЕНЕС [1,5].

Очікується, що в майбутньому роль ЕНЕС змінюватиметься порівняно з сьогоdnішнім часом. Основні причини зміни ролі ЕНЕС у майбутньому пов'язані з наступним[2]:

- Створення та розвиток ІЕС ААМ, у тому числі підвищення ролі інтелектуальних засобів управління в розподільчих мережах.
- Розвиток засобів малої та розподіленої генерації, у тому числі на відновлюваних джерелах енергії, що працюють автономно від єдиної енергосистеми (ЄЕС) або що підключаються до розподільчих мереж.
- Розвиток газотранспортної мережі, з можливістю створення об'єктів генерації поблизу великих вузлів навантаження.

- Поява об'єктів генерації у великих споживачів на базі тимчасового газотурбінного та парогазового обладнання.

- Розвиток когенерації і тригенерації, в том числі на об'єктах малої енергетики (малі ТЕЦ).

У результаті прогнозується зниження постійною складника навантаження на магістральні та міжсистемні мережі ЕНЕС, з одночасним зростанням потреб в передачі піковий потужності по мережам ЕНЕС.

Водночас у ЕНЕС не слід очікувати у майбутньому рівного графіка електроспоживання, якщо не робити для цього спеціальних зусиль, т.к. відповідно до загальних тенденцій з енергозбереження, споживачі намагаються включати свої енергоприймальні установки лише тоді, коли це справді необхідно. Тому, потреба передачі пікової потужності по системоутворюючих мережах, без надлишкового електромережевого будівництва, буде актуальна в будь-якій електроенергетичній системі.

Проблема надійності ЄЕС

В електроенергетичній системі існують, так звані, слабкі зв'язки (вузькі місця), в яких при зміні режиму може бути, в першу чергу, досягнуто межі пропускної здатності, що змінюється при зміні стану системи (стану елементів системи). Фактично проблема «вузьких місць» тісно пов'язана з проблемою системної та режимної надійності окремого енергорайону, або ЄЕС в цілому. Наприклад, до затверджених критеріїв віднесення енергосистем до регіонів з високими ризиками проходження максимумом електричних навантажень відносяться необхідність введення обмежень споживачів електроенергії при: одиничному відключенні електромережевого або генеруючого обладнання, зниженні запасів гідроресурсів, обмеження постачання палива, недостатніх управляючих впливів на режими роботи обладнання та енергосистеми.

У традиційній електроенергетиці з її вираженою функцією планування балансів навантаження та генерації енергорайонів та ЄЕС, вузькі місця явно виділялися та знаходилися під пильною увагою як з боку експлуатуючих організацій, так і з боку оперативно-диспетчерського управління[2].

У майбутньому, якщо в мережах ЕНЕС продовжуватиме знижуватися постійна (планована) складова навантаження, з одночасним зростанням пікової (випадкової) складової, то вузьким місцем може виявитися практично будь-яка ділянка мережі. Відповідно в майбутньому змінюватиметься саме поняття вузьких місць в ЕНЕС, а також способи їх ліквідації.

В даний час основним традиційними способами ліквідації вузьких місць в ЕНЕС є будівництво повітряних і кабельних (для умов міст і мегаполісів) ліній електропередач, а також будівництво нових вузлових підстанцій з метою створення додаткових зв'язків між мережами різних класів напруги.

У майбутньому, зважаючи на прогнозоване зниження постійної складової навантаження в магістральних та міжсистемних мережах ЕНЕС, будівництво додаткових повітряних ЛЕП лише для ліквідації вузьких місць у ЄНЕС буде недоцільним внаслідок великої вартості будівництва та експлуатації ПЛ. Традиційним способом, за рахунок будівництва ПЛ та КЛ, буде доцільно ліквідувати вузькі місця лише всередині мегаполісів та великих промислових вузлів або у безпосередній близькості від них, тобто в тих місцях, де буде забезпечене високе та стабільне завантаження ПЛ/КЛ.

Для магістральних та міжсистемних мереж ЕНЕС під час переходу до ІЕС ААМ найбільш ефективними заходами щодо ліквідації вузьких місць будуть такі [4]:

- Підвищення пропускної спроможності довгих ПЛ за рахунок додаткових засобів компенсації реактивної потужності (ЗКРП), тобто доведення пропускної спроможності до рівня термічної стійкості проводів ПЛ. Для цих цілей можуть застосовуватися:

- дискретно регульовані батареї статичних конденсаторів (БСК), в т.ч.
- керовані шунтуючі реактори (КШР), у тому числі для компенсації дискретного управління БСК з великим кроком;
- статичні тиристорно-керовані компенсатори (СТК)
- статичні компенсатори реактивної потужності (СТАТКОМ) на базі керованих силових приладів напівпровідникового типу (IGCT та IGBT за

міжнародною класифікацією).

- Застосування пристроїв, що дозволяють регулювати перетікання по ПЛ, у тому числі перерозподіляти певним чином перетікання потужності по різних ПЛ. Для цих цілей можуть застосовуватися:

- пристрої поздовжній компенсації (КПК), включаючи керовані КПК (УУПК).

- фазоповоротні трансформатори, у тому числі з керуванням на елементах силової електроніки (безконтактне перемикання) – керовані трансформатори (КТ) або об'єднані регулятори потоків потужності(ОРПП).

- вставки постійного струму, у тому числі на базі двох зустрічно включених СТАТКОМів.

- реактори поздовжнього включення (нерегульовані і регульовані).

- Будівництво довгих ліній постійного струму, не вимагають компенсації реактивної потужності.

- Застосування для ПЛ проводів із композитних матеріалів, а для коротких КЛ застосування надпровідних кабелів для підвищення величини тривало-допустимого струму.

- Створення накопичувачів електричної енергії великої потужності, у тому числі з накопиченням енергії в акумуляторних батареях, суперконденсаторах або надпровідних індукційних накопичувачах енергії, дозволяючих покривати пікову потужність і демпфувати низькочастотні та нерегулярні коливання.

- Розвиток засобів режимної та протиаварійної автоматики, дозволяючих більше ефективно використовувати потенціал всіх регульованих пристроїв в електричній мережі. Засоби протиаварійної автоматики дозволять у разі аварій в ЕНЕС у тому числі каскадних під час пікових навантажень, не допустити катастрофічного розвитку аварії, локалізувати її, і сприяти її якнайшвидшій ліквідації (відновлення після аварії).

Можна зазначити, що раніше в умовах високого постійного навантаження ПЛ, її оптимальна пропускна спроможність визначалася таким поняттям як економічна щільність струму, причому робота довгих ПЛ у режимах, близьких

до граничних за умовами тривало-допустимого струму, була недоцільна з огляду великих втрат електроенергії. У разі пікового використання міжсистемних ЛЕП, величина втрат електроенергії в них не є суттєвим фактором. Тому до вузьким місцям ЕНЕС, ліквідація яких можлива за рахунок установки СКРП, можна віднести практично всі міжсистемні електропередачі 500, 330 і 220 кВ довжиною більше кількох сотень кілометрів, включаючи проміжні підстанції [7].

Для зниження капітальних вкладень у СКРП доцільно одночасовий розвиток інтелектуальної режимної та протиаварійної автоматики, що забезпечують централізоване або децентралізоване спільне управління СКРП різних енергооб'єктів, що дозволить за рахунок системного ефекту досягти необхідних параметрів та необхідної надійності без створення надлишкових обсягів СКРП.

Важливо відзначити, що запропоновані заходи забезпечать максимальну ефективність саме в ІЕС ААМ, а при традиційних підходах застосування вищезазначених засобів буде створювати більше проблем, ніж вигод, так як без інтелектуального управління сфера допустимого застосування таких засобів дуже обмежена.

Проблема якості електроенергії

У традиційної енергетиці нормалізація якості електричної енергії здійснювалася пасивними та/або дискретно керованими елементами: БСК, шунтуючі реактори (ШР), фільтрокомпенсуюче пристрої (ФКП). При цьому часто вирішення одних проблем породжувало додаткові проблеми. Зокрема, застосування БСК, ШР і ФКП створювало додаткові резонансні контури, що призводять до небезпечних резонансним явищам при певній конфігурації мережі (ремонтні режими) [6].

При переході до ІЕС ААМ з'являється додаткові можливості щодо нормалізації якості електроенергії за рахунок використання елементів на базі силової електроніки, таких як СТК, СТАТКОМ, активні фільтри (АФ) і т.д., які є активними кондиціонерами гармонік (АКГ) та активними

кондиціонерами напруги (АКН). Використання нових активних елементів дозволяє придушити в точці їх встановлення несиметрію та несинусоїдність напруги, а при достатній потужності, забезпечити підтримання напруги в необхідному діапазоні за рахунок генерації або споживання реактивної потужності.

Для зменшення сукупної потужності і числа таких активних пристроїв, у тому числі з урахуванням необхідного резерву на випадок ремонту окремих активних елементів або зміни топології мережі, доцільно забезпечувати інтелектуальне централізоване чи децентралізоване координоване керування окремими активними елементами. У такому випадку, у нормальному режимі, кожен активний елемент незалежно вирішує своє завдання, а в ремонтних чи вимушених режимах, можливе надання функціональної взаємодопомоги різних активних пристроїв за рахунок спільної мобілізації можливостей по генерації або споживання реактивної потужності.

2.2 Характеристика технічних засобів, що використовуються для регулювання реактивної потужності і напруги в активно-адаптивній мережі

Технічні засоби активно-адаптивної мережі, що забезпечують її керованість, можна розділити на наступні основні групи [4]:

- Пристрої регулювання (компенсації) реактивної потужності та напруги, що підключаються до мереж паралельно.
- Пристрої регулювання параметрів мережі (опір мережі), які підключені до мережі послідовно.
- Пристрої, поєднуючі функції перших двох груп - пристрої поздовжньо-поперечного включення.

Керовані пристрої компенсації реактивної потужності призначені для виконання завдання забезпечення якості електричної енергії по напрузі шляхом підтримки заданих рівнів напруги в контрольних пунктах мережі. В певних випадках, особливо для міжсистемних і системоутворювальних зв'язків, при дальньому транспортуванні електроенергії ці пристрої вносять

внесок у підвищення статичної та динамічної стійкості електроенергетичних систем, стійкості навантаження. Данні пристрої за принципом дії поділяються на статичні та електромашинні. До статичним пристроям відносяться:

батареї статичних компенсаторів (БСК) та шунтуючі реактори (ШР), що забезпечують ступінчасте регулювання реактивною потужності [5];

реакторні групи, комутовані вакуумними вимикачами (ВРГ);

керовані шунтуючі реактори (КШР);

статичні тиристорні компенсатори (СТК);

статичні компенсатори реактивною потужності на базі перетворенотеля напруги (СТАТКОМ).

До електромашинних пристроїв відносяться синхронні (СК) та асинхронізовані (АСК) компенсатори.

Реакторні групи, що комутуються вимикачами (ВРГ).

Ступінчато-регульовані реактори, що підключаються до третинної обмотки автотрансформаторів (трансформаторів) за допомогою вакуумних вимикачів з числом комутацій 5000 - 10000, часом включення / відключення вимикача від 0,02 до 0,12 с . Застосовуються для компенсації зарядної потужності ліній електропередачі та у вузлах навантаження для підтримки напруги в необхідних межах в режимах, що встановилися. Можливі комбінації, коли паралельно ВРГ підключаються конденсаторні батареї.

Керований шунтуючий реактор з постійним підмагнічуванням струмом.

Виконується на основі спеціального трансформатора в складі КШР. На загальному сердечнику міститься мережева обмотка реактора, компенсуюча обмотка, обмотка управління, і поза баком з КШР – тиристорний випрямляючий пристрій та фільтр. КШР призначені для плавного регулювання напруги (реактивною потужності). КШР можуть встановлюватися як на лініях електропередачі (лінійні КШР), так і на шинах підстанції. Переважна сфера застосування – розподільні мережі. Можлива комбінація, коли паралельно КШР підключається конденсаторна батарея. Виробництво КШР освоєно промисловістю України [4].

Статичні тиристорні компенсатори (СТК). До складу СТК входить реактор з повітряним охолодженням та тиристорний вентиль з повітряним або водяним охолодженням, що утворюють тиристорні групи (ТРГ) з плавним регулюванням кута запалювання тиристорів. Паралельно з ТРГ підключена конденсаторна батарея, а іноді і фільтро-компенсуючі пристрої (ФКУ). Підключається до мережі ВН через третинну обмотку НН автотрансформатора або через блочний підвищувальний трансформатор. СТК застосовуються для регулювання напруги, а також для підвищення меж переданої потужності по лініям електропередач. Вітчизняної промисловістю освоєно виробництво СТК потужністю 50, 100, 160 МВА напругою 11-75 кВ. Світові виробники (Siemens, ABB, Areva та ін) випускають СТК одиничною потужністю 50-500 МВА, напругою до 35кВ. У світовій практиці СТК знайшли широке застосування [5].

Статичний компенсатор реактивної потужності на базі перетворювача напруги (СТАТКОМ). Складається з виконаного на силових транзисторах IGBT перетворювача напруги, що забезпечує генерацію та споживання реактивної потужності в діапазоні 100% встановленої потужності пристрою, без додаткових силових реакторів та конденсаторних батарей. Підключення до мережі ВН - через третинну обмотку НН автотрансформатора або через окремий підвищувальний трансформатор НН/ВН. Використовуються для динамічної стабілізації напруги, збільшення пропускної здатності електропередачі, зменшення коливань напруги, підвищення стійкості при електромеханічних перехідних процесах, покращення демпфування коливань в енергосистемі. Застосовується в любых електричних мережах, особливо ефективний у «слабких» мережах. У світовій практиці спостерігається тенденція збільшення масштабів практичного застосування СТАТКОМ.

Асинхронізований компенсатор (АСК). Є комплексом який складається з асинхронізованих електричних машин змінного струму та статичних перетворювачів частоти. Містить на роторі дві і більше обмоток збудження, завдяки чому забезпечується можливість регулювання реактивної потужності в межах 100% [7]. Забезпечується також можливість регулювання як

величини, а й фази вектора напруги у енергосистемі. Можлива робота зі змінною частотою обертання з маховиком на валу з метою підвищення меж динамічних характеристик енергосистем. Застосовується для регулювання напруги і підвищення меж статичної та динамічної стійкості, збільшення пропускної здібності електропередачі, покращення демпфування енергосистеми. Вітчизняною промисловістю освоєно виробництво компенсаторів 100 МВА напругою 11 кВ. Фірмою «Hitachi» виготовлений АСК потужністю 60 МВА з маховиком на валу.

Пристрої регулювання параметрів мережі

Ці пристрої призначені для зміни опору елементів мережі, зміни пропускної спроможності мережі, у тому числі збільшення аж до обмеження по нагріванню без порушення умов стійкості, перерозподілу потоків потужності паралельними лініями при зміні режимної ситуації. До них відносяться керовані пристрої подовжньої компенсації (КППК); пристрої (ФПП) [15].

Керовані пристрої подовжньої компенсації. Зміни КППК включають реактори і тиристори, з'єднані паралельно з секціями батареї конденсаторів, включених у лінію електропередачі послідовно. Така комбінація дозволяє забезпечувати плавне управління ємнісним опором і тим самим плавна зміна реактивного опору лінії. Масово виробляються зарубіжними фірмами. У світовій практиці знайшли широке застосування. Вітчизняне виробництво відсутня.

Фазоповоротний пристрій. Пристрій, перемикаючий за допомогою вимикачів або тиристорних ключів відпаювання трансформатора, що забезпечують регулювання фази напруги. Застосовується для регулювання потоків потужності з паралельних ЛЕП, підвищення пропускної можливості. У світовій практиці знайшли широке застосування. Потужність ФПП досягла 2000 МВт.

Пристрої подовжньо-поперечного включення

Забезпечують задане регулювання величини і фази вектора напруги у

місцях їх підключення (векторне регулювання) змінюючи (оптимізуючи) за рахунок цього управління потоками потужності, як у статичних, так і у динамічних режимах. Ці пристрої створюються або з урахуванням двох СТАТКОМів, або двох АСК, з'єднаних паралельно- послідовно.

Структурні схеми пристроїв FACTS

В даний час застосовують такі основні типи пристроїв FACTS (рис. 2.1) [7]:

- а) поздовжній регулятор;
- б) поперечний регулятор;
- в) комбінований поздовжньо-поперечний регулятор.

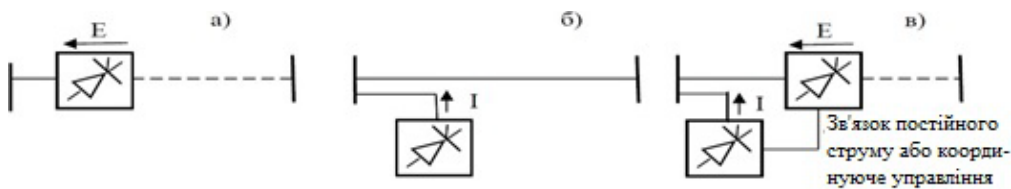
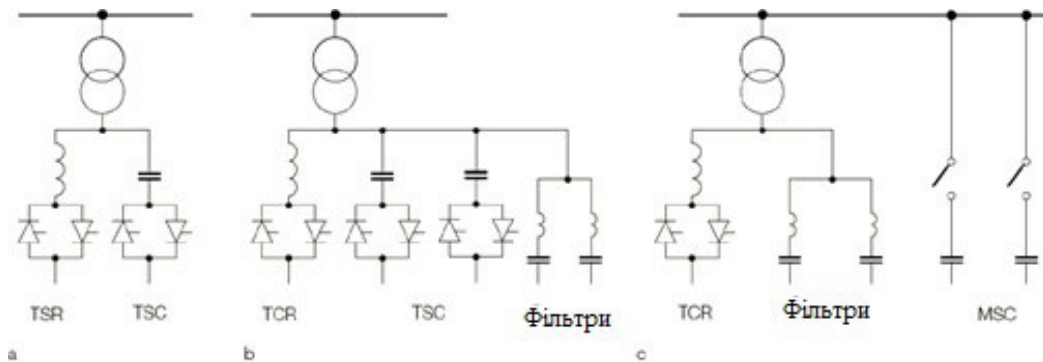


Рисунок 2.1. Типи пристроїв FACTS

Нижче наведено структурні схеми пристроїв FACTS , знайшли найбільше застосування в світовій практиці (Рис. 2.2 – 2.13)



TSC – Thyristor Switched Capacitor TCR – Thyristor Controlled Reactor

Рисунок. 2.2 Схема SVC

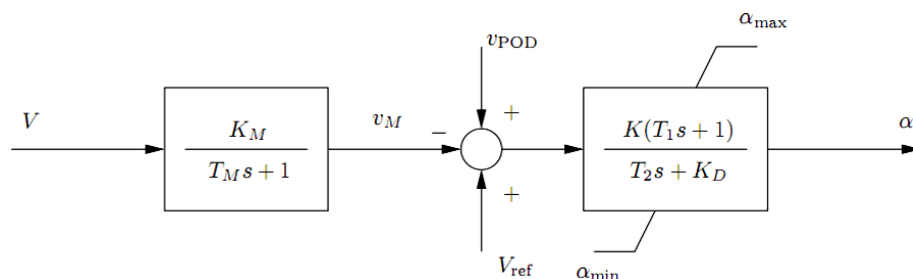


Рисунок 2.3. Структурна схема регулятора SVC



Рисунок 2.4. Принципова схема STATCOM

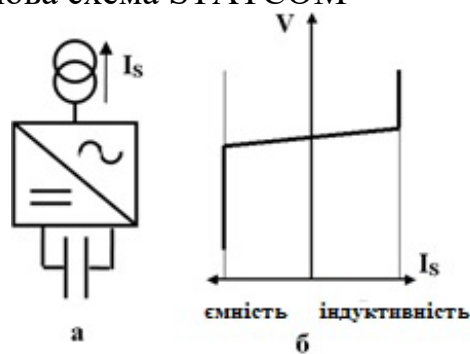


Рисунок 2.5. Структура (а) та вольтамперна характеристика (б) пристрою STATCOM

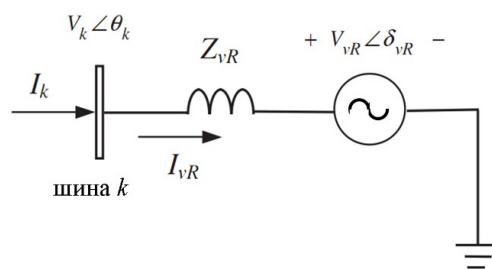


Рисунок 2.6. Еквівалентна схема заміщення пристрої STATCOM

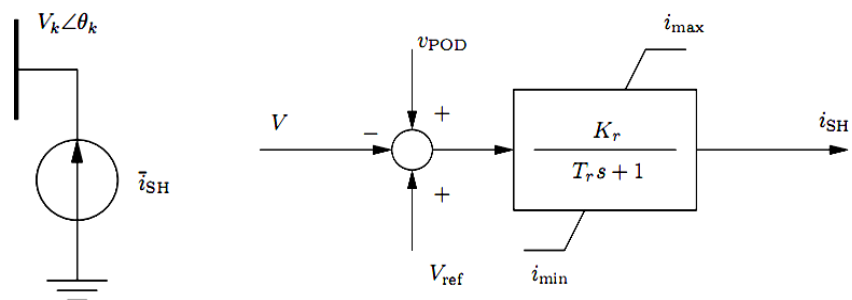


Рисунок 2.7. Схема заміщення і структурна схема пристрою STATCOM

3. Керований Тиристорами Поздовжній Компенсатор (ThyristorControlled Series Compensator)

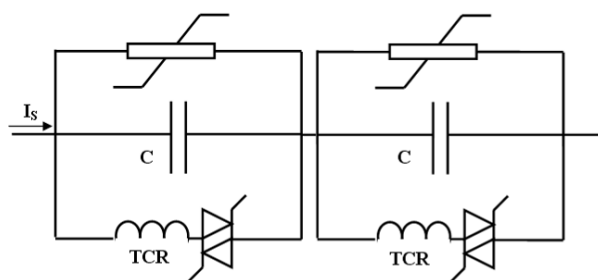
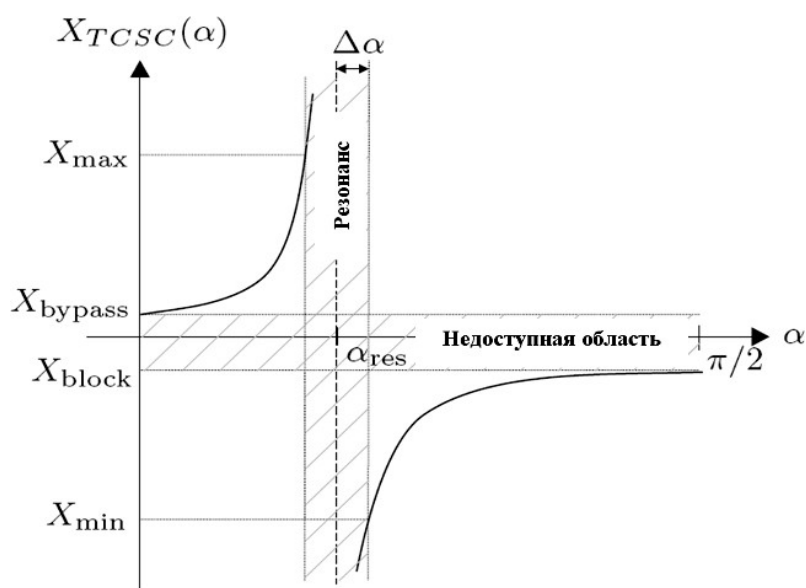


Рисунок 2.8. Структура пристрої TCSC



α_{res} - резонансний кут відкриття тиристорів, при якому $X_{\text{TCR}} = -X_c$

Рисунок 2.9. Робочий діапазон TCSC

Особливістю пристрою TCSC є його можливі режими роботи [5]:

- а) режим транзитної передачі; $\alpha = 0$; пристрій діє як паралельно працюючий конденсатор і реактор;
- б) режим збільшення впливу індуктивності; $0 < \alpha < \alpha_{\text{res}}$; в) режим збільшення впливу ємності; $\alpha_{\text{res}} < \alpha < \pi/2$;
- г) режим блокування; $\alpha = \pi/2$; тиристор закритий, пристрій діє як ємність.

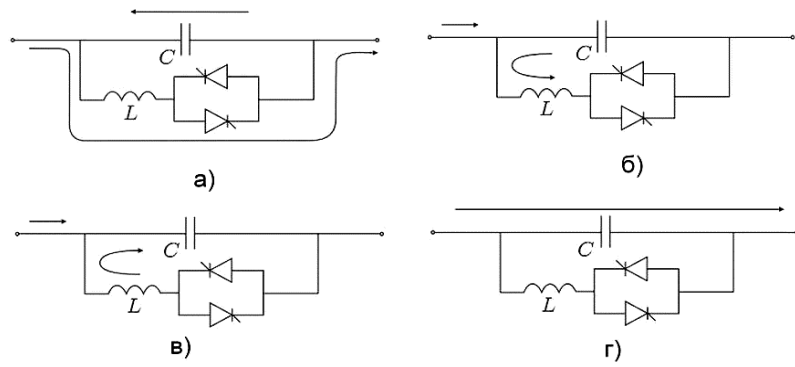


Рисунок 2.10. Режимы работы пристрою TCSC

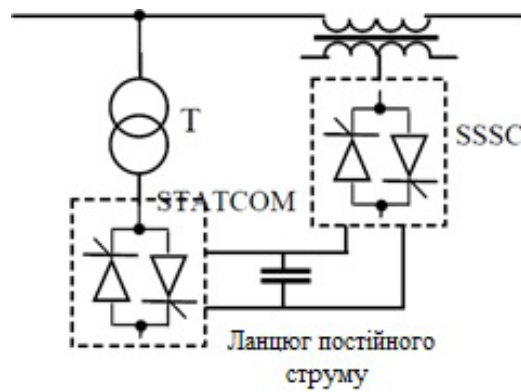


Рисунок 2.11.Схема пристрою TCSC

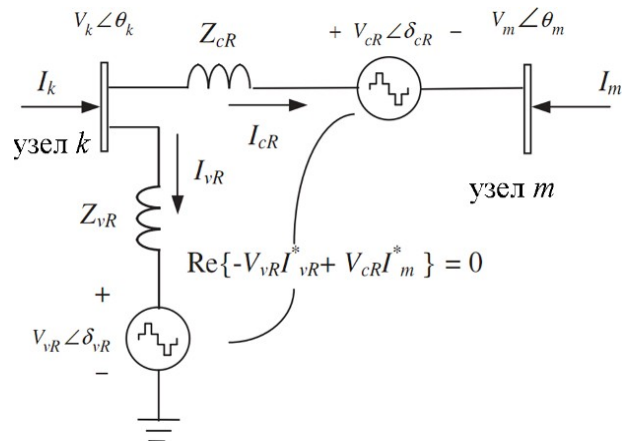


Рисунок 2.12. Схема заміщення пристрої UPFC

5.Тиристорно-керований фазоповоротний трансформатор (Thy -ristor Controlled Phase Shifting Transformer)

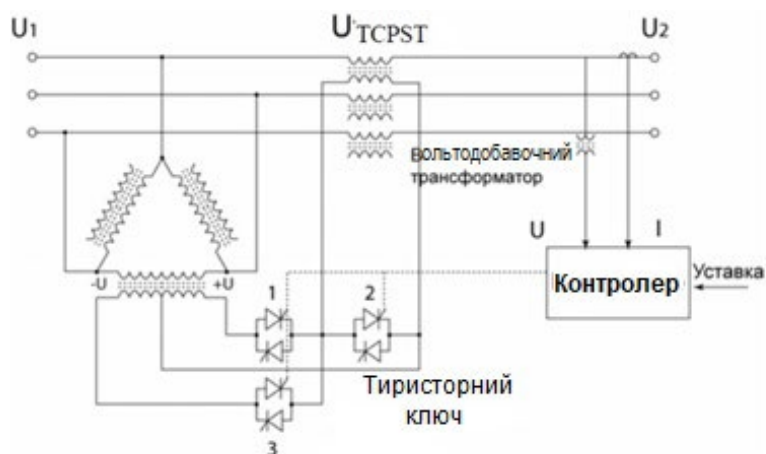


Рисунок 2.13. Схема пристрою TCPST

Вплив пристроїв FACTS на потік потужності в лінії показано на рис. 2.14.

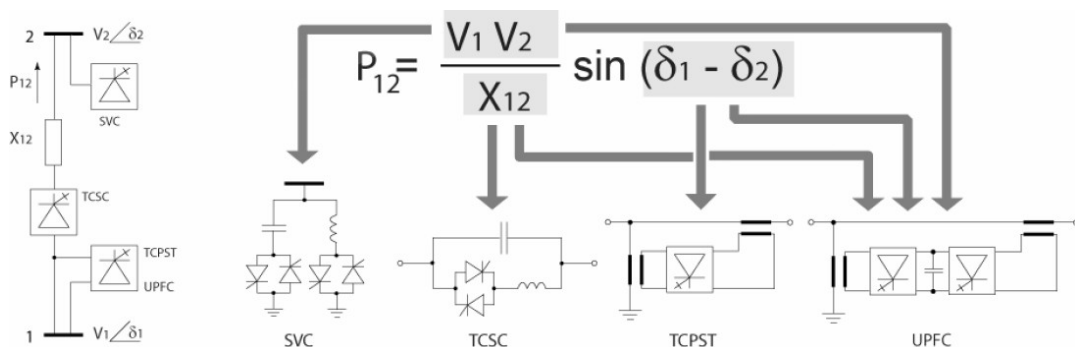


Рисунок 2.14. Вплив пристроїв FACTS на потік потужності в лінії

Порівняння ефективності пристроїв FACTS наведено в табл. 2.1, а типова вартість – на рис. 2.15.

Таблиця 2.1. Ефективність пристроїв FACTS

	Управління пото- корозподілом	Регулювання напруги	Динамічна стійкість	Статистична стійкість
SVC	★	★★★	★	★★
STATCOM	★	★★★	★★	★★
TCSC	★★	★	★★★	★★
UPFC	★★★	★★★	★★★	★★
TCPST	★★★	★	★★	★★

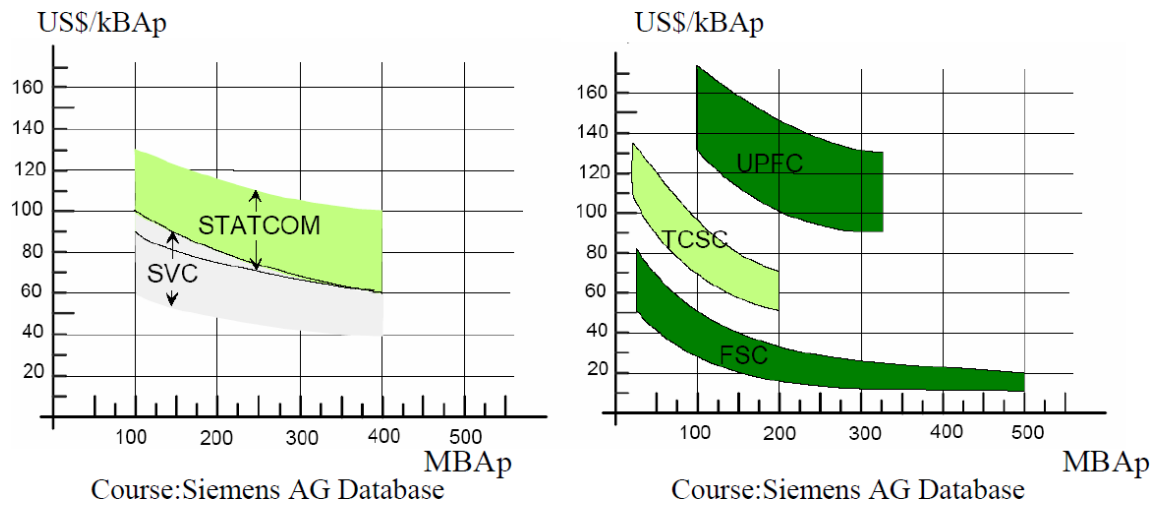


Рисунок 2.15. Типова вартість інвестицій для пристроїв FACTS (джерело: Siemens AG) а) для SVC і STATCOM ; б) для SC , TCSC і UPFC

Висновки по другому розділу

Для вирішення більшості проблем доцільно здійснити перехід від традиційної електроенергетики з її традиційними електроенергетичними системами до інтелектуальних енергосистем з активно-адаптивною мережею.

РОЗДІЛ 3

ПОБУДОВА АВТОМАТИЧНОЇ АДАПТИВНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Методологія побудови автоматичної адаптивної системи управління потоками реактивної потужності в магістральних електричних мережах

Функція регулювання напруги та реактивної потужності підвищує загальну надійність та стабільність електричної мережі. Основною метою автоматичного регулювання напруги в активно-адаптивній мережі являється забезпечення надійного, якісного та ефективного енергопостачання споживачів енергії за рахунок гнучкої взаємодії її суб'єктів: видів генерації, електричних мереж та споживачів на основі сучасних технологічних засобів та єдиної інтелектуальної системи керування шляхом реалізації оптимальних перетікань потужності і рівнів напруги в мережі, для формування найбільш повного набору функціональних вимог до системи автоматичного управління засобів компенсації реактивної потужності (ЗКРП). Для вибору оптимальної методології автоматичного регулювання напруги були проаналізовані реалізовані на даний момент аналогічні проекти.

Аналіз досвіду автоматичного керування напругою на рівні енергосистем

Загальносвітовою практикою є автоматизація процесу управління напругою лише на рівні енергооб'єктів [2]. За допомогою локальних засобів регулювання генераторів, СТК, КШР, трансформаторів та автотрансформаторів з пристроями РПН підтримується задане значення напруги на вибраних шинах станцій чи підстанцій. Досвіду загальносистемного автоматичного регулювання напруги небагато. До найбільш вдалих рішень можна віднести системи ієрархічного регулювання, створені в Італії [3] та Франції [4]. В обох варіантах використовується вторинне регулювання напруги, при якому енергосистема розбивається на відповідні зони, і в кожній з них задані параметри напруги піддержуються на одному, пілотному вузлі (шині).

Робиться це за допомогою зміни видачі реактивної потужності з декількох обраних генераторів, близьких до пілотному вузлу.

У Італії додано загальнонаціональне (третинне) регулювання, яке має на увазі періодичну зміну напруги у пілотних вузлах для зменшення потоків реактивної потужності та втрат електроенергії в національній енергосистемі. У Франції застосовують удосконалення алгоритм розподілу реактивного навантаження генераторів, які приймають участь у вторинному регулюванні, який дозволяє враховувати взаємний вплив генераторів, а також загальна зміна режимної ситуації у зоні регулювання. Завдяки даній модифікації отримано координоване вторинне регулювання напруги.

Українську практику контролю напруги в енергосистемах побудовано відповідно до його значень заданим графікам (коридорам) в контрольних пунктах, що розраховуються на етапі планування режимів. Управляючі впливи у разі надходять від диспетчерів підрозділів СО або ЦУС ПМЕС, персоналу станцій та підстанцій [2,5].

У Україні було запропоновано автоматизувати процес регулювання напруги в масштабах енергосистеми за рахунок координованого управління уставками напруги генераторів, засобів компенсації реактивної потужності, а також коефіцієнтів трансформації трансформаторів із РПН. Для цього розроблені відповідні алгоритми та програмні середовища. На практиці реалізація такої системи зіткнулася з рядом труднощів, головними з яких є наступні [4]:

- слабка спостережуваність більшості енергосистем;
- нестача ЗКРП з безперервним регулюванням, наприклад КШР і СТК;
- відсутність надійних алгоритмів автоматичного управління режимами в складних, в том числі аварійних, ситуаціях.

Відповідно до проаналізованих підходів до розробки складних та комплексних систем була сформована методологія, що дозволяє отримати результат, максимально відповідний вимогам ІЕС ААМ.

Для підтримування оптимальних (допустимих) рівнів напруги на підстанціях при зміні режимних умов у широкому діапазоні, в тому числі в післяаварійних режимах, необхідно використовувати плавно та дискретно керовані джерела реактивної потужності: статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності, керовані шунтуючі реактори, батареї статичних конденсаторів. Відмінною особливістю інтелектуальних енергосистем з активно-адаптивною мережею є висока керованість режимів електричних мереж, що забезпечує статичну стійкість та зменшення кількості мережевих обмежень, знижених втрат електроенергії в мережі та підвищення якості електроенергії. Підвищення керованості здійснюється за рахунок використання пристроїв FACTS, створення систем групового управління збудженням не тільки на ГЕС, але і на ТЕС, застосуванням асинхронізованих турбо- та гідроагрегатів на електростанціях, створенням автоматичних локальних та районних систем управління напругою та реактивною потужністю з центральним регулятором для певної зони управління. Автоматична система управління напругою і реактивною потужністю включає ІРМ, інтелектуальні системи управління ними, системи синхронізованих вимірювань (PMU , WAMP , WACS , WAPS) і цифрові підстанції.

Для енергосистем доцільно використовувати координований спосіб розміщення ІРМ, що передбачає встановлення ІРМ з мінімальним резервом управління в частині генерації та споживання реактивної потужності на важливих вузлових підстанціях. Отже, підтримка напруги в оптимальному діапазоні має здійснюватися за рахунок координованого управління ІРМ на різних об'єктах, в поєднанні з координованим управлінням напруги на шинах електростанцій.

Мета управління – забезпечити в реальному часі надійне та оптимальне функціонування енергосистеми з урахуванням її розвитку шляхом підтримання оптимального рівня напруги в нормальній схемі та ремонтних режимах, забезпечення статичної та динамічної стійкості вузлів промислового навантаження в аварійних та післяаварійних режимах, для виключення

масового відключення двигунового навантаження.

Об'єкти управління - джерела реактивною потужності.

Засоби управління повинні створювати адекватну систему управління всіма ЗКРП та пристроями РПН трансформаторів та автотрансформаторів з використанням єдиного інформаційного простору.

Для виконання аналізу та контролю параметрів режиму, необхідних для оптимізації напруги та реактивної потужності в мережі, потрібні телеметричні датчики та пристрої управління, що включаються в єдине інформаційний простір, тобто. систему синхронізованих вимірів.

У регулюванні напруги також повинні брати участь пристрої РПН, встановлені на підстанціях енергосистеми [16].

Автоматизоване керування має здійснюватися за принципом енергетичних сегментів, в межах яких досягається вільний перебіг потужності в нормальних та аварійних умовах функціонування ЕЕС при заданих критеріях надійності. Межі енергетичних сегментів визначаються з допомогою критерію чутливості. Під чутливістю розуміється відношення збільшення напруги у вузлі навантаження - ПС, до аналогічним показником у вузлі установки групового регулятора – центрі управління напругою (ЦУН) у сегменті: $\Delta U_{ПС} / \Delta U_{ЦУН}$. Для цього визначаються кількісні показники чутливості при установці групового регулятора напруги на ПС, виділених як центр керування напругою і реактивною потужністю [12].

При визначенні впливів, що управляють, ці зони є зонами впливу кожного групового регулятора з урахуванням зміни параметрів на основі критерію чутливості напруги.

Побудова системи автоматичного адаптивного управління напругою та реактивною потужністю (СААУН) в енергосистемі здійснюється за централізовано-розподіленим ієрархічним принципом з високим ступенем автоматизації та швидкодією рішень з управління ЗКРП. Ця система повинна розглядатися як елемент Smart Grid [13]. Система включає централізований пристрій для всієї ЕЕС, групові регулятори для енергетичних сегментів і

локальні регулятори для окремих засобів компенсації реактивною потужності (системи автоматичного управління ЗКРП). У цьому випадку централізований пристрій забезпечить більш адекватне та ефективне управління, тому що дозволить врахувати в реальному часі всю доступну інформацію по ЕЕС, а групові (розподілені) регулятори напруги, є децентралізованими пристроями, які виступають у ролі віддалених пристроїв керування. Вони використовують локальну інформацію з об'єкта, де розташовані, а також інформацію з довколишніх об'єктів (підстанцій чи електростанцій). Методично тут ефективно використовувати мультиагентні алгоритми управління. Для реалізації централізовано-розподіленого ієрархічного принципу алгоритми управління гармонізуються таким чином, щоб між централізованим та децентралізованими пристроями системи здійснювався безперервний обмін інформацією, а при втрати зв'язку децентралізований пристрій виконував функції управління по особистим алгоритмам.

У такому разі, у нормальному режимі, кожен активний елемент - ІРМ, незалежно вирішує своє завдання, а в ремонтних або вимушених режимах, можливе надання функціональної взаємодопомоги різних активних пристроїв за рахунок спільної мобілізації можливостей по генерації або споживанню реактивної потужності в різних частинах електроенергетичної системи. На етапі дослідної експлуатації передбачається включити системи «на сигнал» з використанням спеціального інструменту тестування керуючих впливів на базі еквівалентної моделі електроенергетичної системи.

Реалізація ієрархічного принципу (рис.3.1) включає три рівні управління [5]:

- нижній - локальні системи управління ЗКРП і РПН, які забезпечують завантаження за заданому значенню (для регульованих) і комутації (для східчасто керованих) пристроїв;
- середній - групове управління ЗКРП, встановленими на ПС, їх оптимальне завантаження для підтримки заданих параметрів напруги на шинах ПС або станції за командою з верхнього рівня системи -

децентралізований пристрій (груповий регулятор);

- верхній (центр управління) - збір, обробка інформації про ЕЕС з формуванням керуючих впливів (КВ) в вигляді значень уставок середнього рівня - централізований пристрій.

Нижній рівень управління може бути реалізований як на СТК, так і на КШР+БСК, що показано на рис. 3.1.

Середній рівень системи регулювання (груповий регулятор) повинен будуватися з урахуванням сучасних цифрових контролерів. Елементи цього рівня розташовуються на підстанціях, де є ІРМ. Центри управління - у ЦУН.

Верхній рівень представляє собою програмно-технічний комплекс, що забезпечує виконання завдань керування в режимі реального часу. Централізований регулятор напруги розміщується в диспетчерському пункті енергосистеми.

Так як на ПС енергосистем має передбачатися встановлення інтелектуального протиаварійного управління, що діє на джерела реактивної потужності, інтелектуальних пристроїв відключення (ПВН) електроприймачів підприємств, розвиток підсистеми АПНУ з урахуванням підключення нових споживачів з дією на інтелектуальний АВН, то необхідно врахувати на середньому рівні зв'язок групового регулятора напруги з цими системами та іншими підсистемами протиаварійної автоматики, які впливають на ЗКРП, встановлені ЦУН.

При реалізації методології інтелектуального управління напругою та реактивною потужністю в енергосистемі необхідно передбачити зв'язок системи автоматичного регулювання напруги з автоматизованою системою диспетчерського управління щодо вирішення наступних класів завдань [4]:

- Моніторинг режимів в реальному часі;
- Аналіз режимної надійності і порадник диспетчера;
- Моніторинг первинного обладнання (системи моніторингу трансформаторів, реакторів, системи ЗМП, системи діагностики несправностей контактних системи з допомогою РЗА);

- Моніторинг вторинного обладнання;
- Облік електроенергії та контроль якості електроенергії.

АВТОМАТИЧНА АДАПТИВНА СИСТЕМА ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛІННЯ НАПРУГОЮ І РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ

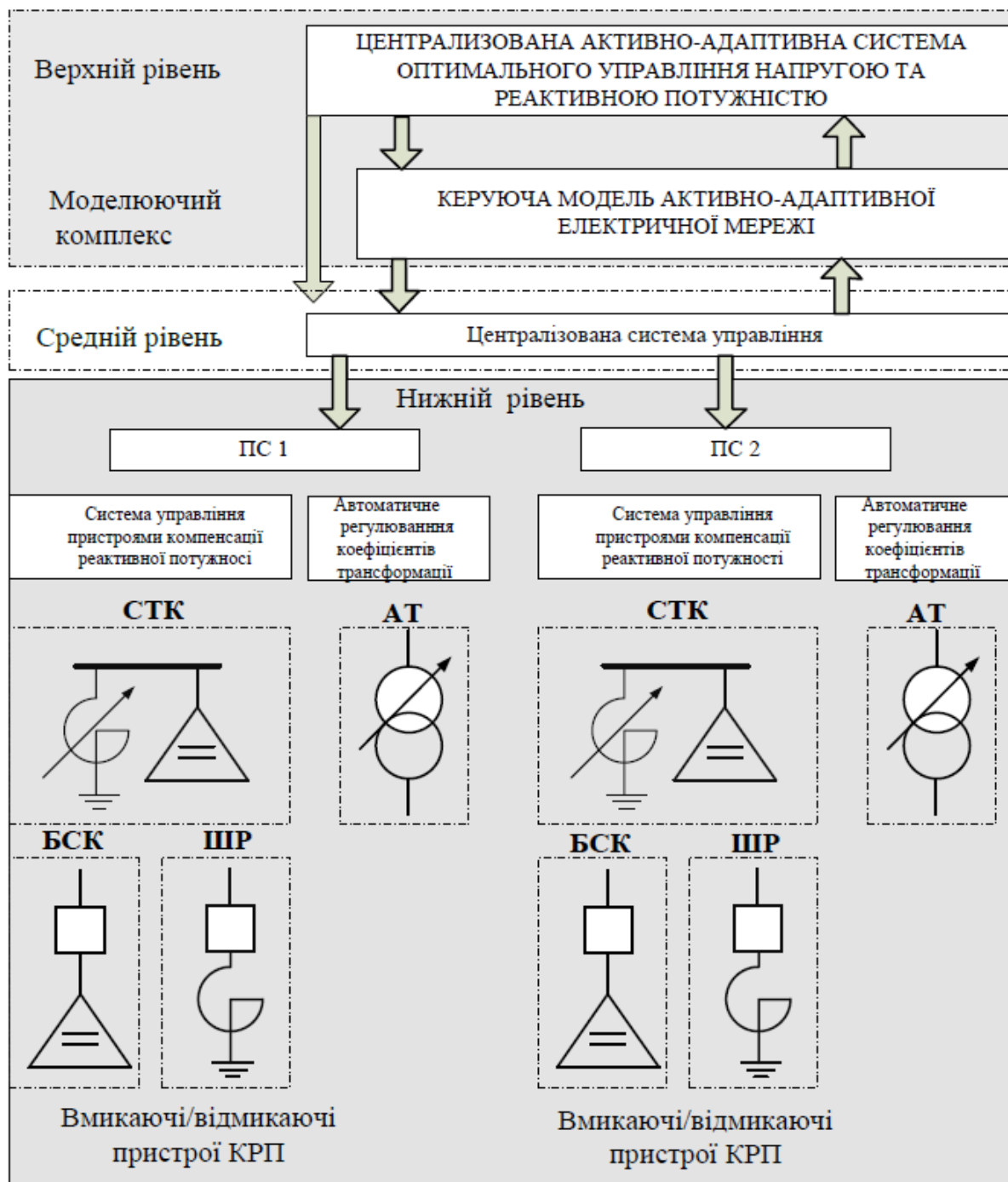


Рисунок 3.1. Ієрархія управління напругою і реактивною потужністю в енергосистемі

Принципи побудови групового регулятора напруги

Основна ідея групового регулятора напруги полягає в одержанні

системного ефекту від спільного та узгодженого використання керованого обладнання кількох енергооб'єктів в окремих важких та критичних режимах, що дозволить скоротити витрати на встановлення ЗКРП і підвищити пропускну здатність електричних мереж.

Автоматичний груповий регулятор напруги для енергосегменту (енергорайону) буде виконувати функції координації локальних регуляторів ЗКРП, пристроїв РПН трансформаторів та автотрансформаторів та локальної протиаварійної автоматики (ПА) наступних типів: автоматики обмеження зниження напруги (АОЗН), автоматики обмеження підвищення напруги (АОПН) і автоматики управління реактором (АУР) [2].

Груповий регулятор визначає узгоджені уставки локальних регуляторів та локальної ПА, самостійно не управляє електрообладнанням, виконуючи тільки функції середнього рівня автоматичної системи управління напругою і реактивною потужністю. Груповий регулятор напруги являє собою обчислювальний комплекс, встановлений у центрі управління напругою електроенергетичного сегмента, який працює в автоматичному режимі, оснащений цифровими каналами зв'язку з локальними регуляторами ЗКРП, РПН та локальної ПА на енергооб'єктах та з центральним пристроєм, встановленим в диспетчерському пункті.

Джерелами інформації о поточних режимах можуть виступати:

- система збору і передачі інформації, використовувана для ПА;
- системи телемеханіки для районних та регіональних диспетчерських пунктів.

Груповий регулятор напруги та реактивної потужності заснований на наступних принципах:

- подання підстанції еквівалентованим об'єктом управління з одним входом (сумарне реактивне навантаження ЗКРП, встановлених на підстанції) і одним виходом (напруга на регульованих шинах);
- застосування пропорційно-інтегрального закону для завдання сумарної реактивної потужності ЗКРП, встановлених на підстанції;

- розрахунок (розподіл) та додаток керуючих впливів на безперервно і дискретно керовані ЗКРП та пристрої РПН;
- адаптація параметрів регулятора в залежності від поточних режимно-топологічних умов роботи підстанції.

Такий спосіб з використанням об'єктового регулятора спрощує роботу верхнього рівня автоматичною системи управління напругою і реактивною потужністю, залишаючи їй лише визначення значень напруги на регульованих шинах підстанцій, забезпечує необхідний технологічний режим роботи обладнання, що дозволяє враховувати час між комутаціями, кліматичні умови та обмеження на наявність резервів реактивної потужності, покращує показники економічності та якості електроенергії шляхом винятки режимів з підвищеними гармонійними спотвореннями та втратами активної потужності для ЗКРП.

У нормальному режимі роботи груповий регулятор напруги виконує в реальному часі розрахунки уставок і передає їх по каналах зв'язку в локальні регулятори напруги і локальну протиаварійну автоматику на енергооб'єкти. При порушенні роботи каналів зв'язку через задану витримку часу, зазначені локальні регулятори переходять на заранні задані уставки. У них здійснюється контроль допустимості значимості одержуваних від групового регулятора напруги уставок. У локальній ПА є щаблі з заздалегідь заданими уставками (на межі допустимих діапазонів), які не змінюються груповим регулятором, тим самим виключається пошкодження обладнання або порушення стійкості при його хибній роботі.

На функціональному рівні автоматичний груповий регулятор складається з наступних підсистем [4]:

- підсистема збору телеінформації (ТІ) і її первинної обробки;
- підсистема оцінювання стану;
- підсистема аналізу режиму, розрахунку уставок та виробітку керуючих впливів (КВ) на зміну уставок локальних регуляторів напруги та протиаварійної автоматики;

- підсистема видачі КВ та аналізу фактичної роботи локальних регуляторів;

- загальна інформаційна платформа групового регулятора напруги

Підсистема збору телеінформації та її первинної обробки виконує функції:

- телевимірювання параметрів режиму;
- телестану елементів мережі;
- телевимірювання та телестану по ЗКРП, управління якими виконується локальними регуляторами і локальною ПА, для яких груповий регулятор видає уставки;
- телевимірювання та телестану від локальних регуляторів напруги і ПА за доступністю управління та наявністю запасів з регулювання;
- первинної обробки телеінформації і зберігання ретроспективної інформації у архівах.

Підсистема оцінювання стану виконує завдання оцінювання стану на розрахункових схемах. Для кожної розрахункової схеми виконується первинне посвідчення, оцінювання стану, автоматичний контроль оціненого режиму (перевірка балансів, оцінка відхилення від вимірів, знаходження параметрів режиму в технологічних межах, порівняння з попереднім успішним розрахунком). За підсумками розрахунку оцінювання стану на кількох схемах мережі виконується зіставлення результатів, і вибираються схеми, придатні для подальших розрахунків.

Підсистема аналізу режиму кожної розрахункової схеми, отриманої з блоку оцінювання стану здійснює оцінку режиму по якісним та кількісним критеріям, заснованим на формальних логічних правилах, з наступною його класифікацією (нормальний, ремонтний, аварійний, післяаварійний, вимушений і т.п.), виробляє узагальнену класифікацію режиму на підставі якісної та кількісної оцінки.

До кількісних критеріїв оцінки режиму відносяться [15]:

- стійкість до набору навантаження з обліком обмежень (визначається методом обтяження);

- оцінка резервів по реактивною потужності при обтяженні режиму;
- оцінка резервів по реактивній потужності по критеріям $n - 1$ (відключення ЗКРП або відключення секцій шин з ЗКРП).

Виконується звірка отриманої класифікації для різних розрахункових схем, після чого виконується оптимізація за наступними напрямками:

- мінімізація втрат електроенергії по всій мережі або в заданому її фрагменті;
- оптимізація відпайок РПН для забезпечення якості електроенергії в нормальному режимі;
- введення в припустиму область по напрузі з обліком обмежень по перевантаженням обладнання в тяжкому режимі.

Далі виконується спільна оцінка декількох варіантів оптимізації режиму та зіставлення КВ. При оптимізації враховується стан керованих елементів мережі, ресурси управління. Здійснюється мінімізація ресурсомістких ПВ (відключення вимикачів БСК та ШР, управління РНН). Здійснюється формування оптимальних КВ, в відповідності з розглянутими вище критеріями. На підставі комплексної оптимізації та оптимальних КВ розраховуються уставки локальних регуляторів напруги і локальної протиаварійної автоматики для їх подальшої передачі на об'єкти. Потім виконується моделювання розрахованих уставок локальних регуляторів на різних розрахункових схемах, моделюється виникнення нормативних збурень. Виконується оцінка досягнення ефекту за різними критеріями, оцінка сукупної ефективності від зміни уставок локальних регуляторів. Можливо, у разі невдачі буде потрібно ітеративний перебір для гармонізації взаємосуперечливих КВ по різним критеріям.

Підсистема видачі КВ та аналізу фактичної роботи локальних регуляторів напруги та ПА виконує наступні функції:

- здійснює перевірку відсутності збоїв у розрахункових алгоритмах (на підставі даних самодіагностики);
- передає розраховані уставки локальних регуляторів на енергооб'єкти;

- отримує сигнали підтвердження зміни уставок локальних регуляторів;
- здійснює оцінку зміни уставок локальних регуляторів, оцінює адекватність реалізованого управління;
- виконує порівняння очікуваного розрахункового ефекту і реального ефекту від зміни уставок локальних регуляторів, здійснює класифікацію КВ, у разі неадекватності видає сигналізацію та блокує деякі алгоритми оптимізації (до їх переналаштування зі сторони експлуатації).

3.2 Інфраструктура технологічного управління напругою і потоками реактивною потужністю

Найбільш ефективними та гнучкими системами управління є системи, що мають розподілену багатопроцесорну архітектуру програмних і апаратних засобів. Розподілена структура забезпечує дієвість системи, можливість її розширення, модернізації її програмних та апаратних засобів без втрати експлуатаційних властивостей системи. Методологія автоматичного управління напругою та реактивною потужністю вважає розробку мультиагентної інтелектуальної системи керування для різних рівнів на основі теорії групового управління. Застосування засобів штучного інтелекту розширює потенційні можливості систем управління, дозволяючи реалізувати управління об'єктами з невідомою математичною моделлю об'єкта, підвищити їх ефективність за рахунок включення в них процедур розпізнавання образів, планування дій та накопичення знань. Системи управління, що використовують алгоритми навчання, зокрема, засновані на нейронних мережах, які утворюють перший рівень інтелектуального управління, застосовні для розв'язання великої кількості завдань, де використовують досвід, накопичений у процесі навчання мережі, у тому числі й автоматичного управління напругою і реактивною потужністю.

Основні функції інформаційної платформи групового регулювання напруги наступні [7]:

- запуск і контроль програмних модулів;
- забезпечення функціонування бази даних реального часу для всіх завдань

групового регулятора;

- самоконтроль системи, блокування управління і сигналізації;
 - стикування з системами синхронізованих векторних вимірювань (СВВ) та системами телемеханіки;
 - видача команд на КВ, на зміну уставок локальних регуляторів, контроль проходження команд;
 - запуск і контроль розрахункових завдань (включаючи автоматичне примусиве зняття при їх зависанні), блокування управління при збоях.
- Можливо виконання інформаційної платформи на технологічному ядрі SCADA АНАРЕС.

Технологія мультиагентної системи, що підтримується засобами верхніх рівнів системи автоматичного керування напругою, що має забезпечувати:

1. Дотримання принципу попередження централізованого регулювання - випередженні дій систем централізованого управління рівнями напруги в енергосистемі по відношенню до локальних систем та/або технологіям регулювання напруги, що діють в електричних мережах або в енергоустановках споживачів.
2. Доведення до об'єктів графіків та законів регулювання, отриманих засобами «власної» технології автоматичного добового або оперативного планування системою АРН, враховує дані від зовнішніх автоматизованих систем планування диспетчерського графіка.
3. Функціонування технології автоматичного добового та оперативного планування, забезпечує оптимальне управління ЗКРП по адаптивно і автоматично обираємії цільовий функції.
4. М'який облік обмежень на використання РПН та вимикачів, які комутують шунтуючі реактори і батареї статичних конденсаторів.
5. Облік температури довкілля щодо тривалих допустимих струмових навантажень ЛЕП.
6. Врахування залежності зміни допустимого струму трансформатора від номера відпаювання РПН;

7. Облік обмежень по струму статора і ротора генераторів.

3.3 Алгоритми централізованого керування напругою і реактивною потужністю

Схема централізованого управління напругою і реактивною потужністю наведена на рис. 3.2.

Блок оцінювання стану - це розрахунок вектора стану енергосистеми (модулів напруги та фазових кутів), навантажень вузлів, потоків потужності по елементах мережі: ПЛ та трансформаторам, на основі телевимірювань та телестану, даних СБІ за допомогою оцінки стану. При керуючій послідовності дана процедура виконується двічі: в початку - для подальшого визначення КВ, а також після КВ – для аналізу результатів дії.

Призначення блоку аналізу режиму – класифікація режиму з вибором методу визначення КВ – виявлення пріоритетних завдань управління поточного режиму. При цьому розрахунок уставок системи проводиться оптимізацією цільової функції, вид якої залежить від цілей КВ, встановлених на попередньому кроці. Так, для нормального режиму – це мінімізація втрат електроенергії та оптимізація уставок РПН, можливо спільне вирішення цих двох завдань в залежності від цілей КВ, для важких режимів, яким також віднесено ремонтні та вимушені режими – визначення уставок, що забезпечують введення напруг вузлів у допустиму область або оптимізація за надійністю. Якщо режим класифіковано як аварійний, то видається заборона на дію групового регулятора напруги та подається команда на включення локальною ПА.

Виконання УВ відбувається за допомогою передачі нових значень уставок напруги та реактивної потужності системам управління підстанційного рівня. Аналіз результатів КВ передбачає дві операції: перевірку експлуатаційних обмежень, тобто. рівня надійності режиму (ні чи зниження) і порівняння значення цільової функції поточного режиму з вихідним (до КВ). Це допомагає зрозуміти, чи привели КВ до покращення режиму або ні.

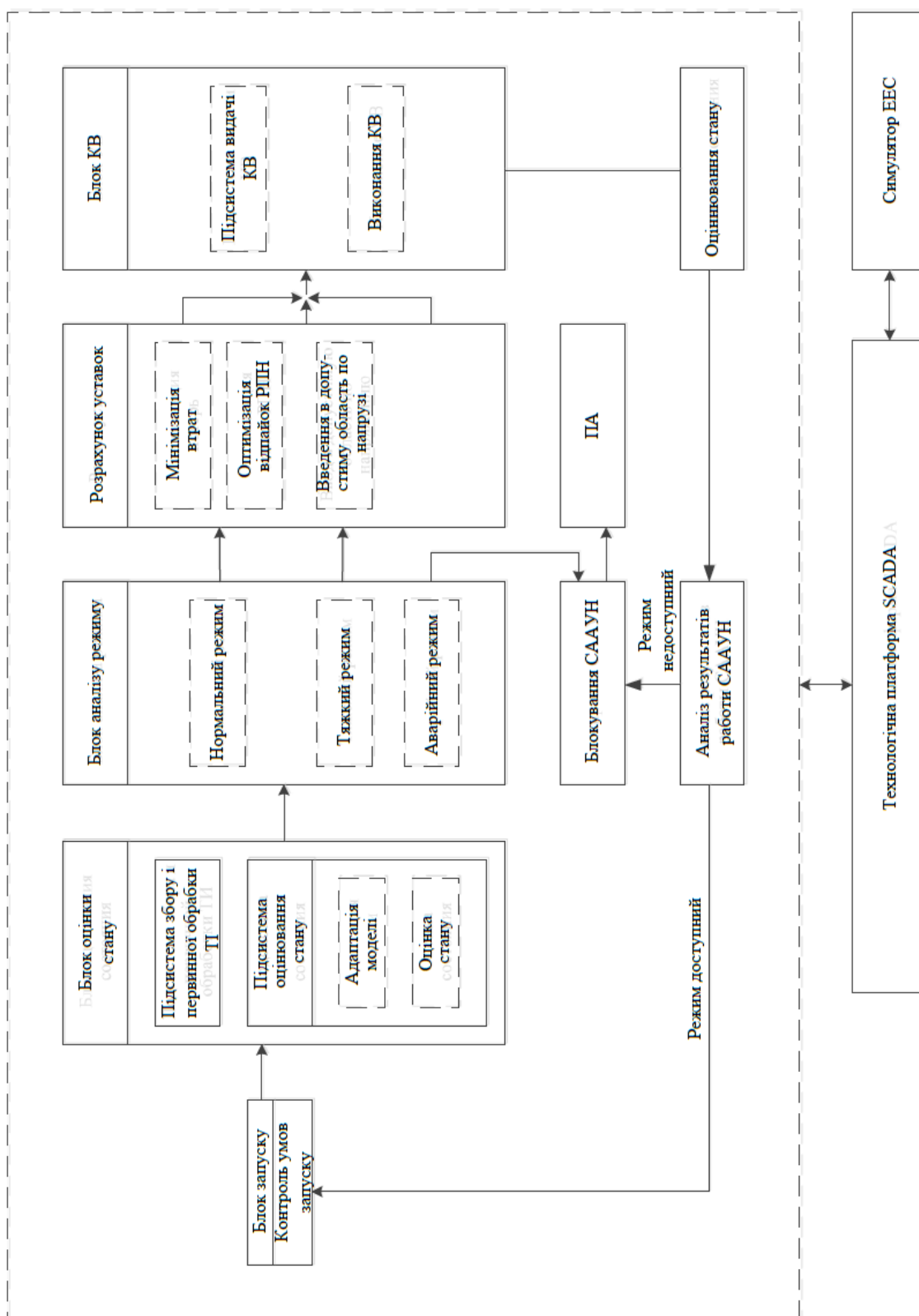


Рисунок 3.2. Схема централізованого управління напругою і реактивною потужністю

Якщо перше умова не дотримано, то автоматична система керування напругою блокується. У разі негативної відповіді на друге питання система видає попередження персоналу і продовжує працювати.

Управління здійснюється дискретно, запуск керуючих дій - періодично (з

інтервалом від 10 хв), а також при суттєвих змінах навантажень і генерацій в енергетичному сегменті та його околицях або після проведення комутацій.

Адаптивність аналізованої системи управління досягається за рахунок включення в алгоритм двох додаткових процедур - вибору методу розрахунку КВ на основі аналізу існуючого режиму та корекції розрахункової моделі енергосистеми з обліком даних СБІ.

Аналіз режиму і вибір алгоритму розрахунку КВ

Типовим завданням при регулюванні напруги є забезпечення найбільш економічного режиму за підтримки надійності енергопостачання та якості електроенергії не нижче заданого рівня. Така постановка формалізується у вигляді завдання оптимізації втрат електроенергії за параметрами керування з обмеженням на значеннях режимних величин (сили струму, напруги і т.д.), що впливають із вимог надійності та якості [5]. При такому підході утруднено керування енергосистемою або її сегментом, в у разі виходу за допустимі межі або близькі до них.

Вирішенням проблеми може стати введення в алгоритм управління процедури класифікації режимів по відношенню до допустимих меж значень режимних параметрів. Залежно від результатів класифікації визначаються цілі управління. Для нормальних режимів пріоритетом є зменшення втрат потужності. При тяжких режимах головна мета управління - підвищення стійкості режиму, а економічність тут другорядна. У разі аварійних режимів автоматична система управління напругою має працювати як «порадник диспетчера», формуючи КВ, наближуючі режим до допустимих меж.

- втрати активної потужності в мережі енергетичного сегмента;
- стійкість режиму (та чи інша кількісна оцінка).

Можливий варіант такого критерію - зважена сума «відстанів» режимних параметрів до значень режимних обмежень щодо стійкості ності.

Для нормального, а також для важких режимів з позитивним прогнозом цільової функцією присутні втрати. Для важкого режиму зі статусом «покращення неможливо» оптимізується показник стійкості з набором

обмежень для цього режиму.

3.4 Вимоги до системи автоматичного управління напругою і реактивною потужністю

Система повинна забезпечувати дотримання принципу запобігання централізованого регулювання (верхній рівень), який полягає в необхідності випередження дій систем централізованого управління рівнями напруги в енергосистемі по відношенню до локальним системам регулювання напруги – автоматичним груповим регуляторам, установленим у центрах управління напругою електроенергетичного сегмента (середній рівень).

Система повинна забезпечувати взаємодію з наступними системами підстанцій електроенергетичної системи [10]:

- телевимірювань, телесигналізації, синхронізованими векторними замірами в обсязі, необхідному для повної спостерігальності: топології електричної мережі, складу ЗКРП та систем автоматичного управління ними, значень керованих параметрів ІРМ, параметрів електричного режиму;
- розрахунку параметрів статичних характеристик навантаження по напруги і частоті;
- дистанційного телеуправління ДРП за графіками та/або законами управління;
- формування відомостей о поточному стані ЗКРП і СУРП, про їх готовності до функціонування і при наявному діапазоні регулювання.

Необхідно забезпечити безперервну надійну роботу Координаційній платформи в режимі 7*24. Повинно бути передбачено 100% резервування серверів комплексу.

Система має забезпечувати можливість оновлення версій програмного забезпечення Координуючої платформи.

Підсистема вимірювань повинна забезпечити надходження наступної інформації:

- телевимірювань параметрів електричного режиму та станів (положень) пристроїв регулювання і вимикачів, комутуючих ШР і БСК з дискретністю

оновлення 1 раз за 1-10 секунд;

- телесигналів та даних про стан ЛЕП, пристроїв фіксації відключення ЛЕП та вимикачів, комутуючих ШР та БСК.
- синхронізованих векторних вимірів;
- телевимірювань температури навколишнього повітря по територіях та енергооб'єктах з дискретністю оновлення 1 раз в годину;
- оперативних прогнозів температури навколишнього повітря та освітленості з попередженням на 2-24 години;
- вимірювання повинні забезпечувати повну спостережливість стану обладнання та електричного режиму енергосистеми в межах розрахункової моделі.

Координуюча платформа в складі системи повинна забезпечувати надійне отримання та трансляцію інформації від пристроїв регулювання на об'єктах, про їх готовності до роботи та діапазонах регулювання.

Координуюча платформа у складі системи повинна забезпечувати надійну передачу на об'єкти інформації про закони регулювання та технологічних блокуваннях.

Система повинна забезпечувати облік температури зовнішнього середовища при визначенні тривалих допустимих струмових навантажень ЛЕП [4].

Система повинна забезпечувати облік залежності зміни допустимого струму трансформатора від номера відпаювання РПН.

Система повинна забезпечувати облік обмежень за струмом статора і ротора генераторів.

Система повинна забезпечувати можливість функціонування в режимах централізованого (у диспетчерському пункті) та децентралізованого (на підстанції) формування уставок.

Система має забезпечувати можливість автоматичного контролю і блокування помилкових сигналів на рівні виконавчих пристроїв.

Система повинна забезпечувати можливість оновлення інформації про

стани виконавчих пристроїв, необхідної для функцій блокування з періодом не більше 200 мілісекунд або менше.

Система повинна забезпечувати можливість настроюваного автоматизованого управління послідовністю перемикачів з урахуванням швидкості спрацювання кожного виконавчого пристрою.

Система повинна забезпечувати виключення неоднозначності післядії різних керованих пристроїв: СТК, РПН і т.д., за будь-яких змінах топології мережі.

Система має забезпечувати виключення неоднозначності порядку пріоритетності дії різних керованих пристроїв: СТК, КШР, РПН і т.д. за будь-яких змінах топології мережі [2].

Система повинна забезпечувати автоматичне запобігання виникнення безперервного замкнутого циклу змін параметрів керованих пристроїв.

Система повинна забезпечувати автоматичне оновлення даних, передаваних від інтелектуальних електронних пристроїв (ІЕП) комп'ютерам підстанцій з частотою не менше 1 раз в секунду.

Система має забезпечувати можливість автоматичного контролю коректності роботи алгоритму оптимізації режиму, що встановився при будь-якій зміні топології мережі.

Система повинна забезпечувати можливість автоматичного формування інтервалів затримки спрацювання виконавчих пристроїв у режимі балансування навантаження.

Система повинна забезпечувати функції автоматичної перевірки коректності даних, що передаються від вимірювальних органів до логічним пристроям і захисту від їх порушення.

Система автоматичного управління напругою та реактивною потужністю у нормальному режимі повинна зберігати працездатність при будь-якій кількості і співвідношенні керованих пристроїв, що знаходяться в роботі.

Система повинна забезпечувати рівень захисту інформації, передаваної між підстанціями і центрами управління не нижче рівня, визначеного

вимогами діючих стандартів у сфері захисту інформації.

Час реакції системи на зміни у топології мережі та значення навантажень споживачів має становити менше 10 секунд.

Система автоматичного управління напругою та реактивною потужністю повинна забезпечити координовану роботу підстанцій із існуючими регуляторами: АРКТ, АУБК, та підстанцій з новими регуляторами для активно-адаптивних мереж: системою автоматичного керування СТК і т.д.

Висновки по третьому розділу

Система автоматичного управління напругою та реактивною потужністю повинна забезпечити координовану роботу підстанцій із існуючими регуляторами системи.

ВИСНОВОК

Показано доцільність застосування автоматично керованих ДРП в енергосистемі для мінімізації втрат електроенергії та забезпечення необхідного рівня надійності.

Розглянуто методологія системи автоматичного адаптивного управління напругою та реактивною потужністю, сформульовані принципи та вимоги до групового регулятора напруги для енергорайонів енергосистеми, локальним регуляторам напруги для засобів компенсації реактивної потужності, як елементам Smart Grid . Розглянуто ієрархітична структура СААУН і наведено її функціональне опис.

Розглянуто алгоритми автоматичного управління напругою та потоками реактивної потужності в нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах.

Найбільш ефективне регулювання напруга забезпечується спільним автоматичним керуванням пристроями РПН автотрансформаторів і трансформаторів, джерелами реактивної потужності та генераторами електричних станцій. Перед введенням управляючого впливу необхідно проводити розрахунок режиму, так як в залежності від виду ремонтного (післяаварійного) режиму збільшення вироблюваної потужності джерелами реактивної потужності може призводити як до зниження рівня втрат активної потужності, і до їх зростання. Отже, потрібна підсистема, яка здійснюватиме аналіз та розрахунок режимів перед введенням кожного управляючого впливу і визначати оптимальний варіант.

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. Інтелектуальні 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. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2007, IDT) (2014) Характеристики напруги електроживлення, постачаної розподільчими мережами загальної призначеності. Київ, Мінекономрозвитку України.
7. Дубовський С. В. Акумуляування енергії у високотехнологічних інтелектуальних енергосистемах / С. В. Дубовський, А. П. Ільяшенко // Новини енергетики. – 2012. – № 24. – С. 34–39.
8. Півняк Г. Г. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання : навч. посібник / Г. Г. Півняк, Г. А. Кігель, Н. С. Волотковська; за ред. Г. Г. Півняка. – 4-те вид, доопрац. і доп. – Дніпро: Національний гірничий університет, 2011. – 223 с.
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. Кирик В.В. Електричні мережі та системи: підручник /В. В. Кирик. –

Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с. ISBN 978-966-990-031-9

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

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

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

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

15. 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

16. 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.