

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Бабюк Дмитро Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Варіант моделі регулювання напруги в районних розподільчих мережах
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

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

Бабюк Д.О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Соколовський Олег Феліксович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,

автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

АНОТАЦІЯ

Бабюк Д.О. Варіант моделі регулювання напруги в районних розподільчих мережах . Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

У роботі проведений аналіз моделі та алгоритми рішення задачі оптимального регулювання напруги вузлів районних електричних мереж.

Визначається напрямок автоматизації та інформатизації електроенергетичних систем з метою подолання проблеми регулювання напруги в районних розподільчих мережах та центрах живлення шляхом забезпечення доступності входу розподіленої генерації до мережі.

Ключові слова: розподільча мережа, перехідний процес, моделювання, регулювання напруги.

ABSTRACT

Babiuk D.O. Variant of the voltage regulation model in district distribution networks. Qualifying work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polish National University, Zhytomyr, 2023.

The paper analyzes the model and algorithms for solving the problem of optimal voltage regulation of nodes of district electric networks.

The direction of automation and informatization of electric power systems is determined in order to overcome the problem of voltage regulation in district distribution networks and power centers by ensuring the availability of the input of distributed generation to the network.

Keywords: distribution network, transient process, modeling, voltage regulation.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. РОЗВИТОК СИСТЕМ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ	6
1.1. Розвиток систем та методів регулювання напруги	6
1.2. Системи регулювання напруги у розподільчій мережі	12
1.3. Розвиток засобів регулювання напруги	22
Висновки по розділу 1	27
РОЗДІЛ 2. МОДЕЛІ ТА АЛГОРИТМИ РІШЕННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ВУЗЛІВ РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	28
2.1 Регулювання окремого двообмоткового трансформатора	28
2.2 Регулювання окремого триобмоткового трансформатора	31
Висновки по розділу 2	35
ВИСНОВКИ	36
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	37

ВСТУП

В даний час самостійна (активна) поведінка споживачів та розподіленої генерації, що сприяє ефективності системи в цілому, безпосередньо пов'язана зі створенням максимально можливої кількості районів локального регулювання режиму з розподіленим управлінням в районних мережах. Такі райони одночасно стають і локальними ринками послуг зі зниженням втрат у мережі, забезпечення якості електроенергії (регулювання напруги, зниження її коливань, несиметрії та несинусоїдності). На відміну від звичайного локального управління, що здійснюється за місцевими параметрами, «розумне» локальне регулювання передбачає контроль режиму прилеглого району мережі [11] та використання штучного інтелекту (експертних систем, що працюють за правилами) при прийнятті рішень, що за достатньої кількості керованих вузлів забезпечує ефективність керування режимом напруги мережі в цілому [11].

Поява в мережі розподілених засобів регулювання режиму напруги, що належать різним суб'єктам, які мають власні цілі регулювання, визначає необхідність якісно нового вирішення задачі регулювання напруги в електричних мережах. Потрібна розробка нових методів управління режимів роботи систем електропостачання, які включають розподілену генерацію. В даний час у всьому світі звернули увагу на створення інтелектуальних мереж (Smart Grid), технологія яких у передових країнах світу розвивається в останнє десятиліття.

Виходячи із завдань забезпечення якісною електроенергією споживачів, визначається напрямок автоматизації та інформатизації електроенергетичних систем з метою подолання проблеми регулювання напруги в районних розподільчих мережах та центрах живлення шляхом забезпечення доступності входу розподіленої генерації до мережі. Переліченими проблемами визначається **актуальність** цієї роботи.

У зв'язку з цим **метою роботи** є аналіз моделі та алгоритми рішення задачі оптимального регулювання напруги вузлів районних електричних мереж.

Відповідно до цього **об'єктом дослідження** є районні розподільчі мережі з їх центрами живлення.

Методи дослідження які використовувались при написанні роботи: аналіз існуючих систем регулювання напруги та напрямки їх розвитку, математичні моделі процесів та алгоритми їх рішення.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Бабюк Д.О. АНАЛІЗ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ТА МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023», 01.05.2023, Житомир, Україна.
С. 93-96

Гончаренко Ю.П., Бабю Д.О. МОДЕЛЬ ТА АЛГОРИТМ РІШЕННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ОКРЕМОГО ДВООБМОТКОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023», 01.05.2023, Житомир, Україна.
С. 83-86

РОЗДІЛ 1

РОЗВИТОК СИСТЕМ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

1.1. Розвиток систем та методів регулювання напруги

Якість електроенергії можна підвищити та покращити за рахунок регулювання напруги, що дозволяє удосконалити хід виробничих процесів на промислових підприємствах, підвищити якість продукції та знизити її брак, а також збільшити продуктивність праці людей та продуктивність механізмів, а в кінцевому випадку значно скоротити втрати енергії [5, 8, 9, 11].

В даний час завдання регулювання напруги отримали матеріальну основу у вигляді регулюючих та компенсуючих пристроїв.

Питання регулювання напруги завжди приділялося багато уваги, оскільки ефективність цього процесу має велике практичне значення, безпосередньо впливаючи на всі сторони діяльності сучасного суспільства.

До найбільш значущими у вирішенні цієї проблеми належать роботи: Глазунова А.А., Архіпова Н.К., Мельникова Н.А., Солдаткіної Л.А., Фокіна Ю.А., Зоріна В.В. та ін. Питаннями розробки заходів та технічних засобів для забезпечення якості ЕЕ у споживачів займалися Желєзко Ю.С., Макрушевич Н.С., Жежеленко І.В [6, 10, 11].

Розробці гнучких та надійних систем управління режимами РЕМ у темпі процесу з використанням ЕОМ та застосуванням нових методів та засобів передачі інформації присвятили свої роботи Яндутьський А.С, Кузнєцов В.Г., Шполянський О.Г. та ін [5, 14, 18, 19].

Регулювання напруги включає в собі процес зміни в характерних точках електричної системи рівнів напруги за допомогою спеціальних технічних засобів. Розвиток методів та способів регулювання напруги та реактивної потужності, історично походив від нижніх ієрархічних рівнів управління енергосистемами до верхніх. Зокрема, спочатку використовувалося регулювання напруги у центрах живлення розподільних мереж на районних підстанціях, де зміною коефіцієнта трансформації підтримувалося напруга у споживачів за зміни режиму роботи. Регулювання напруги спочатку

застосовувалося також у споживачів і енергетичних об'єктах (електростанціях, підстанціях).

Востаннє десятиліття характеризується переглядом нормативних вимог до якості ЕЕ [2, 5, 7], які враховують інтегральний підхід до показників якості, а також доповнення їх новими показниками якості. Як наслідок, питання оптимального управління набули особливої актуальності.

В даний час основним методом регулювання напруги в ЄЕС України, є підтримка заданих графіків (рівнів) напруги в контрольних пунктах мережі.

Контрольні пункти мережі поділяються на:

- контрольні пункти в електричній мережі 110 кВ і вище, які встановлюються диспетчерськими центрами НК «Укренерго»;
- контрольні пункти мережевих організацій у вузлах електричних мереж 110 кВ і нижче, які не належать до контрольних пунктів НК «Укренерго»;

Контрольні пункти НК «Укренерго»; та графіки напруги в них повинні розроблятися з урахуванням необхідності забезпечення:

- нормативних коефіцієнтів запасу статичної аперіодичної стійкості у контрольованих перерізах;
- нормативних коефіцієнтів запасу статичної стійкості за напругою у вузлах навантаження.

Контрольні пункти мережевих компаній та графіки напруги в них повинні розроблятися з урахуванням необхідності забезпечення:

- нормативних коефіцієнтів запасу статичної стійкості за напругою у вузлах навантаження;
- нормативних показників якості електроенергії щодо відхилення напруги (у тому числі виконання зустрічного регулювання напруги);
- впливу напруги в контрольному пункті на втрати активної потужності.

Завдання планування та оперативного управління у циклі централізованої організаційно-технічної системи регулювання напруги представлені на рисунку 1.1.

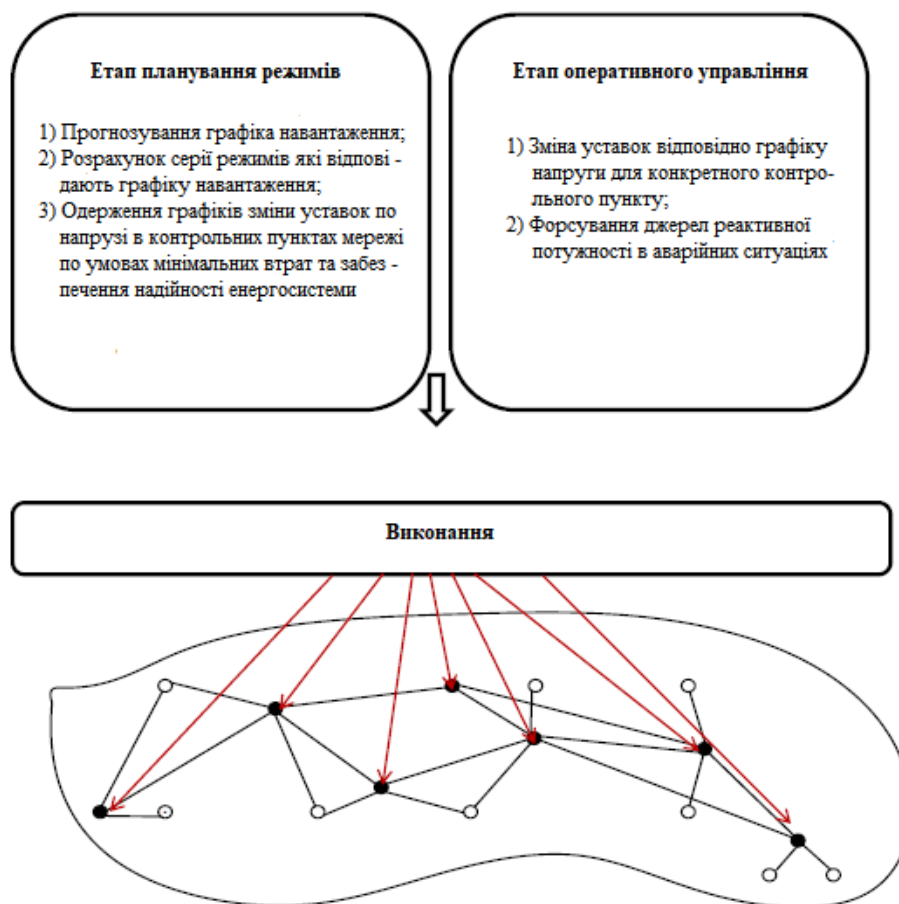


Рисунок 1.1 – Централізована організаційно-технічна система регулювання напруги

Недоліки існуючого методу регулювання напруги. В контрольних пунктах мережі розробляються заздалегідь графіки зміни напруги, як правило, на періоди в один місяць або квартал. Слід відмітити, що, при розробці графіків, всі режими що встановилися, не можуть бути коректно враховані, а також можливі відхилення рівнів споживання/генерація від запланованих які складуться у період дії графіків з урахуванням схеми мережі енергосистеми. При розробці графіків також не можуть бути точно враховані природні умови, знання яких необхідно для коректного моделювання втрат електроенергії в повітряних лініях на корону при оптимізації режимів напруги та реактивної потужності [5].

На шинах електростанцій та підстанцій відбувається первинне регулювання напруги з використанням регульованих засобів компенсації реактивної потужності, що в даний час здійснюється автоматично відповідно до заданих графіків зміни напруги. Самі ж графіки автоматично не можуть актуалізуватися в процесі роботи з урахуванням фактичних режимів роботи енергосистем та топології їх мереж. Виходячи із зарубіжного досвіду, для виконання всіх вимог до рівнів напруги в режимах їх оптимізація повинна здійснюватися з періодичністю не рідше одного разу на двадцять хвилин. Отже, централізоване регулювання напруги у наших енергосистемах здійснюється у «ручному» режимі [5].

Найсучаснішим способом є автоматичне управління напругою в реальному часі. До найбільш вдалих рішень можна віднести системи ієрархічного регулювання, створену в Італії [14] і Франції [17]. В обох варіантах використовується вторинне регулювання напруги, при якому енергосистема розбивається на відповідні зони, і в кожній із них задані параметри напруги підтримуються на одному, пілотному вузлі. Робиться це за допомогою зміни видачі реактивної потужності з кількох вибраних генераторів, близьких до пілотного вузла. У «італійській» моделі додано загальнонаціональне (третичне) регулювання, яке передбачає періодичну зміну напруги у пілотних вузлах для зменшення потоків реактивної потужності та втрат електроенергії у національній енергосистемі.

Найсучаснішим способом є автоматичне управління напругою як реального часу. До найбільш вдалим рішенням можна віднести системи ієрархічного регулювання, створені Італії [14] і Франції [17]. В обох варіантах використовується вторинне регулювання напруги, при якому енергосистема розбивається на відповідні зони, і в кожній їх задані параметри напруги підтримуються на одному, пілотному вузлі. Робиться це за допомогою зміни видачі реактивної потужності з кількох вибраних генераторів, близьких до пілотного вузла. У «італійській» моделі додано загальнонаціональне (третичне) регулювання, яке передбачає періодичну зміну напруги у пілотних

вузлах для зменшення потоків реактивної потужності та втрат електроенергії у національній енергосистемі.

У Франції застосовують удосконалений алгоритм розподілу реактивного навантаження генераторів, що беруть участь у вторинному регулюванні, який дозволяє враховувати взаємовплив генераторів, а також загальну зміну режимної ситуації в зоні регулювання. Завдяки цій модифікації «отримано» координоване вторинне регулювання напруги.

У вітчизняній літературі [8] було запропоновано автоматизувати процес регулювання напруги в масштабах енергосистеми за рахунок координованого управління уставками напруги генераторів, засобів компенсації реактивної потужності (ЗКРП), а також коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН. Було розроблено відповідні алгоритми та програмні засоби. На практиці реалізація такої системи зіткнулася з низкою труднощів, головними з яких, на нашу думку, є такі:

- слабка спостерігальність більшості вітчизняних енергосистем;
- нестача ЗКРП з безперервним регулюванням, наприклад, УШР і СТК;
- відсутність надійних алгоритмів автоматичного управління режимами у складних, зокрема аварійних, ситуаціях.

У сучасних умовах вітчизняної енергетичної галузі продовжують з'являтися проекти з автоматичного регулювання в енергосистемі. Вони зводяться до принципової схеми, представленої рисунку 1.1, у якому перші два етапи виконуються з допомогою програмно-обчислювальних комплексів, і результати як уставок доводяться до групових і локальних регуляторів напруги у мережі. Дані проекти також стикаються з проблемами спостереження, і тому реалізуються тільки в невеликих, порівняно з ЄЕС енергетичних системах .

Останнім часом розпочався розвиток систем штучного інтелекту для систем керування в енергосистемах. Технології штучного інтелекту включають такі напрямки:

- а) нейромережеві технології;

- б) експертні системи;
- в) генетичні алгоритми.

Нейронні мережі та генетичні алгоритми розглядалися такими вченими як А. El-Keib, Х. Ма, М. LaScala, М. Trovato [80, 96, 97] як технології визначення запасу стійкості за напругою. Суть технології полягала у навчанні нейронної мережі, на вхід якої подавалися напруги у вузлах мережі та перетікання потужності по лініях електропередач, і виходом – запас стійкості за напругою (рисунок 1.2), з великою кількістю інформації про відповідність деякому запасу стійкості певного набору вхідних величин. Після такого тренування нейронна мережа стає в змозі розпізнавати коефіцієнт запасу стійкості за напругою при різних режимах.

Недоліком застосування нейронних мереж є адаптації до зміни топології мережі, тобто. при появі або відключенні якогось елемента нейронну мережу необхідно навчати заново.

Експертні системи позбавлені цього недоліку, тому вони ефективно використовуються як порадики диспетчера та системи оцінки стану енергосистеми.

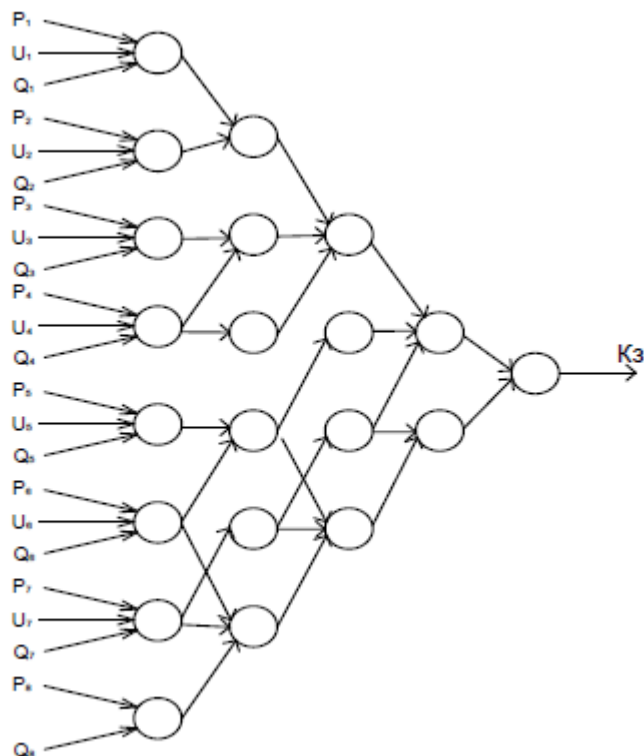


Рисунок 1.2 – Структура нейронної мережі та системи визначення запасу стійкості.

1.2. Системи регулювання напруги у розподільчій мережі

Розподільча електрична мережа це електрична мережа, яка приєднана до центру живлення, що забезпечує розподіл електричної енергії між споживачами електричної енергії або передачу електричної енергії організаціям, які уклали енергопостачання з споживачами.

Регулювання напруги виконується у розподільчих мережах електроенергетичних систем з метою забезпечення економічної та надійної роботи енергетичного обладнання та підтримки напруг у вузлах мережі у технічно допустимих межах. Відповідно до ДСТУ EN 50160:2014. значення відхилень напруги на затискачах електроприймачів повинні бути в межах $\pm 5\%$ з ймовірністю 95% і не виходити за межі $\pm 10\%$ номінальної напруги [1].

На сьогодні спостерігається характерний перехід для розподільчих електричних мереж від пасивної мережі, що зв'язує центри живлення з вузлами навантаження (рисунок 1.3.а) до мережі з активними споживачами електроенергії та розподіленою генерацією, які для досягнення власних цілей беруть участь у регулюванні режиму роботи мережі [59- 61]. До факторів, які визначають цей перехід віднесемо: економічні, екологічні та технологічні. Вони спонукають споживачів раціонально споживати електроенергію, брати активну участь у виробництві електроенергії та регулюванні напруги.

На рисунку 1.3 представлені: (а) – пасивна, (b,c) – та мережа з розподіленою генерацією, у яких різні суб'єкти її розвитку. У випадку b – це споживачі електроенергії, у випадку c – мережна компанія (Для покриття втрат в електричній мережі мережеві компанії можуть необмежено розвивати засоби генерації та компенсації реактивної потужності).

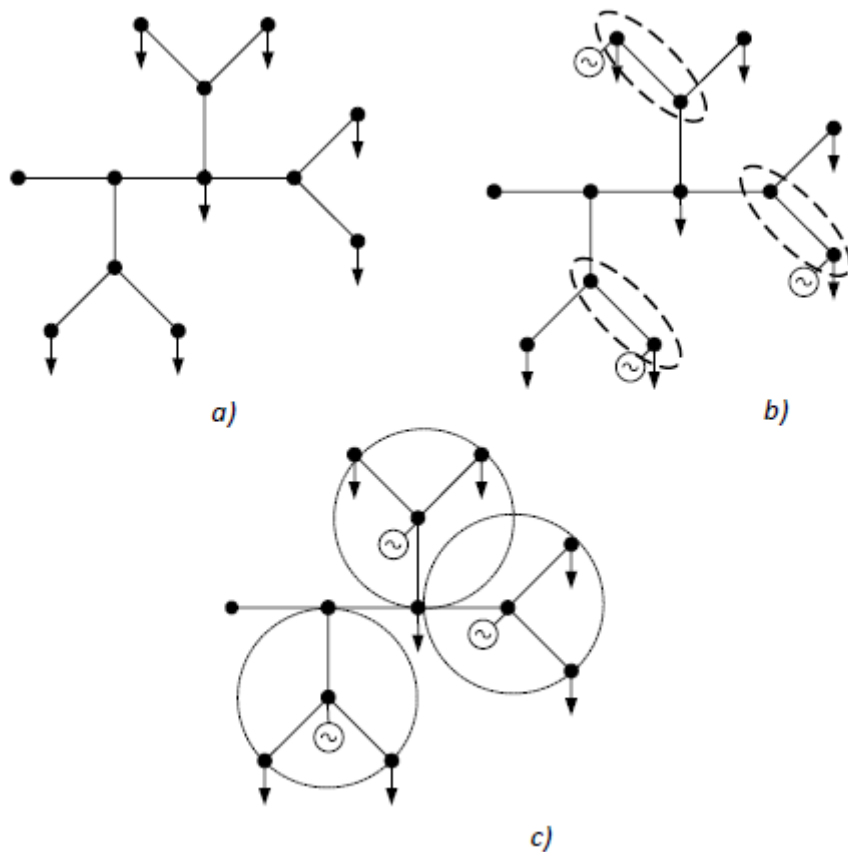


Рисунок 1.3 – Види принципових схем пасивної та активних мереж

На варіанті (b) відображене бажання споживача у власних цілях максимально використовувати потенціал генерації, а в варіанті (c) – бажання мережевої компанії в цілому по мережі досягти максимального ефекту. На рисунках (b,c) показані райони прилеглої мережі для кожного вузла генерації (або керованої компенсації реактивної потужності), режим напруги якого за результатами непрямих вимірювань може контролюватись на основі локальних параметрів.

Основою регулювання напруги для пасивної мережі (a) являється метод зустрічного регулювання, який при зростанні навантаження полягає у підвищенні напруги в центрах живлення та його зниженні при зменшенні навантаження, а також за рахунок використання засобів локального регулювання напруги. Даний процес регулювання повністю регламентується мережевою компанією відповідно згідно вимог безпеки експлуатації та якості напруги в електричній мережі.

Розподільчі мережі відрізняються від магістральних живильних менш удосконаленою телемеханікою (низьке спостереження мережі), меншою кількістю джерел реактивної потужності, тому контроль стану режиму напруги відбувається не в режимі реального часу. Аналіз змін відбувається при спостереженні шляхом збору на певному інтервалі часу (місяць, квартал, рік) параметрів режиму роботи. Звідси режим управління ґрунтується на попередніх розрахунках режимів роботи мережі та обґрунтуванні оптимальних законів регулювання для центрів живлення.

Як приклад, звернемося до району мережі ПС 110 кВ Західно-Хмельницька (рисунок 1.4). Система регулювання напруги на ПС 110 кВ Західно-Хмельницька має бути побудована за умов забезпечення:

- мінімального відхилення напруги у найвіддаленішого споживача у режимі максимальних навантажень (рисунок 1.4, а);
- мінімального відхилення напруги у найближчого споживача у режимі мінімальних навантажень (рисунок 1.4, б);
- мінімум втрат активної потужності в обох режимах.

Розвиток системи регулювання напруги розподільних мереж України відбувалося в умовах низької спостережуваності. Класична постановка завдання розрахунку встановленого режиму являється мало придатною для моделювання поточних та ретроспективних режимів РС через малу кількість точної інформації про навантаження в вузлах.

Для розрахунків поточних та ретроспективних режимів широко використовувались постановка задачі, при якій була відома потужність головної ділянки мережі, а в ході розрахунку визначаються навантаження вузлів на основі потужності головної ділянки з урахуванням втрат в елементах мережі та додаткової інформації про навантаження (номінальної потужності трансформатора, від якого живиться навантаження, коефіцієнти завантаження трансформаторів, пропуску електроенергії через трансформатори). Існують різні підходи до вирішення задачі моделювання режиму в такій постановці [8,10].

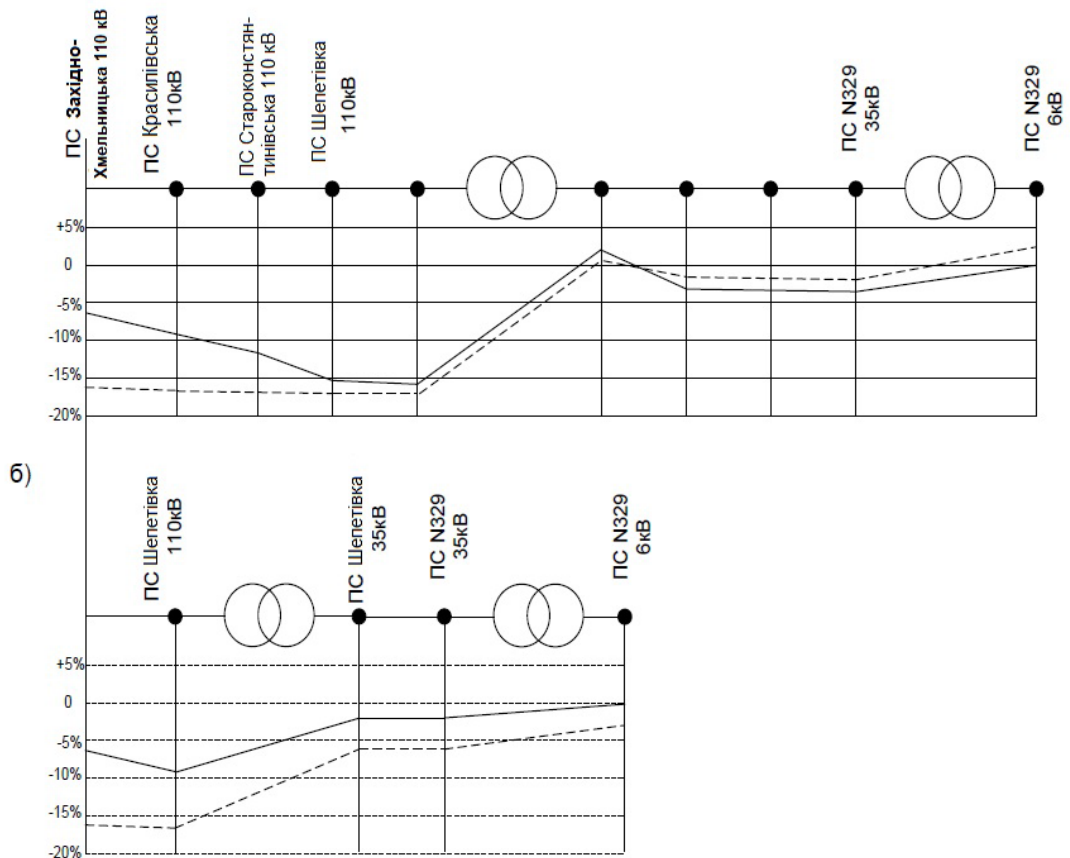


Рисунок 1.4 – Діаграма розподілу напруги а) діаграма найвіддаленішого від ЦЖ вузла б) діаграма найближчого від ЦЖ вузла.

У зв'язку з використанням при моделюванні режимів пристроїв телемеханіки, крім величини потужності на головній ділянці іноді відомі значення вимірних струмів, напруг, та значення потужності в проміжних елементах РС. Однак говорити про надмірність телевимірювань і повну спостережливість мережі зазвичай не доводиться. Відповідно для застосування класичних методів оцінки стану [3] необхідно використати додаткову інформацію про навантаження вузлів [4]. Надається перспективним використання даних про електроспоживання, що є в підсистемах енергозбутової діяльності, а також інформації з підсистем АСКУЕ та сучасних переносних аналізаторів якості напруги.

Найбільш автоматизованою та розвиненою є система регулювання напруги в західних країнах. Починаючи з 90-х років, у Європі та США активно

розвивається напрямок децентралізації управління режимом розподільних мереж, а зокрема - децентралізована система регулювання напругою з урахуванням участі розподіленої генерації.

Використання децентралізованої системи управління розвивалося поетапно:

1 етап – розробка локальних пристроїв регулювання напруги з максимальним використанням локальної інформації;

2 етап – розробка інтелектуальних систем координації локального рівня суміжних локальних регуляторів;

3 етап – розробка інтелектуальних систем координації районного (кластерного) рівня, що утворюють систему регулювання цілими районами мережі.

На сьогоднішній день активно ведеться розробка інтелектуальних систем кластерного рівня, який включає вітрові, сонячні генератори і накопичувачі електроенергії.

Технології децентралізованого регулювання напруги як для локального, так і для кластерного рівнів розроблялися Hadsaid N., Chamorro H.R., Rios M. A., T. Tran-Quoc і т.д [12, 13, 14, 17, 19].

У технології децентралізованого регулювання пропонується замінити традиційну централізовану систему, яка використовує метод зустрічного регулювання, автоматичною інтелектуальною системою, що адаптується під склад обладнання в мережі.

На локальному рівні регулювання вирішуються такі задачі:

- Забезпечення оптимальних режимів роботи обладнання;
- Підтримання рівнів напруг суміжних вузлів;
- Передача інформації про режим роботи та рівень напруг району регулювання координуючого регулятора;
- Прийом та виконання керуючих впливів координуючого регулятора.

На рівні координації локальних регуляторів:

- Отримання та аналіз інформації, що надходить від локальних регуляторів;
- Координація локальних регуляторів для підтримки рівнів напруги в необхідних межах;

- Оптимізація втрат активної потужності у районі.

Прийом та виконання керуючих впливів кластерного регулятора.

На кластерному рівні:

- Отримання та аналіз інформації, що надходить від координуючих регуляторів;
- Управління координуючими регуляторами для підтримки рівнів напруги в необхідних межах та балансу активної потужності кластера;
- Оптимізація втрат активної потужності у мережі.

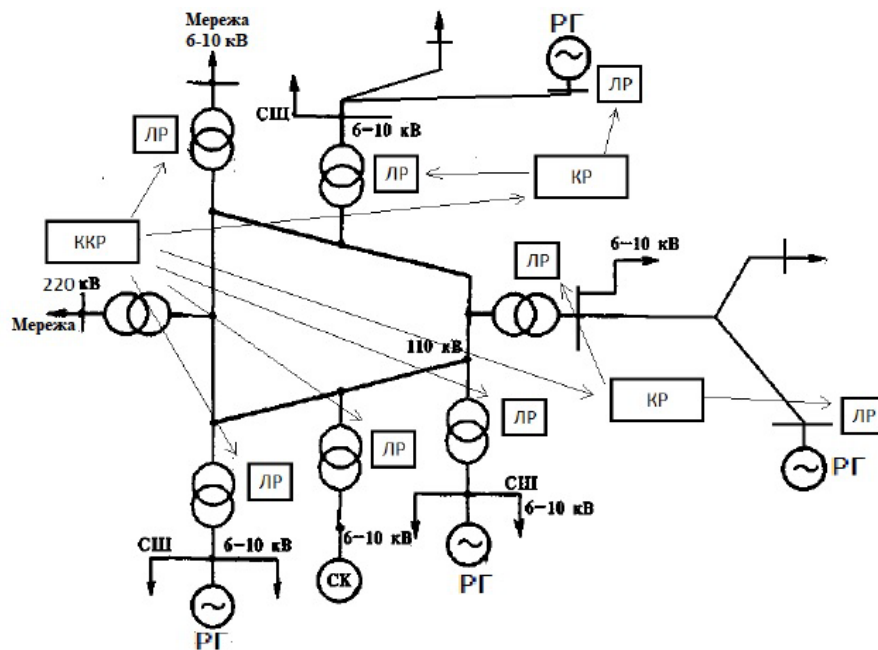


Рисунок 1.5 – Принципова схема розташування та взаємодії регуляторів у розподільній мережі, ЛР – локальний регулятор; КР – координуючий регулятор; ККР – кластерний координуючий регулятор

Основними елементами локального регулятора є контролер управління засобами регулювання напруги у вузлі, в якому закладені основні закони управління, засновані на типі та параметрах устаткування, що використовується, і контролер регулювання напруги. Сучасні контролери

регулювання напруги мають штучний інтелект і мають структуру, зображену на рисунку 1.6.

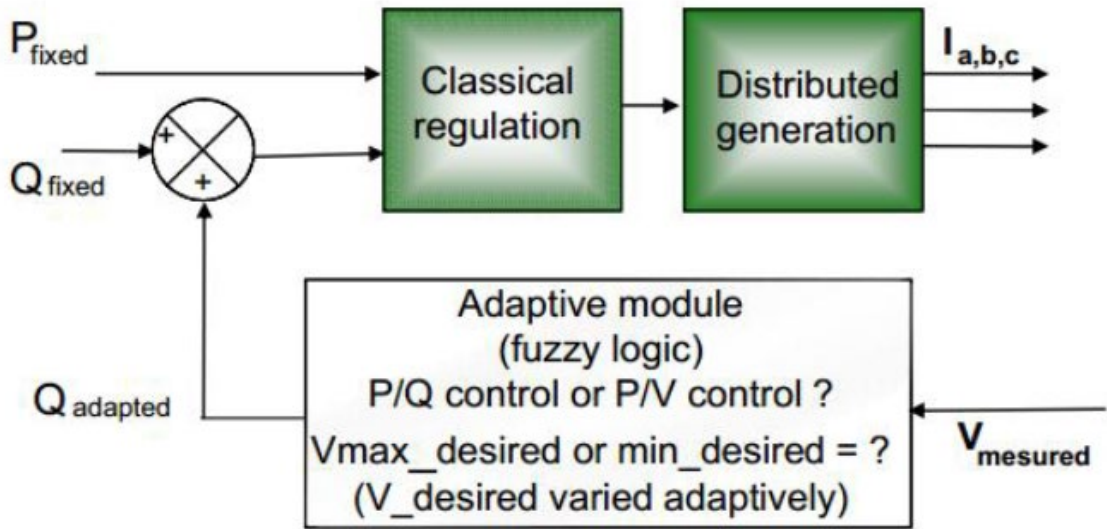


Рисунок 1.6 – Структура інтелектуального локального регулятора (для генератора)

Координуючий регулятор необхідний за наявності кількох регуляторів, наприклад, розподілена генерація та РПН трансформатора. Маючи складнішу систему визначення керуючих впливів, що включає управління РПН трансформатора та ін, координуючий регулятор здійснює регулювання напруги з урахуванням пріоритету використання різних типів регуляторів.

Кластерний координуючий регулятор працює з контролем як напруги, а й частоти, підтримуючи перехід на ізольовану роботу мережі.

Регулювання напруги в мережі відбувається пошуком оптимального впливу на локальні і координуючі регулятори. Контролюючи безліч напруг вузлів U_j у мережі та оцінюючи реакцію напруги зміну генерації реактивної ΔQ_j : чи активної потужності ΔP_j , вирішується завдання придушення відхилень напруги найближчим регулятором, тобто завдання селективності. Цільова функція такого завдання:

$$\sum_{j=1}^k \frac{\Delta Q_j}{\Delta U_i} + \sum_{j=1}^k \frac{\Delta P_j}{\Delta U_i} + \sum_{m=1}^n \frac{\Delta k_m}{\Delta U_i} \rightarrow \min$$

где Δk_m - зміна коефіцієнтів трансформації трансформаторов.

У важких і післяаварійних режимах кластерний координуючий регулятор працює за попередньо визначеним алгоритмом, адаптуючи керуючі впливи режимної ситуації, тобто. існує деяка сітка рішень певних інцидентів. Керуючі впливи (збільшення потужності генераторів, відключення споживачів) адаптуються відповідно до балансу активної та реактивної потужностей.

Також система взаємодії та координації локальних регуляторів можна побудувати за принципом мультиагентного управління [90], тобто. локальні регулятори, вузли споживання сприймаються як агенти, які взаємодіють між собою через спеціальну інформаційну платформу. Архітектура мультиагентної системи представлена рисунку 1.7.

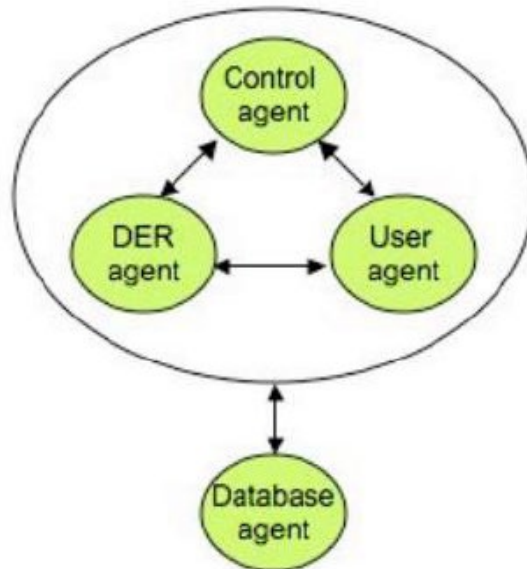


Рисунок 1.7 – Схема взаємодії агентів в мультиагентній системі

Як показано на рисунку, система визначає чотири типи агентів, саме: управляючий агент (Control Agent), розподілена генерація (DER-agent), споживач (UserAgent), база даних (Database Agent). У роботі мультиагентної системи кожен агент має унікальні цілі та обов'язки. При спільній роботі всі агенти працюють у напрямку досягнення загальної мети, яка полягає у підтримці якості та надійності мікроенергосистеми.

До обов'язків ControlAgent входить контроль напруги та частоти в мережі, оцінка режиму, виявлення порушень та позаштатних ситуацій. Основними

об'єктами управління є локальні регулятори та головний вимикач, за допомогою якого мережа може бути ізольована від енергосистеми.

DERagent відповідає за зберігання DER-інформації, контроль та керування генерованої потужності, стан (відключене/включене) об'єкта. DER-інформація може включати ідентифікаційний номер розподіленого генератора, тип (сонячний генератор, мікротурбіна, паливний елементи тощо), номінальна потужність (кВт), доступність палива, функція вартості або ціни електроенергії, за якою користувачі (власники) погоджуються продати, і навіть стан генератора, тобто. показники надійності функціонування.

User Agent виступає як шлюз, який робить користувачів активними учасниками енергосистем. Агент відповідає за надання користувачам у режимі реального часу інформації, а також контролює споживання електроенергії. User Agent дозволяє споживачеві керувати своїм рівнем навантажень.

Database Agent відповідає за зберігання даних та інформації, а також запис повідомлень, переданих агентами. База даних забезпечує доступ до даних для інших агентів та користувачів.

Першим етапом роботи мультиагентної системи є ідентифікація агентів відповідно до наведених вище категорій.

Після стадії ідентифікації агентів та присвоєння їм певних обов'язків та ролей відбувається стадія ініціалізації всієї мережі. У ході якої відбувається присвоєння кожному агенту свого IP адреси, знаходяться пов'язані і впливають один на одного агенти, тобто. для кожного User Agent та DER agent повинен бути визначений свій Control Agent.

Після ініціалізації певної кількості User та DER агентів з одним Control Agent, Control Agent починає отримувати вимірювання режимних параметрів та іншу інформацію від цих агентів.

Управління режимом агрегатів та вузлів навантаження відбувається згідно з структурною схемою та діаграмою, представленою на малюнку 1.6.

Управління режимом мережі агентом управління (Control Agent) відбувається за аналогічним алгоритмом оптимального розподілу впливу керуючого кластерного координуючого регулятора.

В останні роки інтелектуальні системи та автономні агенти становлять великий інтерес для управління електроенергетичними системами. Jennings [84] описує загальний випадок використання агентів в системах управління. В [86] мультиагентний підхід представлений для завдань відновлення розподільчих електричних мереж з одним джерелом живлення. Це спонукає використання агентів на різних рівнях управління, наприклад, для агентів живильних ліній і агентів навантаження. Такий підхід створює ідеї про спільне ієрархічне та розподілене управління. Автори [12] пропонують використовувати агентів сервісно-орієнтованим чином для розробки електроенергетичних додатків, особливо в контексті переходу розуміння енергії як продукту до послуги. Solanki і співавтори [16] представляють мультиагентний механізм для ізолюваної роботи розподільчих систем з РГ. Для підтримки енергетичного балансу пропонується механізм відключення навантаження, що знаходиться під напругою.

У Данії було розроблено динамічну платформу ПЗ реалізації автономного місцевого управління електроенергетичними системами з високим проникненням РГ. Створено проміжне програмне забезпечення для забезпечення зв'язку в режимі реального часу, а також механізм залучення агентних технологій для оцінки ситуації при управлінні. Представлено повністю децентралізований та сервісно-орієнтований підхід, при якому автономні агенти представляють фізичні компоненти енергосистеми, такі як РГ (агенти РГ), електричні навантаження (агенти навантаження) та відключення навантаження (агенти ВІН). У цьому підході агенти РГ беруть участь у наданні послуг з регулювання, а агенти навантаження у наданні послуг з відключення навантаження для забезпечення балансу потужності. Вимкнення навантаження виконується, коли не вистачає доступних послуг регулювання для відновлення балансу енергії в ізолюваній підсистемі.

Важливим аспектом даного підходу є те, що надання нерегулярної потужності від РГ для балансу потужності та відключення навантаження виконується сервісно-орієнтованим чином. Як послуги агенти РГ вибирають регулювання, а агенти навантаження – відключення самих себе. Це дуже важливо для реалізації інноваційних архітектур типу мікромереж та віртуальних електростанцій, де електричні силові компоненти належать різним власникам, зі специфічними економічними інтересами, та потребує можливості вільного підключення та подальшої роботи [15].

Переваги методу мультиагентного управління:

- Простота моделі управління, тобто. всі суб'єкти мають свою категорію, що інтегрує всі моделі управління для певного типу суб'єкта.
- Можливість вільної передачі інформації не тільки про технологічний режим, а й інформації про ціни, зміну можливостей та бажань конкретного споживача.

1.3. Розвиток засобів регулювання напруги

Регулювання напруги на шинах електростанції безпосередньо турбо або гідрогенераторами є супутньою функцією для електростанції і згодом особливо не змінилася. У той час як спосіб регулювання напруги за допомогою компенсуючих пристроїв розвивається, виходячи з великої ефективності компенсації реактивної потужності поблизу центрів навантажень. Принципова схема підключення компенсуючих пристроїв до мережі та діаграма напруги представлені на рисунку 1.8.

Відомо, що найбільш економічним засобом для компенсації реактивної потужності є конденсаторні батареї (БСК). Але при необхідності компенсації навантажень з швидкозмінною реактивною потужністю застосовується повсюдно регулювання потужності конденсаторної батареї шляхом підключення і відключення її секцій за допомогою механічних вимикачів виявляється скрутним, а часто і неможливим у зв'язку з високою вартістю,

малою швидкістю і високим механічним зношуванням а також ступінчастим характером регулювання потужності батареї.

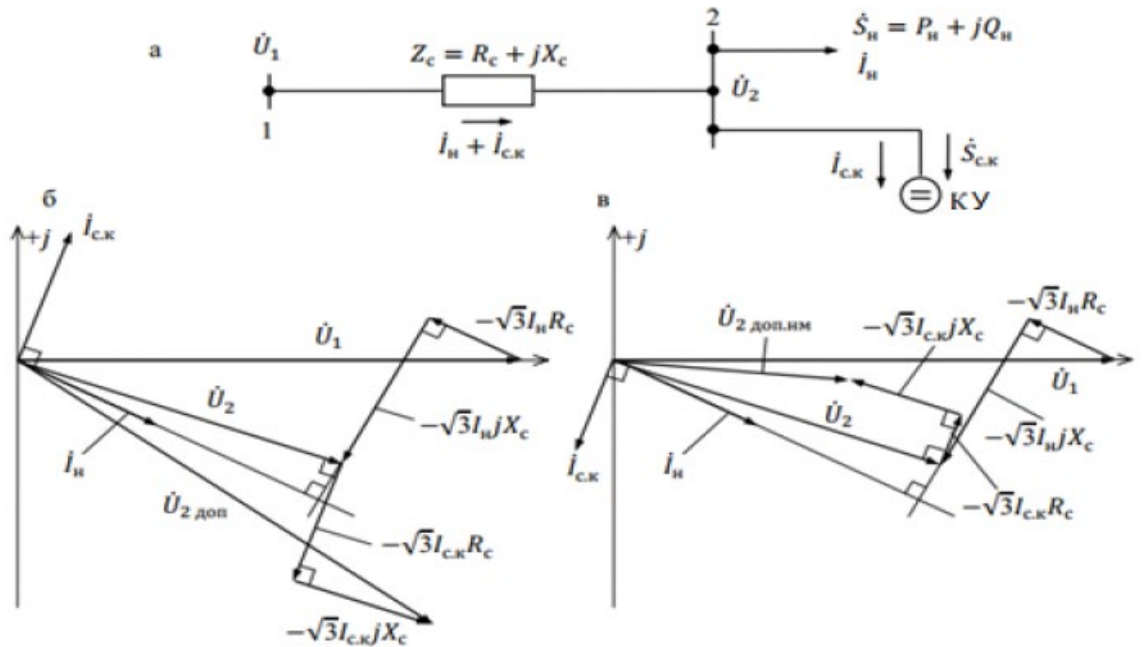


Рисунок 1.8 – Режими роботи компенсуючих пристроїв:

а – включення синхронного компенсатора; б, векторні діаграми компенсуючого пристрою при перезбудженні і недозбудженні відповідно.

За наявності швидких і різко змінних навантажень ефективно застосування статичних компенсаторів реактивної потужності (СКРП), що забезпечують можливість без інерційного регулювання реактивної потужності. СКРП забезпечують одночасно компенсацію реактивної потужності та симетрування напруги мережі. Вони складаються з керованої частини, що забезпечує регулювання реактивної потужності та енергетичних фільтрів, що забезпечують фільтрацію вищих гармонік струму нелінійного навантаження.

Статичні компенсуючі пристрої мають наступні переваги:

- а) висока швидкість зміни реактивної потужності;
- б) достатній діапазон регулювання реактивної потужності;
- в) можливість видачі та споживання реактивної потужності;

г) мінімальні спотворення напруги живлення.

В даний час відома велика кількість варіантів схем СКРП, які поділяють на три групи:

- 1) Мостові джерела реактивної потужності з індуктивним накопичувачем за постійного струму;
- 2) Реактори насичення з нелінійною вольт-амперною характеристикою;
- 3) Реактори з лінійною вольт-амперною характеристикою і послідовно включеними зустрічно-паралельними керованими вентилями.

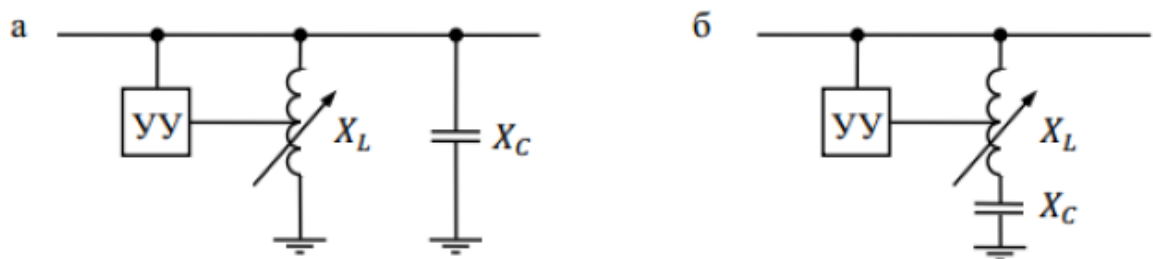


Рисунок 1.9 – Принципова схема СТК з паралельним (а) та послідовним (б) включенням керованого реактора

В останнє десятиліття в усьому світі набирають популярності технології гнучких (керованих) ліній електропередач змінного струму (FACTS), що містять сучасні багатофункціональні пристрої та, зокрема, пристрої регулювання реактивної потужності – СТАТКОМ. СТАТКОМ є керований статичний пристрій, виконаний за схемою перетворювача напруги (ПН), включене в електричну мережу паралельно. На базі такого ПН можуть бути реалізовані інші пристрої FACTS: вставка постійного струму (ВПС), керована поздовжня компенсація (КПК), об'єднаний регулятор потоків потужності (ОРПП), компенсатори активно-реактивної потужності (КАРП).

Принцип роботи ПН ідентичний принципу роботи агрегатів безперебійного живлення: з напруги джерела постійного струму за рахунок широтноімпульсної модуляції та використання фільтра гармонік формується напруга синусоїдальна частотою $50 \text{ Гц} \pm 3 \text{ Гц}$. Принципова схема пристрою зображено на рисунку 1.10.

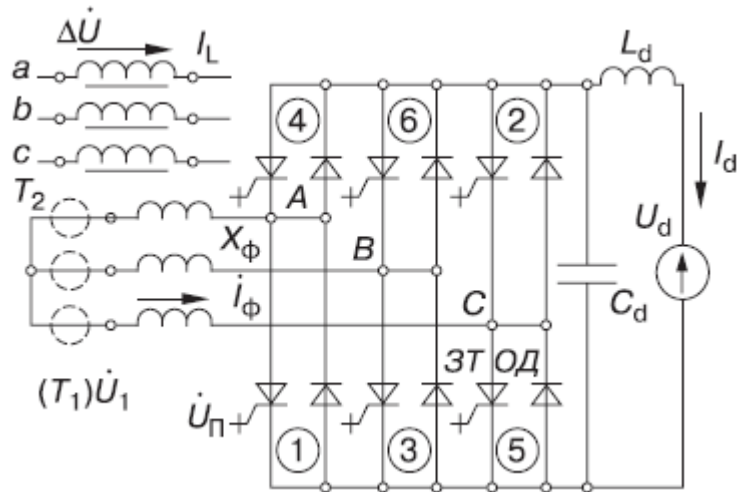


Рисунок 1.10 – Схема перетворювача СТАТКОМ

ПН складається з шести плечей, що включають зустрічно-паралельні тиристори які замикаються ЗТ і зворотні діоди ОД. Система управління забезпечує тривалість провідного стану кожного плеча, рівну 180° (осі 1, 2, 3 малюнок 1.11). Імпульси управління надходять на тиристори ЗТ, що замикаються, через 60° з черговістю 1 – 2 – 3 – 4 – 5 – 6. При такому управлінні на затискачах А, В і С ПН формуються напруги у вигляді прямокутників U_{AB} , U_{BC} та U_{CA} (осі 4, 5, 6), перші гармоніки фазних напруг яких рівні: $U_A = U_B = U_C = U_n - 2/\pi \cdot U_d$,

де U_d – напруга джерела постійної ЕРС; U_n - напруга перетворювача.

Змінюючи кут управління тиристорів, що замикаються, і тим самим фазове положення вектора ЦЖ по відношенню до вектора мережі U_b а також значення $U_{П}$ за рахунок регулювання u_d , отримуємо випрямний (рисунок 1.12 а), інверторний (рисунок 1.12 б) і компенсаторний (рисунок 1.12 в) режими роботи перетворювача.

Розглянемо інший пристрій управління з урахуванням ПН - об'єднаний регулятор потоків потужності (ОРПП).

Два комплекти ПН об'єднуються паралельно за постійної напруги (рисунок 1.13). При цьому ПН₁ підключається до лінії (шин ПС) паралельно, а вихідна змінна напруга ПН₂ через трансформатор Т₂ включається послідовно в лінію, утворюючи додатковий послідовний вектор напруги DU, величина і фаза

якого змінюються за допомогою систем управління ПН₁ і ПН₂ у широких діапазонах по відношенню до синхронізуючої напруги U_1 .

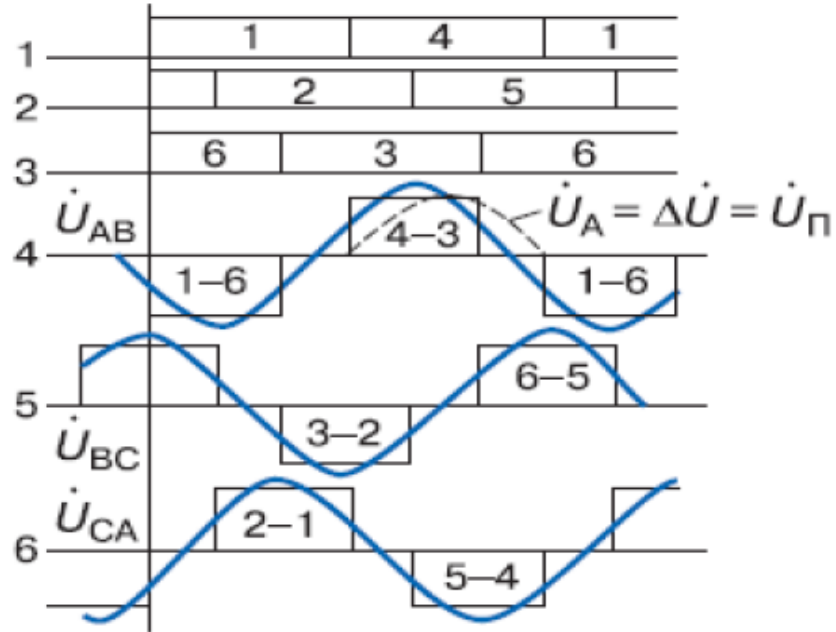


Рисунок 1.11 – Графіки вихідних напруг перетворювача СТАТКОМ

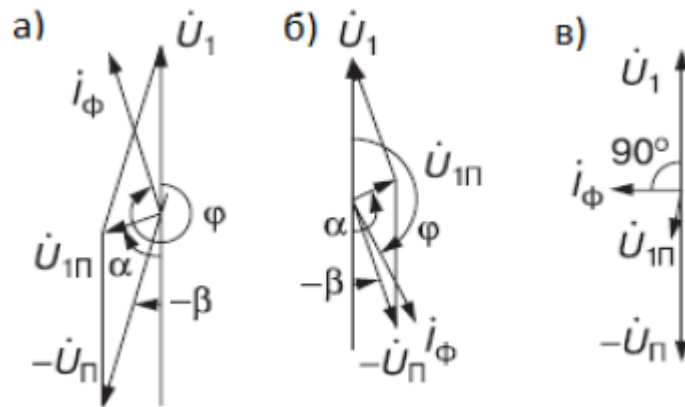


Рисунок 1.12 – Режимы роботи перетворювача СТАТКОМ

а) випрямляючий; б) інверторний; в) компенсаторний

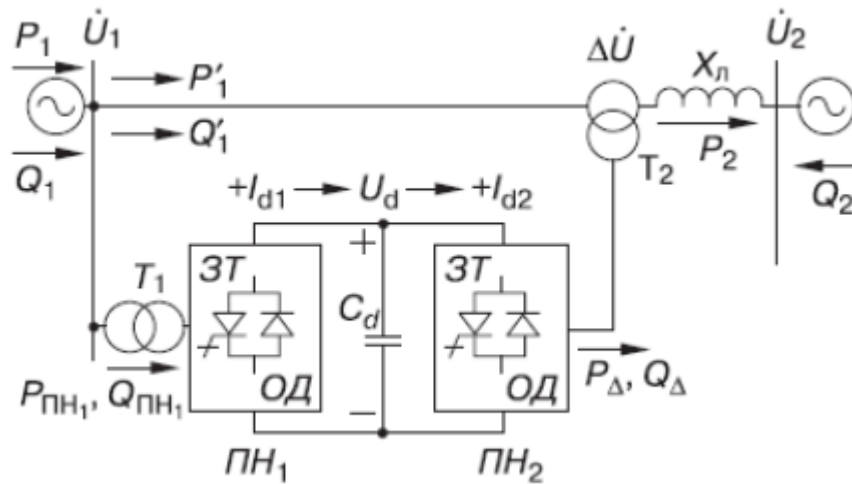


Рисунок 1.13 – Принципова схема пристрою ОРПП

Висновки по першому розділу

При модернізації електроенергетики на нових принципах провідна роль відводиться електричній мережі як структурі, що забезпечує надійний зв'язок генерації і споживача. Нові технології, що застосовуються в мережах, що забезпечують адаптацію характеристик обладнання до режимної ситуації, активну взаємодію з генерацією та споживачами, дозволяють створити систему, що ефективно функціонує, в яку вбудовуються сучасні інформаційно-діагностичні системи, системи автоматизації управління всіма елементами, включеними в процеси виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії.

РОЗДІЛ 2

МОДЕЛІ ТА АЛГОРИТМИ РІШЕННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ВУЗЛІВ РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Розімкнені електричні мережі 6-10-35 кВ нормальних режимах мають деревоподібну структуру з одним центром живлення (ЦЖ), джерелом на якому є двообмотковий трансформатор 35/10(6) кВ або 110/10(6) кВ або триобмотковий трансформатор 110/35/10(6) кВ. Переважна більшість сучасних силових трансформаторів оснащені пристроями регулювання під навантажень (РПН) або пристроями перемикачів без збудження (ПБЗ). І ті й інші дозволяють змінювати включені в роботу числа витків обмоток (як правило високої напруги) з метою регулювання коефіцієнта трансформації. Використані стандартні схеми заміщення дво- та триобмоткового трансформатора, представлені на рис. 2.1, де прийняті наступні позначення: $\dot{U}_{ВН}, \dot{U}_{СН}, \dot{U}_{НН}$ – напруга вузлів вищої, середньої та нижчої напруги; $\dot{U}_{СТ}$ – напруга «середньої точки» для схеми триобмоткового трансформатора; ΔS_x – потужність шунта намагнічування.

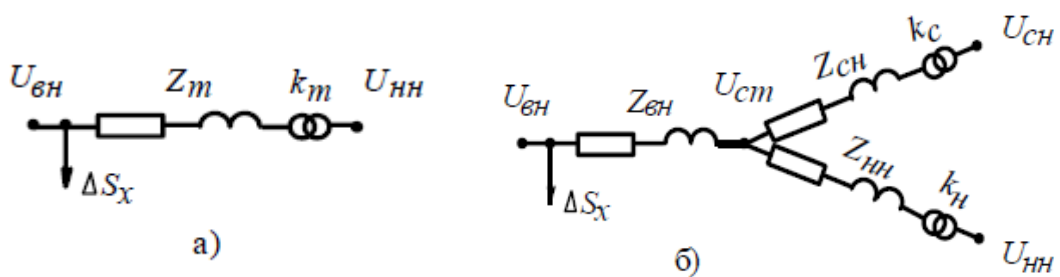


Рисунок 2.1 - Схеми заміщення двообмоткового (а) та триобмоткового (б) трансформаторів

2.1 Регулювання окремого двообмоткового трансформатора

Мета завдання – визначення оптимального положення перемикача, при якому забезпечується необхідна напруга вузла нижчої напруги.

Основне припущення при регулюванні трансформатора: незмінними вважаються напруга вузла живлення (вузла вищої напруги) і падіння напруги на трансформаторі. Це припущення цілком правомірно, оскільки завдання розглядається на безлічі положень перемикача, а чи не безлічі режимів мережі.

Технічні характеристики трансформатора: $U_{номВН}$, $U_{номНН}$ – відповідно номінальна вища та нижча напруга; n_{max} – кількість положень перемикача в один бік від середнього становища; α – крок регулювання у відсотках. Задане положення перемикача n повинне задовольняти умові:

$$-n_{max} \leq n \leq n_{max} \quad (2.1)$$

Коефіцієнт трансформації визначається:

$$k_T = \frac{U_{номВН}}{U_{номНН}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot n}{100}\right). \quad (2.2)$$

Падіння напруги в трансформаторі:

$$\Delta \dot{U} = \dot{U}_{ВН} - k_T \dot{U}_{НН}. \quad (2.3)$$

Відповідно для оптимального положення перемикача:

$$k_{T_{opt}} = \frac{U_{ном ВН}}{U_{opt НН}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot n_{opt}}{100}\right). \quad (2.4)$$

де $k_{T_{opt}}$ - оптимальний коефіцієнт трансформації; $U_{opt НН}$ – модуль оптимальної напруги вузла нижчої напруги; n_{opt} - оптимальне положення перемикача:

$$-n_{max} \leq n_{opt} \leq n_{max} \quad (2.5)$$

З урахуванням основного припущення із співвідношення (2.3) одержимо:

$$k_T \dot{U}_{НН} = \dot{U}_{ВН} - \Delta \dot{U} = const : \quad (2.6)$$

звідкіля випливає:

$$k_T \dot{U}_{НН} = k_{T_{opt}} \dot{U}_{opt НН}. \quad (2.7)$$

Шукана величина n_{opt} визначається із співвідношень (2.2), (2.4) і (2.7).

Позначимо

$$\theta = \frac{U_{НН}}{U_{opt НН}} = \frac{k_{T_{opt}}}{k_T} = \frac{100 + \alpha \cdot n_{opt}}{100 + \alpha \cdot n}. \quad (2.8)$$

З урахуванням цілочисельності n знаходимо:

$$n_{opt} = \text{round}\left(\theta \cdot n + \frac{100}{\alpha} \cdot (\theta - 1)\right). \quad (2.9)$$

Формулу (2.9) можна як математичну модель регулювання напруги на двохобмотковому трансформаторі.

Для зручності подальшого викладу введемо функцію

$$R(\theta, n, \alpha) = \text{round}\left(\theta \cdot n + \frac{100}{\alpha} \cdot (\theta - 1)\right). \quad (2.10)$$

Можна записати

$$n_{opt} = R(\Theta, n, \alpha). \quad (2.11)$$

Необхідно перевірити межі регулювання трансформатора і при необхідності встановити значення n_{opt} на межу відрізка:

якщо $n_{opt} < -n_{max}$, то присвоїти $n_{opt} := -n_{max}$;

якщо $n_{opt} > n_{max}$, то присвоїти $n_{opt} := n_{max}$. (2.12)

Якщо вихідне значення n не є оптимальним, то формула (2.9) або (2.11) завжди дає значення n_{opt} , краще ніж n , проте і це нове значення не завжди виявляється оптимальним, тому необхідно провести перерахунок режиму при $n = n_{opt}$ і повторно обчислити n_{opt} ; критерієм закінчення цього ітераційного процесу є умова нерухомості:

$$n = R(\Theta, n, \alpha). \quad (2.11)$$

Зазначимо, що немає сенсу виконувати перерахунок режиму всієї мережі, достатньо перерахувати режим тільки даного трансформатора при фіксованному значенні \dot{U}_{BH} . Зазначимо також що при $U_{opt\ HH} = U_{HH}$ вихідне значення n оптимально і явється нерухомою точкою функції R .

На підставі викладеного пропонується наступний алгоритм.

Алгоритм 1. Регулювання напруги на окремому двообмотковому трансформаторі.

Параметри: $n, n_{max}, \Theta, \alpha, n_{opt}$.

Крок 1. Обчислити n_{opt} за формулою (2.11).

Крок 2. Виконати перевірку за правилом (2.12).

Крок 3. Якщо $n = n_{onm}$ перейти на Кінець.

Крок 4. Присвоїти $n := n_{onm}$.

Крок 5. Перерахувати режим трансформатора; перейти до кроку 1.

Кінець алгоритму.

2.2 Регулювання окремого триобмоткового трансформатора

Мета завдання – визначення оптимальних положень перемикачів регулюючих пристроїв, при яких забезпечується найбільш сприйнятна напруга у вузлах середньої та нижчої напруги триобмоткового трансформатора.

Існують такі варіанти розташування регулюючих пристроїв:

- 1) В – пряме регулювання на стороні вищої напруги.
- 2) ВС - пряме регулювання на стороні вищої напруги та зворотне на боці середньої напруги.
- 3) ВН – пряме регулювання на вищій напругі і зворотне за нижчої напруги.

У випадках ВС та ВН необхідно розрізняти два варіанти регулювання: оперативний та сезонний.

Це пов'язано з тим, що на стороні вищої напруги встановлюється пристрій РПН (регулювання під навантаженням), який можна регулювати в будь-який час, а на стороні середньої або нижчої напруги – пристрій ПБЗ (перемикання без збудження), доступне лише при відключеному трансформаторі. З цієї причини при оперативному регулюванні використовується лише пристрій РПН і, у цьому випадку, варіанти ВС та ВН зводяться до В.

Розглянемо спочатку варіант ВН.

Позначимо технічні характеристики трансформатора:

$U_{номВН}$, $U_{номСН}$, $U_{номНН}$ – відповідно номінальна вища, середня та нижча напруга;

$n_{B\max}$, $n_{C\max}$ – кількість положень перемикача в один бік від середнього положення відповідно на боці вищої та середньої напруги; у разі В можна покласти $n_{C\max} = 0$;

α_B , α_C – крок регулювання у відсотках;

розрахункові та задані величини:

\dot{U}_{BH} , \dot{U}_{CT} , \dot{U}_{CH} , \dot{U}_{HH} – відповідно напруга вузла вищої напруги, середньої точки, середньої та нижчої напруги;

n_B , n_C – задане положення перемикача, відповідно на боці вищої та середньої напруги; має задовольняти умовам:

$$-n_{B\max} \leq n \leq n_{B\max}; \quad (2.14)$$

$$-n_{C\max} \leq n \leq n_{C\max}; \quad (2.15)$$

k_H – коефіцієнт трансформації на стороні низької напруги,

$$k_H = \frac{U_{номBH}}{U_{номHH}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_B \cdot n_B}{100} \right); \quad (2.16)$$

k_C – коефіцієнт трансформації на стороні середньої напруги,

$$k_C = \frac{U_{номBH}}{U_{номHH}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_C \cdot n_C}{100} \right); \quad (2.17)$$

$\Delta \dot{U}_C$ – падіння напруги на гілці середнього напруги:

$$\Delta \dot{U}_C = \dot{U}_{CT} - k_C \dot{U}_{CH}; \quad (18)$$

$\Delta \dot{U}_H$ – падіння напруги на гілці нижчої напруги:

$$\Delta \dot{U}_H = \dot{U}_{CT} - k_H \dot{U}_{HH}; \quad (19)$$

$U_{онтCH}$, $U_{онтHH}$ – модуль оптимальної напруги відповідально вузла середньої та нижчої напруги;

$n_{онтB}$, $n_{онтC}$ – оптимальне положення перемикача відповідно на гілках вищої та середньої напруги:

$$-n_{B\max} \leq n_{онтB} \leq n_{B\max}; \quad (2.20)$$

$$-n_{C\max} \leq n_{онтC} \leq n_{C\max}; \quad (2.21)$$

$k_{C\text{онт}}$, $k_{H\text{онт}}$ – оптимальний коефіцієнт трансформації:

$$k_{C\text{онт}} = \frac{U_{номBH}}{U_{онтCH}} \cdot \left(1 + \frac{100 + \alpha_B \cdot n_{онтB}}{100 + \alpha_C \cdot n_{онтC}} \right); \quad (2.22)$$

$$k_{H\text{ onm}} = \frac{U_{\text{ном BH}}}{U_{\text{онм HH}}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_B \cdot n_{\text{Bonm}}}{100} \right). \quad (2.23)$$

При оперативному регулюванні треба покласти $n_{\text{онмC}} = n_C$. Тоді на гілках середнього та нижчого напруги виникають такі ж умови, як на двообмотковому трансформаторі. З урахуванням основного допуску, з (2.18) та (2.19) маємо:

$$k_C \dot{U}_{CH} = \dot{U}_{CT} - \Delta \dot{U}_C = \text{const}; \quad (2.24)$$

$$k_H \dot{U}_{HH} = \dot{U}_{CT} - \Delta \dot{U}_H = \text{const}. \quad (2.25)$$

Тоді

$$k_{\text{Conm}} \dot{U}_{\text{онмCH}} = k_C \dot{U}_{CH}; \quad (2.26)$$

$$k_{\text{Honm}} \dot{U}_{\text{онмHH}} = k_H \dot{U}_{HH}. \quad (2.27)$$

По гілці середньої напруги із (2.17) та (2.22) знаходимо

$$n_{\text{Bonm}} = R(\Theta_C, n_B, \alpha_B). \quad (2.28)$$

де

$$\theta_C = \frac{U_{CH}}{U_{\text{онмCH}}}. \quad (2.29)$$

По гілці середньої напруги із (2.16) та (2.23) знаходимо

$$n_{\text{Bonm}} = R(\Theta_H, n_B, \alpha_B). \quad (2.30)$$

де

$$\theta_H = \frac{U_{HH}}{U_{\text{онмHH}}}. \quad (2.31)$$

Формули (28) та (30) можуть дати різні значення величини $n_{\text{онмB}}$ тому необхідно знайти компромісне значення, найбільш прийнятне як для вузла як середньої, так і нижчої напруги. Можна запропонувати пошук по зваженому середньому з вагами, рівними активній потужності навантаження:

$$n_{\text{Bonm}} = R(\Theta_C, n_B, \alpha_B). \quad (2.32)$$

де

$$\tilde{\theta}_C = \frac{\theta_C \cdot P_{CH} + \theta_H \cdot P_{HH}}{P_{CH} + P_{HH}}. \quad (3.33)$$

де P_{CH} і P_{HH} - активна потужність навантаження відповідно вузлів середньої і нижчої напруги.

Необхідно перевірити умову (2.20) та за необхідності встановити значення n_{Bonm} на межу допустимого відрізка:

$$\begin{aligned} \text{якщо } n_{Bonm} < -n_{B\max}, \text{ то присвоїти : } n_{Bonm} &= -n_{B\max}; \\ \text{якщо } n_{Bonm} > n_{B\max}, \text{ то присвоїти : } n_{Bonm} &= n_{B\max} \end{aligned} \quad (34)$$

Таким чином, отримуємо алгоритм, аналогічний алгоритму регулювання двообмоткового трансформатора, тому для оперативного регулювання напруги на окремому триобмотувальному трансформаторі типу, ВС, ВН можна використовувати алгоритм 1 з параметрами.

У сезонному варіанті регулювання для трансформатора типу ВС значення n_{Bonm} можна визначити по гілці нижчої напруги (формули 2.30-2.31), а потім n_{Conn} - по гілці середньої напруги.

Для цього треба обчислити змінене значення коефіцієнта трансформації

$$\tilde{k}_C = \frac{U_{ном BH}}{U_{ном CH}} \cdot \left(\frac{100 + \alpha_B \cdot n_{Bonm}}{100 + \alpha_C \cdot n_C} \right); \quad (2.35)$$

і перерахувати напругу:

$$\tilde{U}_{CH} = U_{CH} \frac{k_C}{\tilde{k}_C}, \quad (2.36)$$

Тепер із виразів (2.22), (2.35) та (2.36) можна знайти n_{Conn} :

$$n_{Conn} = R(\tilde{\theta}_C, n_B, \alpha_B), \quad (2.37)$$

де

$$\tilde{\theta}_H = \frac{U_{онмCH}}{\tilde{U}_{CH}}. \quad (2.38)$$

Необхідно перевірити умову (2.21) та за необхідності встановити значення n_{Conn} на межу допустимого відрізка:

$$\begin{aligned} \text{якщо } n_{Conn} < -n_{C\max}, \text{ то присвоїти : } n_{Conn} &= -n_{C\max}; \\ \text{якщо } n_{Conn} > n_{C\max}, \text{ то присвоїти : } n_{Conn} &= n_{C\max} \end{aligned} \quad (2.39)$$

Встановлення значення n_{Conn} на кордоні допустимого відрізка означає, що отримане раніше значення n_{Conn} не оптимально по відношенню до вузла

середньої напруги, тобто не дозволяє отримати оптимальну напругу за рахунок регулювання з боку середньої напруги. У цьому випадку необхідно зафіксувати значення n_{Conn} на межі та повторити регулювання трансформатора за оперативним варіантом.

Отже, отримуємо наступний алгоритм.

Алгоритм 2. Сезонне регулювання напруги на окремому триобмотковому трансформаторі типу ВС.

Крок 1. Обчислити n_{Bonm} за формулами (2.30) - (2.31).

Крок 2. Виконати перевірку за правилом (2.34).

Крок 3. Перерахувати коефіцієнт трансформації та напругу з боку середньої напруги за формулами (2.35) - (2.36).

Крок 4. Обчислити n_{Conn} за формулами (2.37) - (2.38).

Крок 5. Виконати перевірку за правилом (2.39).

Крок 6. Якщо $n_B = n_{Bonm}$ і $n_C = n_{Conn}$, то перейти на Крок 9.

Крок 7. Присвоїти : $n_B = n_{Bonm}$ і $n_C = n_{Conn}$.

Крок 8. перерахувати режим трансформатора; перейти до кроку 1.

Крок 9. Якщо $-n_{Cmax} < n_{conn} < n_{Cmax}$, то перейти на

Кінець.

Крок 10. Зафіксувати значення n_{Conn} і виконати алгоритм 1 з параметрами

, $n_B, n_{Bmax}, \tilde{\theta}, \alpha_B, n_{Bonm}$.

Кінець алгоритму.

Висновки по другому розділу.

Встановлено із проведеного аналізу, що для трансформаторів типу ВН алгоритм регулювання змінюється на симетрично-протилежний: значення n_{Bonm} визначається за гілкою середньої напруги, а n_{Honm} – по гілці нижчої напруги.

ВИСНОВКИ

Регулювання напруги дозволяє не тільки підвищити якість електроенергії, а й покращити хід виробничих процесів на промислових підприємствах: знизити брак продукції, підвищити її якість, збільшити продуктивність праці людей та продуктивність механізмів, а також, в окремих випадках, скоротити втрати енергії.

В даний час завдання регулювання напруги отримали матеріальну основу у вигляді регулюючих та компенсуючих пристроїв.

Питання регулювання напруги завжди приділялося багато уваги, оскільки ефективність цього процесу має велике практичне значення, безпосередньо впливаючи на всі сторони діяльності сучасного суспільства.

Робота присвячена розробці гнучких та надійних систем управління режимами РЕМ у темпі процесу з використанням ЕОМ та застосуванням нових методів та засобів передачі інформації.

Регулювання напруги називають процес зміни рівнів напруги в характерних точках електричної системи за допомогою спеціальних технічних засобів. Історично розвиток методів та способів регулювання напруги та реактивної потужності походив від нижчих ієрархічних рівнів управління енергосистемами до вищих. Зокрема, спочатку використовувалося регулювання напруги у центрах живлення розподільних мереж на районних підстанціях, де зміною коефіцієнта трансформації підтримувалося напругою у споживачів за зміни режиму роботи. Регулювання напруги спочатку застосовувалося також у споживачів і енергетичних об'єктах (електростанціях, підстанціях).

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ EN 50160:2014. «ХАРАКТЕРИСТИКИ НАПРУГИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЗАГАЛЬНОЇ ПРИЗНАЧЕНОСТІ» (EN 50160:2010, IDT)

2. Ананичева С. С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учебное пособие /3-е изд., испр. Екатеринбург: УрФУ. 2012. 93 с.

3. Батюк И., Важная задача энергосбережения снижение потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / Вестник электроэнергетики. – 2000. № 1. – с. 21-25.

4. Бахтазаде Н. Н., Ядыкин И. Б., Максимов Е. М. Мультиагентный подход к разработке систем управления интеллектуальной электроэнергетической системой с активно-адаптивной сетью. Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, Москва 2012 г. 6. Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринцов В.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. [Текст] / Электрические станции. – 1998. - № 9. С. 53-56.

5. Воронин В., Гаджиев М., Шамонов Р. Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС./ Электроэнергия. Передача и распределение» №2. 2012 с.40-47.

6. Герасимов З. С., Меркурьев А. Р. Регулювання напруги у розподільчих мережах. СПб: Північно-Західна філія АТ "ГВЦ Енергетики", 1998. - 76 с.

7. Говоров Ф. П., Довбанок О. І. Ретроспективний аналіз режимів напруги в системах електропостачання міст та промислових підприємств / II Праці IV міжнар. конфер. "Ефективність та якість електропостачання промислових підприємств". - Маріуполь: ПДТУ. – 2000. – С. 141 – 144.

8. Гончук В. В., Горнштейн В. М., Крумм Л. А. та ін. Автоматизація управління енергооб'єднаннями. - М.: Енергія, 1979.

9. Панковська Т. Ю., Чечушков Д. А. Оцінка впливу розташування джерел розподіленої генерації на втрати потужності та рівні напруг у розподільчій мережі. Електроенергетика очима молоді: наукові праці 3 міжнародної

науково-технічної конференції: збірка статей. У 2 т. Єкатеринбург: УРФУ, 2012. Т. 1. с 335-340.

10. Степанов А. С. Місцеві електричні мережі 6-10 кВ: методи та алгоритми розрахунку, аналізу та управління. / Благовіщенськ: АмГУ, 2001.- 136 с.

11. Фішов А. Г. Інтелектуальна електрична мережа - революція у відносинах суб'єктів та управлінні режимами електроенергетичних систем / Збірник доповідей 3-ї міжнародної науково-технічної конференції. – Єкатеринбург 22–26 жовтня 2012 року. Том 1. С. 91–97.

12. Abri R. S. A., El-Saadany E. F., and Atwa Y. M., "Distributed Generation placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a 127 distribution system," in Proc. Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS). 2011.

13. Chowdhury S, Chowdhury S.P. and Crossley P. Microgrids and Active Distribution Networks. / 2009 The Institution of Engineering and Technology-297p.

14. Corsi S. The Secondary Voltage Regulation in Italy. Panel Session on «Secondary Voltage Control» IEEE/PES 2000 Summer Meeting, July 16—20, Seattle, Washington.

15. Jennings N. and Bussmann S. "Agent-based control systems: Why are they suited to engineering complex systems?" Control Systems Magazine, IEEE, vol. 23, no. 3, pp. 61–73, June 2003.

16. Lefebvre H., Fragnier D., Boussion J.Y., Mallet P., Bulot M. Secondary coordinated voltage control system: feedback of EDF. Panel Session on «Secondary Voltage Control» IEEE/ PES 2000 Summer Meeting, July 16—20, Seattle, Washington.

17. Nagata T., Tao Y., Kimura K., Sasaki H., and Fujita H., "A multi-agent approach to distribution system restoration," vol. 2, July 2004, pp. II– 333–II–336 vol.2.

18. Saleem A., Heussen K., and Lind M. “Agent Services for Situation Aware Control of Power Systems with Distributed Generation,” in IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–8, 2009.
19. Sansawatt T., Ochoa L. F. and Harrison G. P., ‘Integrating Distributed Generation Using Decentralised Voltage Regulation’, IEEE Power and Engineering Society General Meeting 2010, 25-29 July 2010, Minneapolis, USA.