

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
канд. техн. наук., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Дослідження параметрів режимів роботи
розподільних електричних мереж з
розосередженими джерелами генерації
електроенергії”

Виконала здобувачка вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-22М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Анастасія МАКСЬОМА
« ____ » _____ 2023 р.
Керівник роботи
канд. техн. наук, професор
_____Лариса Віхрова
« ____ » _____ 2023 р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«___» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Максьоми Анастасії Юріївни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

- Тема роботи (проекту) Дослідження параметрів режимів роботи розподільних електричних мереж з розосередженими джерелами генерації електроенергії
Investigation of the parameters of operating modes of distribution power grids with dispersed sources of electricity generation
- Керівник роботи (проекту) Віхрова Лариса Григорівна, канд. техн. наук., проф.
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)
- Строк подання студентом роботи до захисту 28.12.2023 р
- Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Метою роботи є створення методичних та практичних рекомендацій для забезпечення регулювання напруги в розподільчих електричних мережах, що містять інтегровані джерела розосередженої генерації. Завдання роботи: 1. Провести огляд існуючих методів регулювання напруги в енергосистемах та оцінити їх придатність для застосування в умовах використання розосередженої генерації. 2. Розробити методичні та практичні рекомендації для вдосконалення регулювання напруги в розподільчих мережах з метою забезпечення нормативних меж її відхилень за наявності джерел розосередженої генерації. 3. Розглянути перспективні технічні засоби й методики регулювання напруги для активних розподільчих мереж, що містять генеруючі потужності розосередженого типу.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<i>1</i>	<i>Вступ</i>	<i>10.10.2023</i>	
<i>2</i>	<i>Аналіз сучасних методів регулювання напруги в електричних мережах</i>	<i>13.10.2023</i>	
<i>3</i>	<i>Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з розосередженими джерелами генерації</i>	<i>30.10.2023</i>	
<i>4</i>	<i>Дослідження методів та засобів регулювання напруги в мережах з розосередженими джерелами генерації</i>	<i>15.11.2023</i>	
<i>5</i>	<i>Охорона праці</i>	<i>30.11.2023</i>	
<i>7</i>	<i>Висновки</i>	<i>07.12.2023</i>	
<i>8</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>11.12.2023</i>	
<i>9</i>	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>14.12.2023</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Максьома А.В. Дослідження параметрів режимів роботи розподільних електричних мереж з розосередженими джерелами генерації електроенергії.

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет. – м. Кропивницький, 2023 р.

Метою роботи є створення методичних та практичних рекомендацій для забезпечення регулювання напруги в розподільчих електричних мережах, що містять інтегровані джерела розосередженої генерації

Поява в структурі системи електропостачання локальних джерел енергії обмежує можливість централізованого регулювання напруги. У цьому випадку ефективним заходом забезпечення допустимих відхилень напруги є застосування лінійних стабілізаторів напруги, які застосовуються в розподільчих лініях з інтегрованими джерелами електроенергії.

Звичайні пристрої регулювання напруги з обмеженими комутаційними ресурсами не здатні коректно реагувати на зміни в режимах мереж, особливо за наявності в їх структурі відновлюваних джерел енергії, і спонукають до пошуку нових технологічних рішень, зокрема використання силової електроніки.

У процесі збільшення кількості розосередженої генерації в структурі системи електропостачання, поява накопичувачів енергії, розвиток зарядних станцій для електромобілів досягається шляхом створення систем розподілу активної електроенергії з децентралізованим регулюванням напруги, а саме, впровадженням мультиагентних систем.

Ключові слова: система електропостачання, розосереджені джерела генерації електроенергії

THE SUMMARY

Maksoma A. Investigation of the parameters of operating modes of distribution power grids with dispersed sources of electricity generation

Specialty 141 – "Electric power, electrical engineering and electromechanics". – "Electrical power consumption systems". – Central Ukrainian National Technical University. – Kropyvnytskyi, 2023

The purpose of the work is to create methodical and practical recommendations for ensuring voltage regulation in distribution electric networks containing integrated sources of distributed generation

The appearance of local energy sources in the structure of the power supply system limits the possibility of centralized voltage regulation. In this case, an effective measure to ensure permissible voltage deviations is the use of linear voltage stabilizers, which are used in distribution lines with integrated sources of electricity.

Conventional voltage regulation devices with limited switching resources are not able to respond correctly to changes in network modes, especially in the presence of renewable energy sources in their structure, and encourage the search for new technological solutions, in particular, the use of power electronics.

In the process of increasing the amount of distributed generation in the structure of the power supply system, the appearance of energy storage, the development of charging stations for electric vehicles is achieved by creating active electricity distribution systems with decentralized voltage regulation, namely, the introduction of multi-agent systems.

Keywords: power supply system, distributed sources of power generation

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	10
1.1 Аналіз технічних засобі централізованого регулювання напруги в електричних мережах	10
1.2 Метод зустрічного регулювання напруги	20
1.3 Регулювання напруги за рахунок компенсації реактивної потужності.....	24
Висновки до розділу	33
РОЗДІЛ 2. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРАЦІЇ	34
2.1 Централізоване регулювання напруги в мережах з розосередженою генерацією.....	34
2.2 Використання лінійних регуляторів на лініях електропередачі з розосередженою генерацією	47
2.3 Багатоагентні системи регулювання напруги в електричних мережах.....	53
Висновки до розділу	55
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРАЦІЇ.....	57
3.1 Активні системи розподілу електроенергії	57
3.2 Застосування напівпровідникових силових трансформаторів	62
3.3 Технології FACTS в сучасних електричних мережах	73
Висновки до розділу	81
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ	83
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	85
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	86

ВСТУП

Актуальність теми. Питання контролю напруги в електромережах вимагає дотримання технічних стандартів якості електроенергії згідно з чинними нормами. Це також дозволяє підвищити економічну ефективність функціонування електромереж та електроспоживачів. Регулювання напруги забезпечує стабільність параметрів електропостачання, що є важливим для безперебійної роботи підприємств та організацій.

Відповідно до встановлених стандартів, напруга в електромережах повинна знаходитися в певних межах коливань. Значні відхилення від цих меж можуть призводити до пошкодження чутливого електрообладнання і викликати збої в роботі систем електропостачання. Регулятори напруги дозволяють запобігати раптовим стрибкам або падінням напруги та підтримувати її в припустимих межах.

Регулювання напруги має істотний вплив не лише на якість електропостачання, а й на ефективність виробничих процесів на промислових підприємствах.

Стабільна напруга в мережі дозволяє уникнути раптових зупинок технологічного обладнання, знизити кількість бракованої продукції, підвищити її якість за рахунок стабільності технологічних режимів. Крім того, стабільне електропостачання позитивно впливає на продуктивність праці людей та ефективність роботи механізмів, оскільки зменшується ймовірність раптових збоїв чи вимушених простоїв.

Регулювання напруги також дає можливість оптимізувати використання електроенергії на виробництві та скоротити її витрати за рахунок усунення перевитрат, пов'язаних зі стрибками напруги. Тому це важливий інструмент підвищення ефективності промислових підприємств.

Мета і задачі роботи. Метою роботи є створення методичних та практичних рекомендацій для забезпечення регулювання напруги в розподільчих електричних мережах, що містять інтегровані джерела розосередженої генерації.

Для досягнення поставленої мети слід виконати наступні завдання:

1. Провести огляд існуючих методів регулювання напруги в енергосистемах та оцінити їх придатність для застосування в умовах використання розосередженої генерації.

2. Розробити методичні та практичні рекомендації для вдосконалення регулювання напруги в розподільчих мережах з метою забезпечення нормативних меж її відхилень за наявності джерел розосередженої генерації.

3. Розглянути перспективні технічні засоби й методики регулювання напруги для активних розподільчих мереж, що містять генеруючі потужності розосередженого типу.

Виконання зазначених завдань дозволить комплексно підійти до удосконалення систем регулювання напруги з урахуванням інтеграції розосередженої генерації в розподільні електромережі.

Об'єкт дослідження – процес регулювання напруги в системах електропостачання за умов інтеграції джерел розосередженої генерації.

Предмет дослідження – технічні засоби та методи оптимального регулювання напруги в розподільних електричних мережах з урахуванням впровадження в них генеруючих потужностей розосередженого типу.

Методи дослідження: теоретичний аналіз та узагальнення літературних джерел для висвітлення сучасного стану проблеми; системний аналіз існуючих методів регулювання напруги та порівняльна оцінка їх ефективності; розрахункові методи для обґрунтування запропонованих технічних рішень; моделювання режимів електричних мереж в спеціалізованому програмному забезпеченні з метою дослідження запропонованих методик.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в наступному:

- запропоновано методичні рекомендації щодо комплексного вдосконалення систем регулювання напруги в розподільних мережах за умов інтеграції джерел розосередженої генерації.
- запропоновано нові технічні рішення для регулювання напруги в активних розподільчих електричних мережах із застосуванням сучасних засобів автоматизації.

Практична цінність роботи визначається можливістю безпосереднього використання її результатів під час проектування, побудови та експлуатації систем регулювання напруги розподільних мереж з інтеграцією джерел розосередженої генерації. Запропоновані методичні рекомендації дозволять покращити показники якості електропостачання таких мереж.

Структура роботи. Робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел. Повний обсяг роботи складає 88 сторінок. Основна частина викладена на 81 сторінках друкованого тексту, містить 29 рисунків та 1 таблицю. Список використаних джерел містить 17 джерел та викладений на 3 сторінках.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Аналіз технічних засобі централізованого регулювання напруги в електричних мережах

Основні технічні засоби регулювання напруги в нашій країні - трансформатори з регульованою напругою і без збудження, а також регулювання збудження генераторів на електростанціях.

Графік потрібної напруги на контрольних точках мережі, як правило, розробляється заздалегідь протягом тримісячного періоду або сезону року. Таким чином, при їх розробці неможливо точно врахувати всі встановлені режими, які будуть скомпільовані протягом терміну дії програми, з урахуванням можливих коливань рівня споживання/виробництва і від запланованої схеми електромережевого господарства. Крім того, погодні умови не можуть бути належним чином враховані при складанні графіка. Це необхідно, наприклад, для точного моделювання коронних втрат потужності повітряних ліній при оптимізації режимів напруги і реактивної потужності

В першу чергу регулювання первинної напруги шин на електростанціях і підстанціях з регульованою компенсацією реактивної потужності сьогодні менш поширене. Але з заздалегідь встановленим графіком напруги, беручи до уваги фактичний режим роботи енергосистеми і топологію її мережі, сам графік автоматично не оновлюється в темпі процесу.

Генератор електростанції в енергосистемі працює від загальної електричної мережі, тому його режим роботи підпорядковується загальним вимогам електричної системи. Так, наприклад, виходячи з умов забезпечення рівня напруги, розрахованого на вузлах електричної мережі, електростанції, поряд із завданням вироблення активної потужності, також видається графік вироблення реактивної потужності - максимальна-вранці та ввечері і

мінімальна – вночі.

Генератор працює від блоку з підсилюючим трансформатором, який безпосередньо не підключений до розподільної мережі, і, як правило, навантаження власних потреб надходить до трансформатора під навантаженням з регулюванням напруги. Отже, широкі коливання реактивної потужності генеруються ними і пов'язані з цим значні зміни напруги на клеммах генератора не викликають особливих труднощів. Як правило, блокові генератори використовують найбільш можливу межу коливань напруги відповідно до правил технічної експлуатації: від -5% до +10% U_N .

У розподільній мережі, яка працює на шині напруги генератора, регулювання напруги менше, оскільки різкі перепади струму неприйнятні для споживача. Для регулювання реактивної потужності цих генераторів, відповідно до конкретних графіків навантажень системи, рівень напруги на шині, необхідний для нормальної роботи споживача, досягається шляхом зміни коефіцієнта перетворення трансформатора від пристроїв для регулювання напруги, який підключає генератор до мережі високої напруги.

Якщо трансформатор підключення генератора до високовольтної мережі немає пристроїв для регулювання напруги, то регулювання напруги шини напруги генератора забезпечується шляхом зміни збудження генератора і супроводжується одночасним (автоматичним) зміною реактивної потужності. Регулювання здійснюється лічильником і виконується за щоденним графіком напруги, встановленим диспетчером електричної мережі.

Напругу генератора можна змінювати, регулюючи струм збудження. Відповідно до особливостей функціонування генераторів і їх режимів можна змінювати напругу без коливань активної і реактивної потужності.

Якщо напруга на клеммах генератора відхиляється від номінального навантаження більш ніж на 5%, то потужність повинна бути зменшена. Цей спектр регулювання U не може достатнім.

Генератори електростанцій є допоміжними заходами регулювання

оскільки:

1. Електростанція немає достатнього регулювання напруги;
2. Важко поєднати вимоги до напруги від близьких та віддалених споживачів.

Єдиним засібом регулювання генератор використовується тільки в тому випадку, якщо він підключений до системи, що представляє практично нерозподілені навантаження. Тоді на шинах ізольованих функціонуючих електростанцій промислових підприємств проводиться регулювання напруги. Змінюючи струм збудження генератора, напруга збільшується протягом максимального часу навантаження і зменшується протягом мінімального часу.

Регулювання напруги шин електростанцій за допомогою турбогенераторів або гідрогенераторів є важливою функцією електростанцій і не змінилася з часом. Розроблено метод регулювання напруги з використанням пристрою, що компенсує втрати напруги, отримані шляхом зміни коефіцієнта перетворення трансформатора, зміни параметрів мережі і зміни значення реактивної потужності.

Напружена міська та сільська розподільна мережа 6-10кВ оснащується малопотужним трансформатором (до 400-630 кВА), а при відключенні трансформатора від основного джерела живлення, тобто без роздратування трансформатора, замінюється відгалуження високовольтної обмотки, змінюючи коефіцієнт перетворення в межах 5%.

Отже, коефіцієнт перетворення цих трансформаторів змінюється тільки при змінах в схемі електропостачання або при переході від сезонного максимального навантаження до мінімального навантаження або навпаки, і, отже, має сезонне регулювання. Звичайне регулювання напруги цих мереж залежить від центру електропостачання. Залежно від рівня напруги шини втрат напруги центру електропостачання в розподільній мережі був обраний відповідний коефіцієнт перетворення на тривалий сезонний період.

Для забезпечення добового централізованого регулювання напруги на

підстанціях, що живлять розподільну мережу, встановлюються трансформатори з пристроями для регулювання напруги, що замінюють працюючі відгалуження без відключення електропостачання споживачів. Трансформатор оснащений пристроєм автоматичного управління, в комплект поставки якого входить регулятор напруги.

Блок управління, вмонтований в трансформатор напругою 35-330кВ, розташований на нейтралі високовольної обмотки. Спектр регулювання напруги ступенями 1,5% або 1,78%, складає 12% або 16% від номінальної напруги в залежності від номіналу. Трансформатор з трьома обмотками 110 і 220кВ виконаний з пристроями для регулювання напруги тільки в обмотці високої напруги, а обмотка середньої напруги з відгалуженнями для зміни коефіцієнта перетворення 2-2,5%, які можна перемикає без навантаження.

Зміна коефіцієнта перетворення між високовольною напругою і середньою напругою (СН), шляхом зміни відгалуження лінії СН не модифікує співвідношення напруг між обмотками високовольної і середньої напруги. Питання про те, яка конструкція автотрансформаторів має великі експлуатаційні переваги, ніж автотрансформатори з регулюванням нейтралі напруги загальних обмоток. В останньому випадку, при перемиканні гілок, де кількість витків високовольної напруги і середньої напруги обмотки змінюється одночасно, а відношення напруг між високовольною обмоткою і низьковольною змінюється. Коли напруга обмотки низької напруги збільшується, напруга обмотки середньої зменшується, і навпаки, коли напруга низьковольної обмотки зменшується, напруга обмотки середньої збільшується. Це унеможливорює встановлення навантаження на шину низької напруги без послідовної установки лінійно налаштованого автотрансформатора, навіть якщо графіки навантаження обмоток середньої і низької напруг збігаються.

Трансформатори можуть бути підключені до різних точок електромережі, часто без попереднього знання режиму напруги, а також

напруга може змінюватися під час роботи мережі. Отже, необхідно додати до крім основних додаткові гілки регулювання. Завдяки цьому можна змінити коефіцієнт трансформації в межах 10-20%.

Існує два типи трансформаторів за конструктивним виконанням:

1. перемикання гілок управління без збудження, тобто відключення трансформатора від мережі;
2. з перемиканням регульованих гілок під навантаженням.

Зазвичай регульовальна гілка виконується на високовольтній стороні трансформатора, яка має більш низький робочий струм. У той же час полегшується перемикаючий пристрій.

На шині вищої напруги підстанції струм відрізняється від струму генератора станції U_1 величиною втрат у високовольтній лінії U_m , а струм на шинах низької напруги підстанції відрізняється на кількість втрат струму в активному опорі трансформатора.

$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_m$$

$$U'_{2H} = U_{2B} - \Delta U_T;$$

Фактична напруга шини на нижній стороні підстанції визначається як:

$$U_{2H} = \frac{U'_{2H}}{k},$$

де $k = \frac{U_{\text{відгал}}}{U_{\text{нном}}}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора;

$$U_{2H} = U'_{2H} \frac{U_{\text{нном}}}{U_{\text{відгал}}}$$

$U_{\text{відгал}}$ - напруга регулювальних гілок обмотки вищої напруги,

$U_{\text{НОМ}}$ - номінальна напруга обмотки нижчої напруги.

Цей принцип використовують у всіх заходах регулювання напруги на підстанціях. Відповідно до умов зустрічного регулювання:

$$U_{\text{нб}}^{\text{бaj}} = 5\%;$$

$$U_{\text{нм}}^{\text{бaj}} = 0\%;$$

де $U_{\text{нб}}^{\text{бaj}}$ – бажане відхилення напруги в режимі максимальних навантажень;

$U_{\text{нб}}^{\text{бaj}}$ - бажане відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень.

Виходячи з вище сказаного, маємо:

$$U_{2\text{H,нб}}^{\text{бaj}} = U_{\text{НОМ}} + V_{\text{нб}}^{\text{бaj}};$$

$$U_{2\text{H,нм}}^{\text{бaj}} = U_{\text{НОМ}} + V_{\text{нм}}^{\text{бaj}}.$$

Трансформатори, які не регулюються, під навантаженням в даний момент виробляються з основною і 4-ма додатковими гілками. Основна гілка має напругу, рівну номінальній мережевій напрузі (6,10,20 кВ), до якої підключений цей трансформатор. В основній гілці коефіцієнт перетворення трансформатора називається номінальним. При використанні додаткових гілок значення коефіцієнта перерахунку відрізняється від номінального на +5, +2,5, -2,5 і -5% .

Якщо трансформатор потрібно від'єднати від джерела живлення, щоб

замінити важіль управління за допомогою трансформаторів без збудження. Таке перемикання виконується рідко, виключно з сезонними змінами навантаження. Таким чином, в режимі максимального і мінімального навантаження протягом доби трансформатор без збудження працює з однією і тією ж регулювальною гілкою і тим самим коефіцієнтом перетворення. Водночас умови зустрічного регулювання не застосовуються.

Зустрічне регулювання може бути досягнуте тільки шляхом зміни $U_{\text{відгал}}$ та коефіцієнта трансформації протягом дня, тобто шляхом переходу з режиму максимального навантаження в режим мінімального навантаження.

Трансформатори, що регулюють напругу під навантаженням, тобто трансформатори з вбудованими пристроями регулювання напруги, відрізняються від трансформаторів без збудження наявністю спеціальних перемикаючих пристроїв, а також збільшенням числа ступенів регулювального важеля і обсягом регулювання. Наприклад, у випадку трансформатора з номінальною напругою 115кВ для головної гілки високовольтної обмотки діапазон регулювання 16% забезпечується номінальною напругою 1,78% відповідно.

Для регулювання напруги трансформатора на підстанції встановлюється пристрій для регулювання напруги –автоматичний пристрій, який змінює робочий важіль обмотки трансформатора для зміни коефіцієнта перетворення трансформатора. Пристрій для регулювання напруги встановлюється на трансформаторі напругою 35 кВ і більше, і розміщується на нейтралі високовольтної обмотки. Це, в результаті призводить до того, що число витків обмотки високовольтної напруги більше ніж низької, при перемиканні здійснюється поєднання меншого струму, ніж на стороні низької напруги, і, включення пристроїв регулювання напруги в заземлену нейтраль на високовольтній напрузі значно знижує ізоляцію вимог регулятора до рівня, забезпечуючи найплавніше регулювання.

У спрощеному вигляді схема перемикання для відгалуження 2-х обмотувального трансформатора показана на рис. 1.1.

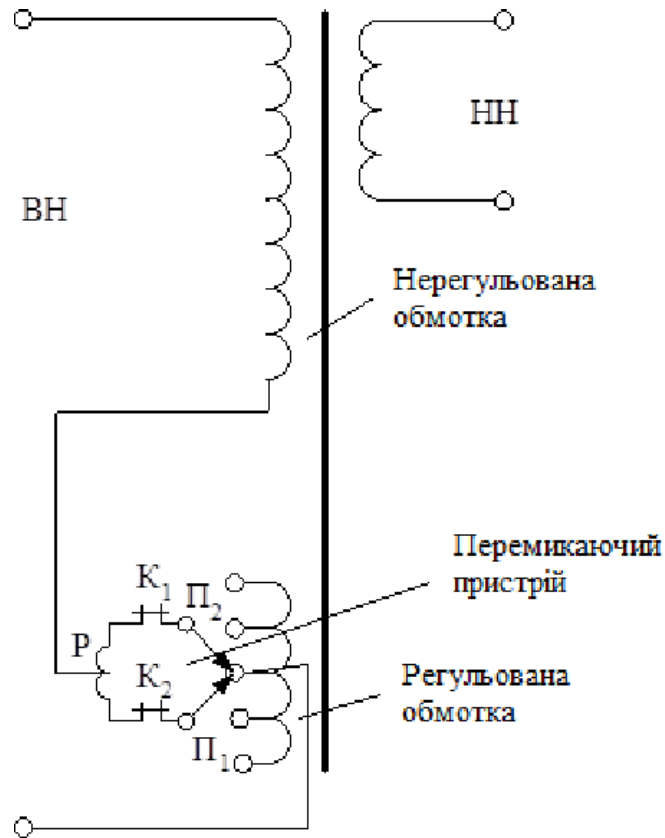


Рис. 1.1. Схема регулювання напруги трансформаторів з двома обмотками

На стороні високої напруги трансформатора послідовно з'єднані регульовані і нерегульовані обмотки. Обидві обмотки поміщені в один магнітний ланцюг, де розміщена обмотка низької напруги. Регульована обмотка може мати діапазон регулювання від $\pm 9 - \pm 12$ до $\pm 16\%$ від $U_{\text{ном}}$ по 1,5% або 1,78% на 12, 16 або 18 ступенів. Пристрій перемикання має два перемикачі і два контактора та струмообмежуючий реактор. Струм в обмотці з високою напругою проходить через реактор в протилежних напрямках, тому магнітний потік реактора малий і має незначний опір.

В середньому положенні відгалуджувального вимикача (номінальна гілка) трансформатор працює з основним (номінальним) коефіцієнтом

перетворення. В інших положеннях (інших відгалуженнях), залежно від того, чи включені додаткові витки регульованої обмотки відносно витків основної обмотки або проти витків основної обмотки, коефіцієнт трансформації зменшується або збільшується. Коли сигнал перемикавання подається на верхню сусідню гілку, операція перемикавання виконується наступним чином:

1. контактор (K_1) вимикається;
2. перемикається перемикач (Π_1) у сусідню верхню гілку;
3. контактор (K_1) включається;
4. контактор (K_2) вимикається;
5. перемикається перемикач (Π_2) у сусідню верхню гілку;
6. контактор (K_2) включається.

Коли обидва контактори розімкнуті і перемикачі знаходяться в різних відгалуженнях, через ланцюг, утворений всіма елементами комутаційного пристрою, протікає вирівнюючий струм, викликаний електрорушійною силою, що приводиться в дію регульованою обмоткою, замкнутого з середини комутаційного пристрою. Деки реактора при цьому струмі з'єднані послідовно, і реактор повинен мати великий реактивний опір, запобігаючи коротким замиканням між відгалуженнями.

При перемиканні на нижню гілку перемикачі та контактори працюють у зворотному порядку. Спочатку запускаються K_2 і Π_2 , потім K_1 і Π_1 .

Пристрій перемикавання розташований в трансформаторному баку. Контактори встановлюються в окремому сталевому корпусі, заповненому маслом, армованому як зовні, так і в середині трансформаторного бака, що забезпечує оптимальний капітальний ремонт його елементів.

За допомогою пристроїв для регулювання напруги ви можете змінювати гілки під навантаженням і коефіцієнти перерахунку, тобто протягом доби. У той же час можна вибрати потрібну гілку в режимі максимального та мінімального навантаження і округлити її до найближчого стандартного значення, щоб були виконані вимоги зустрічного регулювання.

Суть *регулювання напруги трансформатором* полягає в тому, що зміна напруги на вторинній стороні трансформатора при необхідності змінює коефіцієнт перетворення. З цією метою, як вже було сказано, у всіх трансформаторах виконується спеціальна гілка, кожна з яких відповідає певній кількості витків обмоток, в результаті чого визначається певний коефіцієнт перетворення. Напруга шини низької напруги понижуючого двох обмоткового трансформатора визначається:

$$U_H = \frac{U'_H}{k_T} = \frac{U'_H}{\frac{U_{BH}(1 \pm 0,01n\Delta k_T)}{U_{HH}}}$$

де U'_H - струм на шинах низької напруги, наведений до шин високої напруги;

U_{HH} - номінальна напруга обмотки низької напруги;

U_{BH} - номінальна напруга середнього відгалуження обмотки високої напруги;

Δ - ступінь регулювання напруги на обмотці високої напруги;

n - кількість включених відгалужень щодо середнього відгалуження.

Отже, кожна гілка трансформатора має свою власну напругу обмотки. Змінюючи положення перемикача відгалуження з одного в інше, номінальна напруга обмотки високої напруги може бути змінена, що призведе до регулювання напруги U_{HH} на шинах низької напруги. Збільшення номінальної напруги високовольтової обмотки (знак "+") напруга U_{HH} зменшиться, а коли коефіцієнт перетворення знизиться, навпаки, (знак "-") - збільшення.

Трансформатори напруги менше 35кВ в міських і сільських електромережах оснащені пристроями перемикання без збудження, тобто можливістю перемикання тільки при знятті напруги. Трансформатор без збудження має чотири ступені регулювання по 2,5% та додаткові гілки зі

зміною напруги щодо номінального значення ,тобто+5; +2,5; -2,5% і - 5%(± 2 × 2,5%).

Трансформатора без збудження також є вбудованим регулятором.

Під час проектування електричної мережі виконуються розрахунки режимів максимального і мінімального навантаження, а можливість регулювання напруги перевіряється за допомогою пристроїв для регулювання напруги або без збудження понижуючого трансформатора. Для цього визначається кількість відгалужень або напруга, необхідна для отримання бажаної напруги на шині низької напруги підстанції. В таких випадках, регулювання здійснюється за принципом зустрічного регулювання струму. Оскільки на опорі трансформатора спостерігається падіння напруги, тому при виборі відгалуження слід розрахувати напругу від резистора трансформатора – напруга на шині низької напруги наведено до низької напруги.

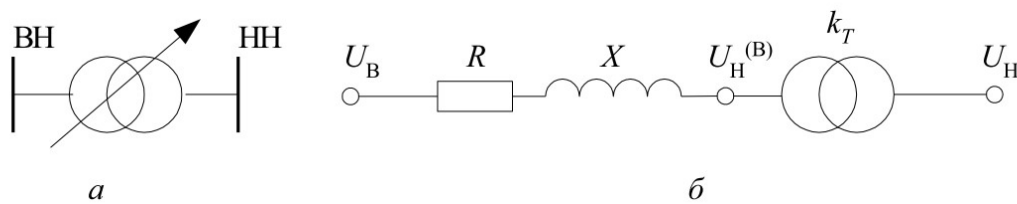


Рис 1.2 – Трансформатор з пристроєм регулювання напруги:

а - позначення, б - схема заміщення

Струм шин низької напруги визначається за формулою:

$$U_H = U_H^{(B)} \frac{1}{k_T} = U_H^{(B)} \frac{U_{H \text{ ном}}}{U_{\text{відгал}}}$$

1.2 Метод зустрічного регулювання напруги

Регулювання напруги електричної мережі може бути виконано шляхом зміни:

1. напруги струму генератора електростанції;
2. коефіцієнту перетворення трансформаторів і автотрансформаторів;
3. мережевих параметрів джерела живлення;
4. значень реактивної потужності, що протікає через мережу.

Використання цих методів забезпечує централізоване регулювання напруги, але останні три також можуть використовуватися для локального регулювання.

Регулювання напруги – це процес зміни рівня напруги в характерній точці електросистеми за допомогою спеціалізованих технічних засобів. Воно застосовується на енергооб'єктах і у споживачів. Історичний розвиток методів і заходів регулювання напруги, реактивної потужності відбувався від найнижчих ієрархічних рівнів управління енергосистемою до найвищих. Зокрема, в розподільній мережі застосовують регулювання напруги, а коефіцієнт перетворення трансформатора живильної підстанції був змінений, щоб напруга споживача підтримувалося при зміні режиму роботи.

Основою регулювання напруги в пасивних мережах є метод зустрічного регулювання, який полягає не тільки в збільшенні напруги в центрі електропостачання зі збільшенням навантаження, і зменшенні його зі зменшенням навантаження, що полягає у використанні локального регулювання напруги, яке визначають централізовано. Існують три концепції регулювання напруги, які використовуються в існуючих розподільних мережах:

- Централізоване регулювання центру електроживлення з постійним налаштуванням локального регулятора. Цей тип регулювання використовується в розподільних мережах з низьким ступенем автоматизації.;
- Централізоване регулювання центру живлення з адаптивними налаштуваннями локального регулятора, які з часом змінюються в залежності від конкретної програми або контрольованого навантаження.;
- Централізоване редагування в режимі реального часу для оптимізації

всього мережевого режиму з повною керованістю.

Перераховані концепції регулювання напруги зосереджені на інтересах мережевих компаній, а не споживачів, які мають власні засоби регулювання напруги та інтереси або власників розподіленої генерації енергії.

Споживач: шина електричного приймача має оптимальну і постійну напругу. При цьому його вартість повинна відповідати стандартам якості електроенергії.

Математично це формалізовано наступним чином:

$$\Delta U = |U_i - U_{i \text{ баж}}| \rightarrow \min,$$

де ΔU - відхилення напруги від бажаного значення;

U_i - значення напруги в i -му режимі;

$U_{i \text{ баж}}$ – бажана напруга у i -му режимі.

Такі ступені напруги відповідають стандартам якості, забезпечують оптимальне енергоспоживання, тобто мінімальне енергоспоживання і максимальне збільшення терміну експлуатації обладнання.

Розосереджена генерація при відсутності комерційних зобов'язань щодо регулювання напруги, гарантування прийнятної напруги на шинах з мінімальними втратами енергії в польових умовах до комерційних вимірювальних приладів для поданої енергії. Цю мету зображають формулою:

$$\Delta P(U) \rightarrow \min;$$

де ΔP – втрати потужності.

Якщо існує комерційне зобов'язання регулювати напругу залежно від її характеру, метою регулювання є підтримка стабільної напруги на декількох вузлах у прилеглому районі мережі, підтримка прийнятного режиму напруги у вузлах прилеглої зони та забезпечення мінімальних втрат мережі:

$$|U_i - U_{i \text{ баж}}| \rightarrow \min,$$

або

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_i - U_{i \text{ баж}})^2}{n}} \rightarrow \min,$$

або

$$\Delta P(U) \rightarrow \min;$$

Мережеві компанії мають забезпечити необхідний режим напруги на всіх вузлах мережі, якісну напругу на вузлах навантаження і максимальну передачу потужності з мінімальними втратами.

$$\Delta P(U) \rightarrow \min,$$

$$U_i \in D,$$

де U_i – напруга в i -му вузлі мережі;

D – область прийнятних напруг у вузлах мережі.

Найвищий рівень автоматизованої системи диспетчеризації та управління координує роботу системи регулювання регіону і забезпечує оптимальний режим всієї енергетичної системи.

Регулювання напруги може проводитися централізовано, тобто в центрі електроживлення, і локально – безпосередньо від споживача.

Залежно від характеру змін навантажень в кожному з цих типів регулювань напруги виділяють кілька підтипів. Наприклад, по центральному регулюванню напруги можна виділити такі підтипи: зустрічне регулювання напруги, 2-ступінчасте регулювання напруги, стабілізація напруги.

Стабілізація використовується для споживачів з майже постійним навантаженням, таких як компанії, що працюють в три зміни, яким необхідно підтримувати постійний рівень напруги. Наприклад, для підприємств, що працюють в одну зміну, використовується 2-ступінчасте регулювання напруги. У той же час протягом дня підтримується два рівня напруги згідно з графіком навантажень. У разі змінних навантажень протягом дня виконується регулювання. Для кожного навантаження певна втрата напруги має своє значення, тому сама напруга змінюється при зміні навантаження. Напруга повинна регулюватися відповідно до струму навантаження, щоб відхилення напруги не перевищувало допустиме значення.

1.3 Регулювання напруги за рахунок компенсації реактивної потужності

Сьогодні в енергосистемі використовується велика кількість пристроїв здатних регулювати як реактивну потужність, так і напругу. До них належать синхронні генератори електростанцій, синхронні компенсатори, статичні конденсаторні батареї, реактори, вентильні джерела реактивної потужності, трансформатори.

Синхронний генератор є основним джерелом реактивної потужності в енергосистемі і одним з головних засобів регулювання напруги. Можливість синхронного генератора в якості джерела реактивної потужності в системі визначається допустимим нагріванням обмоток ротора і статора. Умовами нагріву стали статора. У нормальному постійному стані, коли струм збудження і струм статора більше номінального струму, тривала робота синхронного генератора заборонена. В аварійному режимі генератор може бути перевантажений до 5% протягом години (60 хвилин).

Турбогенератор в основному розрахований на вихідну реактивну потужність, споживана реактивна потужність знаходиться в примусовому

режимі, і при надмірному збудженні він не безпечний через перерозподіл магнітного потоку в порівнянні з режимом надмірного збудження, і в той же час магнітний потік в торцевій області статора збільшується, і нагрів крайніх пакетів хомута статора збільшується. Оскільки межу допустимих значень перенапруги досить складно розрахувати, то вона встановлюється експериментально при теплових випробуваннях агрегату.

Регулювання реактивної потужності і підтримання напруги шин генератора здійснюється регулятором автоматичного збудження зі спеціальним налаштуванням. Регулювання автоматичного регулятора збудження повинна бути такою, щоб напруга клем генератора (і високовольтної шини трансформаторного блоку генератора) залежало тільки від реактивної потужності, а не від коефіцієнта потужності. При таких налаштуваннях, напруга генератора не залежить від активної потужності, і його реактивна потужність не змінюється при активних навантаженнях, тобто реактивна потужність регулюється незалежно від налаштування активної потужності.

Головним елементом активації системи є збудник, який подає постійний струм в обмотку збудження синхронного генератора, система збудження класифікується в залежності від типу використовуваного збудника. В даний час найбільш часто використовуються електромеханічні, напівпровідникові високочастотні, іонні, тиристорні, безщіткові системи збудження.

Більшість сучасних генераторів оснащена живильними пристроями. Вони характеризуються параметрами режиму відгуку. Регулятор, який налаштовується відповідно до відхилення параметрів режиму, називається *пропорційним регулятором*. Зміни параметрів і їх похідних, що реагують на прискорення та швидкість, називають *регуляторами сильної дії*.

Регулювання збудження з відхиленням модуля струму статора називається *струмовим* компаундуванням. Його дія полягає в збільшенні (зменшенні) струму в обмотці збудження при збільшенні (зменшенні) струму

навантаження. Головними перевагами компаундування напруги є висока продуктивність при глибокому падінні напруги і висока стабільність. Основним недоліком з'єднувального компаундування є те, що генератор не реагує на зміни напруги та коефіцієнта потужності, не може підтримувати постійну напругу на шині генератора при зміні струму.

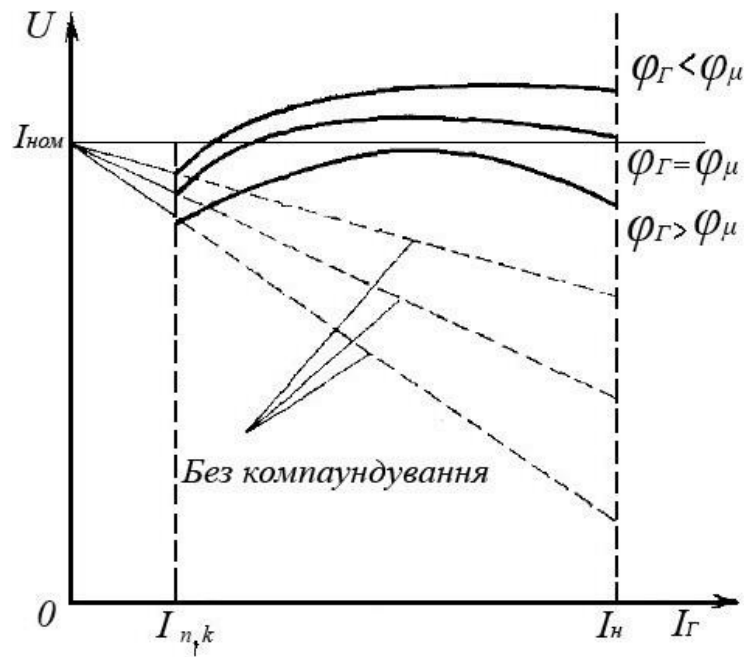


Рис. 1.3. Зміни напруги генератора з пристроєм компаундування при різних $\cos \varphi$

В залежності від $\cos \varphi$ змінюється напруга генератора і значно відхиляється від нормального рівня.

Найпоширенішим типом автоматичного регулятора збудження генератора пропорційної дії з живленням є складений пристрій з коректором напруги. Одночасно можна використовувати два різних автоматичних регуляторів збудження типу живлення: комбінування загального струму генератора і фазове з'єднання. У другому підвищується точність руху подачі, оскільки регулювання здійснюється не лише за струмом і напругою статора, але і по куту фазового зсуву між струмом і напругою.

Сильний вплив на систему збудження автоматичного регулятора значно

перевищує відносну зміну параметрів управління (на відміну від розглянутого регулятора пропорційної дії). Відмінною особливістю автоматичного регулятора є те, що він реагує на зміни деяких параметрів режиму, і їх похідних. Він має великий коефіцієнт посилення і високу швидкість. Високошвидкісна система збудження - використовується в тиристорних і іонних генераторах.

Для регулювання збудження використовують такі параметри: швидкість і величина відхилення напруги та частоти, швидкість зміни струму ротора генератора, швидкість і прискорення зміни струму статора генератора або струму в лінії електропередачі.

Регулювання напруги здійснюється статичними або астатичними характеристиками. Автоматичний регулятор збудження може мати статичні характеристики тільки в тому випадку, якщо вона включена для напруги генератора, але в цьому випадку, коли два або більше генераторів працюють паралельно, між ними виникає невизначеність в розподілі реактивної потужності. Статичною властивістю є подача, і перемикач включається для напруги і струму генератора.

Групове регулювання використовується для регулювання реактивної потужності на електростанціях. Це дозволяє централізовано управляти збудженням генератора поля як єдиним цілим і спрощує взаємодію з полем системне регулювання. Основним елементом системи управління груповим збудженням є автоматичний реактивний баланс реактивного навантаження.

Розробка систем і регуляторів збудження покращує здатність синхронних генераторів регулювати реактивну потужність по напрузі, і в той же час розробка автоматизованої системи диспетчеризацій та управління дозволяє централізовано управляти підтриманням напруги у вузлах системи та виробництвом реактивної потужності. Це відповідає мінімальним втратам енергії та активної потужності системи. Система автоматизованої системи диспетчеризацій та управління електростанції може контролювати та

підтримувати напругу шини електростанції, відповідно до встановленого графіка, впливаючи на систему управління збудженням генератора. У той же час подальший розвиток енергосистем, в тому числі автоматизована система диспетчеризацій та управління, та економічна доцільність синхронних генераторів з високим коефіцієнтом потужності приведуть до збільшення частки в загальному балансі додаткових джерел реактивної потужності. В даний час у великих енергосистемах розвинених країн значна частина реактивної потужності виробляється додатковими джерелами. До цих джерел можна віднести наступні пристрої.

Синхронний компенсатор - це синхронний двигун, що працює в режимі холостого ходу (без активного навантаження).

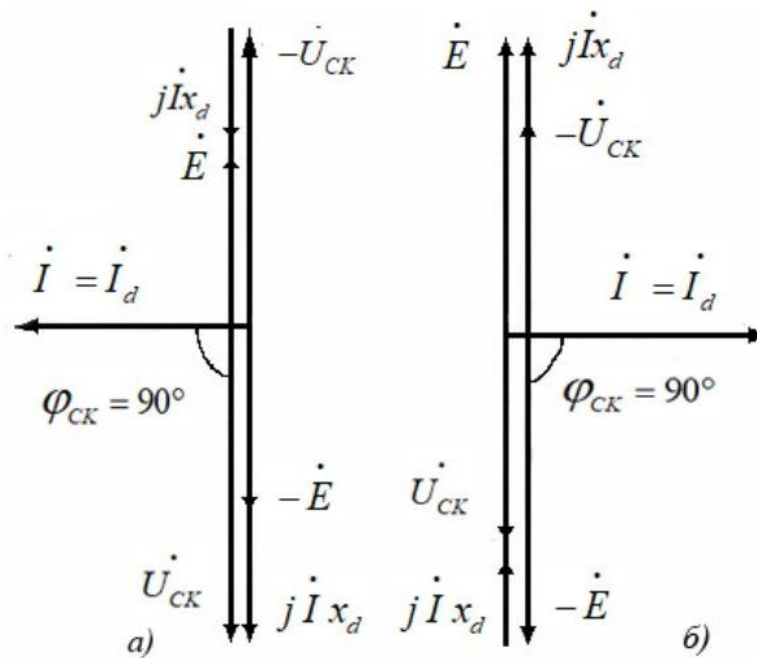


Рис. 1.4. Графік незбудованих (а) та перезбудованих (б) синхронних конденсаторів

Таким чином, він генерує неприпустимий струм (ємнісний або індуктивний) в системі і стає виробником чи споживачем реактивної потужності. Виробництво(споживання) реактивної потужності контролюється шляхом зміни збудження синхронного конденсатора. Основні режими синхронного конденсатора показані у вигляді векторної діаграми на рис.1.4.

Коли збудження увімкнено і струм збудження поступово збільшується,

він перейде в режим надмірного збудження (ємнісний режим) після переходу з режиму холостого ходу. У режимі ємності струм і потужність статора залежить від струму збудження, але максимальна потужність обмежена нагріванням обмотки верстата. Ця залежність (U-подібна властивість синхронного конденсатора) показана на рис.1.5.

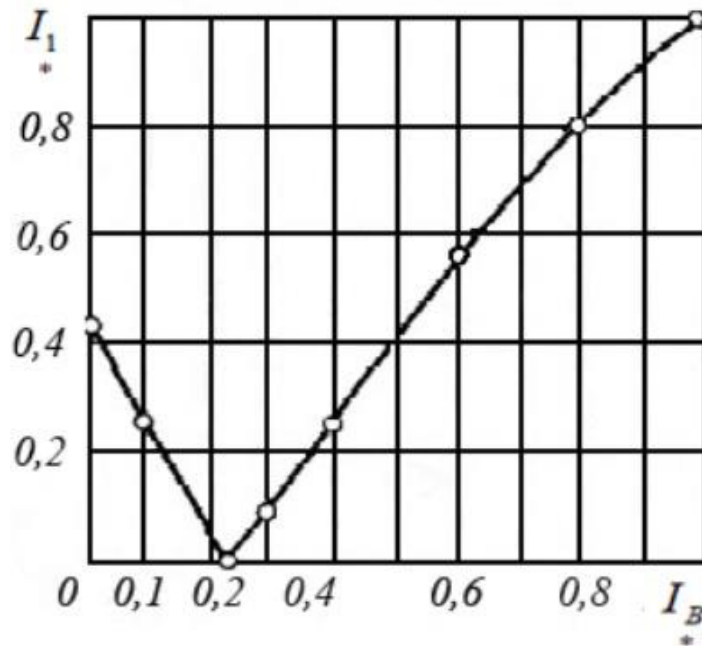


Рис 1.5. U-подібна характеристика синхронних конденсаторів:

I_1 - струм статора;

I_B - струм ротора.

Як показано на рис.1.5., потужність синхронного конденсатора в індуктивному режимі значно нижче, ніж в ємнісному режимі. Це визначається за допомогою синхронного опору компенсатора, яке, як правило, не перевищує 50% номінальної потужності при ємнісних навантаженнях. В індуктивному режимі збільшення потужності конденсаторів може бути досягнуто за рахунок зменшення значення резистора, але цей метод призводить до збільшення габаритів устаткування і не є економічно доцільним. Інший спосіб збільшити потужність синхронного конденсатора – це використовувати негативний струм збудження, який дозволяє повертати на кут до 90° поздовжню вісь ротора. У цьому випадку максимальна негативна

електрорушійна сила дорівнює реактивній потужності:

$$E_{q1} = (x_d^* - x_q^*) |x_q^*$$

Оскільки значення x_q^* значно нижче, це дозволяє збільшити максимальну потужність в режимі індукції.

Як правило, встановлення синхронних конденсаторів здійснюється на вузлових районних підстанціях. Потужність встановленої мікросхеми може майже визначити, чи відомий рівень напруги, необхідний для прийнятною ширини підстанції. В такому випадку:

$$Q_{СК} = -\frac{Q(U_2' - U_2)}{U_2} + \frac{(U_2' - U_2)U_2''}{x_c},$$

де $Q_{СК}$ - потрібна потужність синхронного конденсатора;

U_2' – потрібний рівень напруги;

U_2 - напруга при відсутності синхронного компенсатора;

Q - реактивна потужність, споживана з шин підстанції.

Практична потужність синхронного конденсатора підбирається не тільки виходячи з бажаного рівня напруги, але і при її виборі враховується навантаження ліній електропередачі і підстанцій з реактивною потужністю, можливий аварійний режим енергосистеми. Досвід роботи з даними конденсаторами показує, що їх встановлення підвищує напругу мережі. У той же час мінімізуються втрати потужності і енергії в мережі, зростає статична та динамічна стабільність енергосистеми.

За допомогою системи збудження здійснюються генерація синхронного конденсатора і контроль енергоспоживання. У зв'язку з цим композитні пристрої з електромагнітними коректорами напруги найчастіше використовуються в якості джерела живлення, оскільки вони здатні

підтримувати напругу підстанції з певною точністю і забезпечувати прискорення збудження з необхідною швидкістю як мінімум в два рази в аварійному режимі.

Тиристори і без щіткові системи збудження використовуються в потужних синхронних конденсаторах. Найтриваліший режим роботи цих конденсаторів – це режим надмірного збудження при номінальній потужності. У міру збільшення навантаження вище номінального значення втрати збільшуються.

Оскільки напругу необхідно регулювати в режимі зниженого навантаження, тривала робота синхронного конденсатора в режимі споживання здійснюється при повністю вимкненому збудженні (в даному випадку обмотка збудження замкнута на опір), або при негативному струмі збудження слід в обох режимах контролювати температурний стан обмоток статора і ротора.

Оцінюючи синхронний конденсатор як джерело реактивної потужності, необхідно відзначити можливість правильного управління реактивною потужністю. Позитивний ефект регулювання напруги полягає в збільшенні вироблення синхронним компенсатором реактивної потужності при падінні напруги і зменшенні вироблення при його збільшенні.

У той же час слід зазначити, що встановлення синхронних конденсаторів вимагає великих витрат, ніж установка конденсаторної батареї, чим вище експлуатаційні витрати конденсатора і тим більше втрати енергії в ньому. Поєднання всього цього визначає доцільність установки синхронних конденсаторів тільки на великих підстанціях з напругою вище 220Кв.

Розвиток автоматизованої системи диспетчеризацій та управління як на підстанції, так і на загально системному та регіональному рівні дозволяє централізовано керувати синхронним конденсатором разом з місцевим управлінням на всіх підстанціях, що дозволяє підтримувати мінімальні втрати енергії та рівні напруги вузлових підстанцій (та електростанцій), що

відповідають активній потужності.

Найпростішим і найпоширенішим джерелом реактивної потужності є *батареї статичних конденсаторів*. В основному вони встановлюються для корекції коефіцієнта потужності та забезпечення ємнісної реактивної компенсації. Використання батарей статичних конденсаторів зростає, вони відносно недорогі, прості та швидкі в установці, а також можуть бути встановлені практично в будь-якій точці мережі. Основним недоліком цих батарей є те, що вихідна реактивна потужність пропорційна квадрату напруги, тому напруга низька, і якщо системі потрібно збільшити її, ефективність батарей статичних конденсаторів буде низькою.

Конденсатори настільки чутливі до змін цих значень, що призначені для роботи при номінальній напрузі і частоті. Реактивна потужність, що генерується конденсатором, пропорційна одночасно напрузі і частоті ($Q = 2\pi f U^2$). Батареї статичних конденсаторів є високонадійним та економічним інструментом, але за наявності швидко змінюваного реактивного навантаження їх використання неефективне через низьку швидкість.

Коли необхідно компенсувати навантаження з тими часовими змінами реактивної потужності, то регулювання потужності конденсаторних батарей шляхом підключення і від'єднання її секцій за допомогою механічного перемикача, обмежена і часто стає неможливою через високу вартість, низьку швидкість і високе механічне зношення перемикача та покроковим характером налаштування заряду батареї.

При швидких і раптових навантаженнях використання *статичного компенсатора реактивної потужності* більш ефективно і забезпечує можливість безінерційного регулювання реактивної потужності. Він забезпечує одночасну компенсацію реактивної потужності і симетрію мережевої напруги для компенсації її втрат. Статичний компенсатор реактивної потужності складаються з управляючої частини, яка забезпечує регулювання реактивної потужності, і енергетичного фільтра, який фільтрує

гармоніки нелінійних струмів навантаження.

Статичний компенсуючий пристрій має наступні переваги для забезпечення:

1. високої швидкості зміни реактивної потужності;
2. достатнього рівня регулювання реактивної потужності;
3. можливості випускання і споживання реактивної потужності;
4. мінімального спотворення напруги живлення.

Зараз існує безліч варіантів схеми статичних компенсаторів реактивної потужності, які діляться на три групи:

- 1.джерело живлення мостового зазору з індукційним приводом постійного струму;
- 2.реактор насичення з нелінійними вольт-амперними характеристиками;
- 3.реактор з лінійними вольт-амперними характеристиками і непаралельними керованими клапанами, підключеними послідовно.

Висновки до розділу

1.Застосування централізованого регулювання напруги в системах електропостачання залежить від графіка електричних зарядів, перш за все від рівнів неоднорідності.

2. Максимальна ефективність досягається за рахунок використання противольтного регулювання за допомогою системах електропостачання загального призначення.

3. Рекомендується, щоб завдання централізованого регулювання напруги і компенсації реактивної потужності вирішувалися одночасно і послідовно.

РОЗДІЛ 2

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРАЦІЇ

2.1 Централізоване регулювання напруги в мережах з розосередженою генерацією

Розвиток розосередженої генерації енергії в поєднанні з традиційним централізованими джерелами живлення є глобальною тенденцією. Зараз вона представлена об'єктами, близькими до кінцевого споживання, незалежно від власника.

Незважаючи на переваги відновлюваної розосередженої енергії, збільшення її обсягу призводить до значних змін характеристик електричної мережі. Це особливо помітно в мережах низької та середньої напруги. На сьогоднішній день основним методом регулювання напруги є підтримка рівня напруги, встановленого на контрольній точці розподільної мережі. Існуюча централізована система управління робочими параметрами не гарантує ефективності управління напругою в мережі при наявності локальних джерел енергії.

Метод розрахунку закону регулювання напруги шин 6-20 кВ і вибору регулюючих гілок розподільних трансформаторів 6-20/0,4 кВ був досліджений на прикладі схеми стану лінії 6-20 кВ (рис.2.1(а)). У режимі максимального навантаження лінійна напруга падає в міру віддалення від центру живлення. Зменшення шин розподільного трансформатора на 0,4 кВ позначено пунктирним контуром (рис.2.1.). Він має 5 регулювальних важеля, які можуть змінювати напругу з кроком 2,5%.

Лінія 0,38кВ повинна підтримувати напругу, що забезпечує допуск $\pm 5\%$ для всіх підключених до них постачальників. Тим часом, відхилення напруги найближчого електропостачальника (A_1) повинно підтримуватися якомога

ближче до +5%, щоб далекий постачальник (B_1) не перевищував нижню межу допуску -5%. Отже, на шині центру живлення в режимі максимального навантаження необхідно забезпечити відхилення напруги більше 0,4кВ:

$$\delta U'_{ЦЖ} = 5 + \Delta U'_{с.б.} + U'_T + \Delta U'_{н.б.} - E_T,$$

де $\Delta U'_{с.б.}$, $\Delta U'_T$, $\Delta U'_{н.б.}$ - втрати напруги від центру живлення до розподільчого трансформатора на лінії 6-20 кВ. В самому трансформаторі лінії 0,38кВ від шин 0,4 кВ розподільчого трансформатора до електропостачальника, який приєднаний до лінії.

На розподільчому трансформаторі, який є в зоні втрат напруги $\Delta U'_{с.б.}$, монтують першу робочу гілку з $\Delta E_T = -5\%$, а в зоні витрат +2,5%-+5% встановлюють другу робочу гілку. Як наслідок, епюра напруги на шинах 0,4кВ розподільчий трансформатор виглядає як пилкоподібна лінія (рис.2.1(Б)).

Напруга найближчого електропостачальника, підключеного до розподільчого трансформатора на початку кожної зони, підтримується близьким до +5%. Допустимі втрати напруги лінії 0,38 кВ можуть досягати 10%, при цьому відхилення напруги віддаленого електропостачальника не буде перевищувати -5%. В кінці зони відхилення напруги на найближчому постачальника не може перевищувати +2,5%. Допустимі втрати напруги для цих ліній напругою 0,38кВ не повинні перевищувати 7,5%. Оскільки втрати напруги в режимі максимального навантаження мережі змінюються під час роботи, гілку розподільчого трансформатора також необхідно періодично міняти. У цьому випадку конкретний розподільчий трансформатор може бути класифікований за різними позиціями у своєму регіоні та прилеглих районах. У зв'язку з цим допустимі втрати напруги лінії 0,38кВ при проектуванні не повинні перевищувати 7,5%.

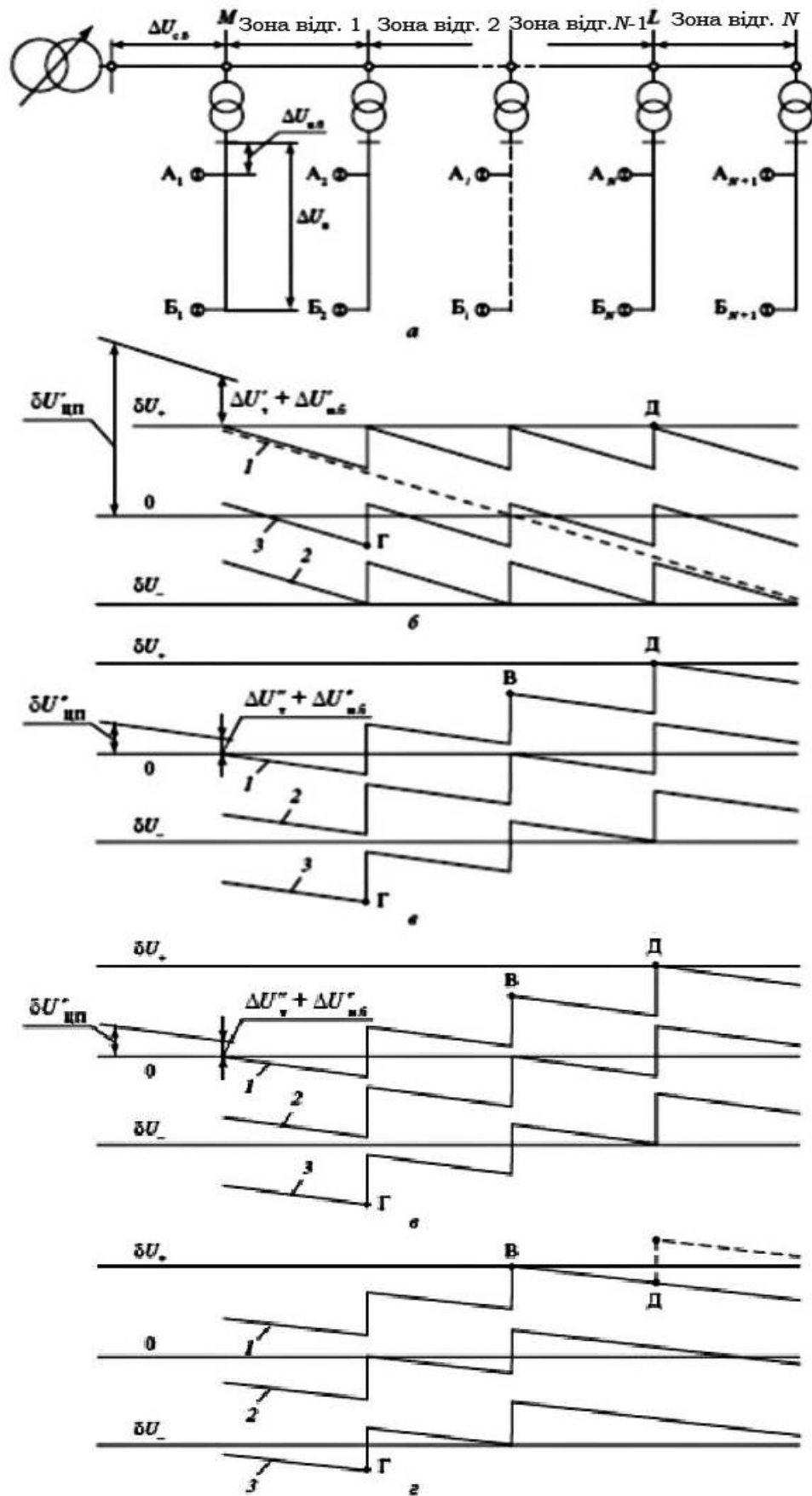


Рис.2.1. Епюри напруги на схемі лінії 10кВ

Графік напруги віддаленого електропостачальника (B_1-B_{N+1})

відображається за допомогою пилькоподібної лінії П.

У режимі мінімальної добового навантаження втрати напруги всіх елементів мережі зменшуються, а робоча гілка розподільчого трансформатора не змінюється. При постійній напрузі шин центру живлення, відхилення напруги шини розподільчого трансформатора на 0,4кВ збільшується в міру віддалення від центру живлення.

Від регулювання напруги центральної ланцюга електропостачання, щоб збільшити напругу моменту найближчий постачальник в мережі з напругою розподільчого трансформатора 0,38кВ, підключений до точки D на початку області кінцевої гілки до +5%. Діапазон $\Delta = \delta U'_{\text{цп}} - \delta U'_{\text{цп}}$ називається діапазоном регулювання напруги у центрі живлення; регулювання та підтримка найвищої напруги в режимі максимального щоденного навантаження та найнижчої напруги в режимі мінімального навантаження називається регулюванням напруги.

Навантаження розподільчих трансформаторів можуть мати різні графіки. На додаток до побутових навантажень з яскраво вираженим вечірнім максимумом, бізнес живиться від мережі, і його максимальне навантаження падає в денний час. Режим максимального навантаження мережі знижує втрати напруги на лініях з напругою 0,38 кВ, де навантаження не є максимальним. Напруга на такому віддаленому розподільчому трансформаторі відбивається на схемі III на рис.2.1. У режимі низького навантаження на мережу, якщо необхідно зменшити напругу центру живлення в умовах більшості споживачів, навантаження цього розподільчого трансформатора збільшується, а графік напруги віддаленого електропостачальника цього розподільчого трансформатора показаний на рис.2.1. У той же час відхилення напруги ряду електропостачальників виходить за межі - 5%. У кращому положенні розподільчий трансформатор підключений до точки D, і напруга на його вході залишається постійною у всіх режимах. Регулювання напруги виконується відповідно до графіка

навантаження центру живлення, встановленого всіма споживачами. Таким чином, при різномірних графіках навантаження, регулюючі закони більш-менш відповідають відсутності споживачів. Ступінь невідповідності конкретного споживача збільшується, чим менше відсоток споживачів з аналогічним графіком в загальному навантаженні і тим більше графік відрізняється від графіка більшості споживачів.

З точки зору розподілу неоднорідних навантажень мережі напругою від 6 до 20кВ можна розділити на групи:

1. Мережа з відносно однорідним навантаженням розподільного трансформатора
2. Мережа з неоднорідними лінійними навантаженнями, що відхиляються від системи центрального опалення (неоднорідність від лінії до лінії), і навантаження однорідна в середині кожної лінії.
3. Мережа з неоднорідними навантаженнями, підключеними до загальної лінії напругою 6-20 кВ (лінійна неоднорідність).

У мережі з рівномірним навантаженням розподільного трансформатора системи центрального опалення і правильний вибір робочої гілки трансформатора можуть бути використані для забезпечення допустимого відхилення напруги всіх електропостачальників, підключених до мережі 0,38кВ. Єдина умова, щоб напруга мережі 6-20 кВ (мережа середньої напруги) і 0,38кВ (мережа низької напруги) не перевищувало допустимих втрат напруги. У мережі середньої напруги вона не повинна перевищувати 12,5% (10% - максимальна ймовірність компенсації втрат з використанням відгалуження розподільного трансформатора і 2,5% - допустимі втрати в кінцевій зоні точки D), а в низьковольтних мережах - 7,5%. У мережі зі значною міжлінійною неоднорідністю неможливо використовувати регулювання напруги центру постачання для забезпечення прийняттого режиму напруги на шині 0,4кВ на всьому розподільного трансформатора. Єдиний вихід з цього – призначити найбільш неоднорідну лінію іншому

регулятору. Якщо процесор має два трансформатори регулювання напруги, їм дозволено працювати окремо в умовах надійності джерела живлення. У цьому випадку рекомендується розділити лінії на дві групи з відносно рівномірним навантаженням і з'єднати їх до різних шин.

Для поліпшення режиму напруги для різномірних споживачів в лініях з внутрішньою лінійною неоднорідністю необхідно використовувати локальні засоби управління, такі як, наприклад, установка конденсаторів. Підключення такого обладнання знижує втрати напруги і, відповідно, підвищує рівень розподільного трансформатора в тій же робочій гілці. Рівень напруги залежить від реактивного опору мережі до точки підключення. Регулюючий вплив конденсаторів 6-20кВ на трансформатори 6-20/0,4 кВ показано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Регулюючий ефект конденсаторних установок

Потужність трансформатора, кВА	<i>Регулюючий ефект (на 100 квар), %</i>
100	5,50
160	3,50
250	2,30
400	1,45
630	0,90
1000	0,59

Регулюючий вплив на ділянки мережі напругою 6-20 кВ практично незначний. Конденсатори рекомендується встановлювати на глибині мережі 0,38кВ, особливо при використанні повітряних проводів. Тут може бути досить невелика монтажна потужність (в деяких країнах для підтримки повітряних проводів використовуються зовнішні конденсатори). Такі пристрої можуть бути встановлені на лініях з неоднорідними навантаженнями, підключених до розподільчих трансформаторів, і розташованих поблизу центру живлення, або на лініях з однорідними навантаженнями, підключених до розподільних трансформаторів розташованих в кінцевій зоні відгалуження.

Напруга на лінії, підключеної до розподільного трансформатора має нерівномірне навантаження, розташований поблизу центр живлення, збільшується. У першому випадку це відбувається за рахунок зменшення втрат напруги лінії з напругою 0,38 кВ. У цьому випадку ви можете відмовитися від встановлення наступної гілки в останню зону розподільного трансформатора подає підвищену напругу на центр живлення в режимі зниженого.

Роз'єднаність ступенів настройки трансформатора в центрах живлення ланцюга сильно впливає на режим напруги в мережі. Трансформатори регулювання напруги 35 і 220 кВ мають певний ступінь регулювання $\Delta E_T = 1,5\%$, а 110 кВ – $1,78\%$. Тому при спрацьовуванні пристрою регулювання, напруга у всіх точках мережі змінюється дещо різко. Зазвичай достатньо декількох тригерів регулювання напруги за 1 день. На обслуговуванні підстанції дистанційні виконавчі деки або пристрої автоматичного управління можуть використовуватися для перемикання між обслуговуючим персоналом і не обслуговуваними підстанціями. Щоб уникнути зворотної роботи, смуга мертвого регулювання, підключена до пристрою, повинна бути більшою за номінальне регулювання ε . Чим більше різниця між $\varepsilon - \Delta E_T$, тим менше спрацьовує дека управління, але тим грубіше настройка. Щоб досягти компромісу між робочою частотою регулювання напруги і точністю декомутації, слід припустити, що мертва смуга на 0,5-0,7% вище, ніж контрольний рівень.

Деякі фахівці вважають, що для забезпечення нормованого відхилення напруги необхідно спроектувати мережу, в якій для допустимих втрат напруги значення зони мертвого регулювання, тобто не менше 2%, має бути зменшено на 12,5% і 7,5% відповідно. З огляду на стохастичний характер змін напруги і переносимість присутності протягом 1 год 12хвилин в день в зоні до $\pm 10\%$, ці умови дуже суворі. В цілому зниження допустимих втрат напруги до 11,5% і 6,5% представляється економічно виправданим. Регулювання напруги в центрі живлення залежить від максимальної втрати напруги мережі 6-20 кВ,

яка визначає кількість використовуваних керуючих відгалужень, а також від діапазону зміни навантаження протягом доби, що характеризується коефіцієнтом k_{min} . Діапазон регулювання напруги можна визначити за формулою:

$$\Delta = [3 + 2,5(N_0 + 1)] \times (1 - k_{min}),$$

Коефіцієнти регулювання напруги у центрі живлення необхідні для центральної ланцюга при різних значеннях втрат напруги в мережі 6-20кВ наведені в таблиці 2.2.

Пристрій автоматичного регулювання напруги центрального ланцюга, що використовується в даний час, застосовує лінійний закон регулювання напруги в центрі живлення відповідно до поточного навантаження. Але лінійний закон не найкращий, особливо при нерівномірних навантаженнях розподільного трансформатора.

Оптимальний закон можна отримати, розрахувавши необхідне відхилення напруги центру живлення при відповідному навантаженні роторного трансформатора і загальне навантаження на мережу за весь час протягом доби. Розрахунок показав, що чим більша неоднорідність заряд у розподільному трансформаторі і чим ближче цент живлення з неоднорідним навантаженням, тим більше закон регулювання напруги, необхідний центрі живлення, відрізняється від лінійного. При нинішньому рівні розвитку цифрових технологій, створення регулятора, що забезпечує дотримання таких нормативних законів, не є дуже складним завданням.

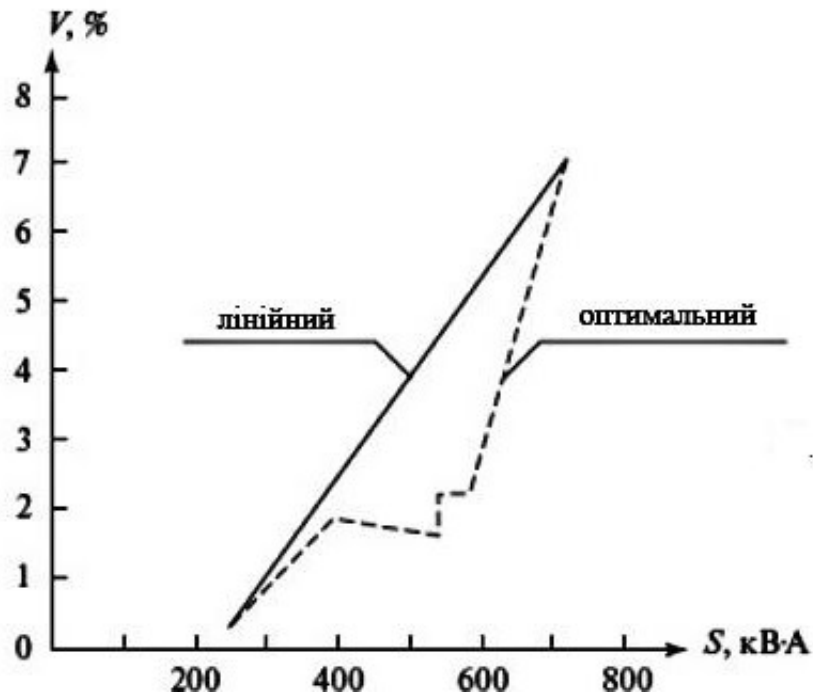


Рис.2.2. Графічний вираз нелінійного закону регулювання напруги в центрі живлення

Наступні розрахунки були проведені, відповідно до закону регулювання напруги шин центру живлення потужністю 10кВ та робочих гілок розподільного трансформатора 10/0,4кВ фідера 10кВ. На рис.2.3 показаний фідер напругою 10кВ на щоглі, показаний в напрямку, протилежному режиму пікового рівня.

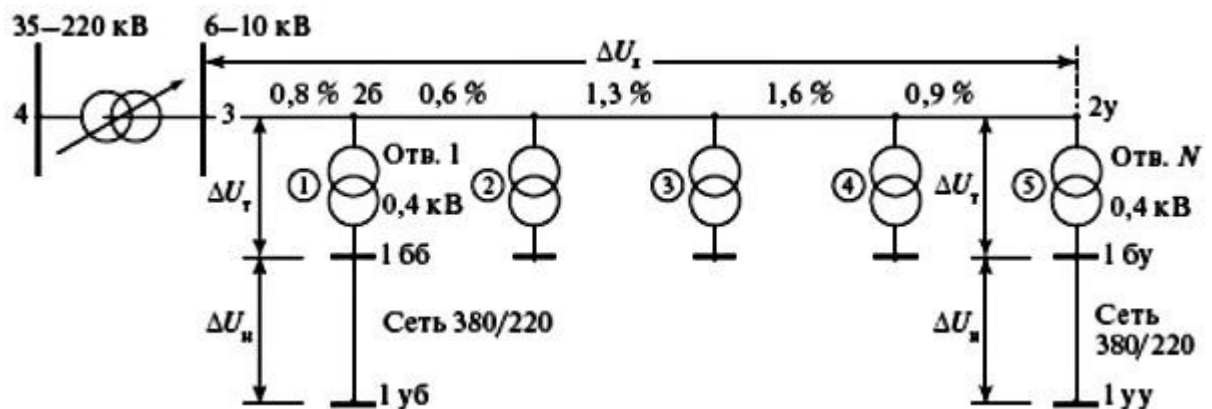


Рис. 2.3. Схема повітряної лінії 10 кВ

Навантаження фідера становитиме 30%. Іншими словами, втрати

напруги розподільного трансформатора 10/0,4кВ, що є найвищим показником проникнення, в середньому становить 1,7%. Це 0,38кВ, що становить максимум 7% на іншій лінії. Припустимо, існує різниця між $\delta U_+ = +5\%$ і $\delta U_- = -5\%$. Необхідно здійснити розрахунки закону регулювання напруги для шин 10кВ центру живлення.

У режимі максимального навантаження відбувається втрата напруги з шин потужністю 10кВ на 0,4кВ для кожного розподільного трансформатора.

$$\Delta U'_1 = 0,8 + 1,7 = 2,5\%;$$

$$\Delta U'_2 = 0,8 + 0,6 + 1,7 = 3,1\% ;$$

$$\Delta U'_3 = 0,8 + 0,6 + 1,3 + 1,7 = 4,4\%;$$

$$\Delta U'_4 = 0,8 + 0,6 + 1,3 + 1,6 + 1,7 = 6,0\%;$$

$$\Delta U'_5 = 0,8 + 0,6 + 1,3 + 1,6 + 0,9 + 1,7 = 6,9\%.$$

Відповідно, відхилення напруги в шинах 0,4кВ першого розподільного трансформатора дорівнює +5%, а на шинах центру живлення $\Delta U'_{цж} = \delta U + \delta U'_1 - \Delta E_{T1} = 5 + 2,5 - (-5) = 12,5\%$

Це перенапруження на шині центру живлення неприйнятно через умови експлуатації ізолятора. Необхідно знизити його як мінімум до 10%. Для цього розподільний трансформатор повинен використовувати першу гілку без збудження $\Delta E_{T1} = -5\%$, а другу - $\Delta E_{T1} = -2,5\%$. Якщо на гілці також встановлений розподільний трансформатор 2-5, відхилення напруги шини 0,4 кВ трансформатора розподільного 1-5 буде наступним:

$$\delta U'_1 = \delta U_{ш1} - \Delta U'_1 + \Delta E_T = 10 - 2,5 - 2,5 = 5,0\%;$$

$$\delta U'_2 = 10 - 3,1 - 2,5 = 4,4\%;$$

$$\delta U'_3 = 10 - 4,4 - 2,5 = 3,1\%;$$

$$\delta U'_4 = 10 - 6,0 - 2,5 = 1,5\%;$$

$$\delta U'_5 = 10 - 6,9 - 2,5 = 0,6\%.$$

Ступінь регулювання напруги на розподільчому трансформаторі 10/0,4 кВ дорівнює 2,5 %, підвищити напругу до рівня +5 % за допомогою установки наступної робочої гілки можливо тільки на розподільному трансформаторі 4 і 5 (на інших трансформаторах при подібній установці буде вище за + 5%). При установці на цих розподільних трансформаторах третьої гілки з $\Delta E_{T3} = 0\%$ отримаємо $\delta U'_4 = 10 - 6,0 - 0 = 4,0\%$ і $\delta U'_5 = 10 - 6,9 - 0 = 3,1\%$.

В лініях напругою 0,38 кВ розподільчий трансформатор 3 і 5 має невеликі втрати напруги від шин розподільчих трансформаторів до найближчих електропостачальників (0,6 %), то на трансформатор розподільчий III можна встановити третю гілку з $\Delta E_{T3} = 0\%$, і трансформатор розподільчий V – четверта з $\Delta E_{T4} = +2,5\%$. Відповідно шини 0,4 кВ обох розподільчих трансформаторів будуть +5,6%, а найближчих електропостачальник +5%.

Отже, відхилення напруги шин 0,4кВ розподільчих трансформаторів дорівнює:

$$\delta U'_1 = 10 - 2,5 - 2,5 = 5,0\%;$$

$$\delta U'_2 = 10 - 3,1 - 2,5 = 4,4\%;$$

$$\delta U'_3 = 10 - 4,4 - 0 - 5,6\%;$$

$$\delta U'_4 = 10 - 6,0 - 0 = 4,0\%;$$

$$\delta U'_5 = 10 - 6,9 + 2,5 = 5,6\%.$$

Для віддалених електропостачальників відхилення напруги будуть менші на 7%:

$$\delta U'_{B1} = 5 - 7 = -2,0\%;$$

$$\delta U'_{B2} = 4,4 - 7 = -2,6\%;$$

$$\delta U'_{B3} = 5,6 - 7 = -1,4\%;$$

$$\delta U'_{B4} = 4 - 7 = -3,0\%;$$

$$\delta U'_{B5} = 5,6 - 7 = -1,4\%.$$

Найнижча напруга (-3%) спостерігається при напрузі 0,38кВ розподільного трансформатора 4 в дальній точці мережі. Коли напруга в центрі живлення падає на 2%, тоді становитиме $10-2=8\%$. Даний показник не перевищує -5%. Це значення є нижньою межею регулювання напруги в режимі максимального навантаження. Якщо відхилення напруги шини центру живлення в цьому режимі підтримується в межах від +8% до +10%, відхилення напруги всіх мереж електропостачання з напругою 0,38кВ перевищить допустиму межу режиму максимальної деки.

У режимі низького навантаження мережі втрати напруги знижуються до 30% від втрат в режимі високого навантаження. Відхилення напруги шини розподільного трансформатора з урахуванням гілки регулювання буде наступним:

$$\delta U''_1 = 10 - 2,5 \times 0,3 - 2,5 = 6,75\%;$$

$$\delta U''_2 = 10 - 3,1 \times 0,3 - 2,5 = 6,57\%;$$

$$\delta U''_3 = 10 - 4,4 \times 0,3 - 0 = 8,68\%;$$

$$\delta U''_4 = 10 - 6,0 \times 0,3 - 0 = 8,2\%;$$

$$\delta U''_5 = 10 - 6,9 \times 0,3 + 2,5 = 10,43\%.$$

Найбільша напруга спостерігається на шинах розподільного

трансформатора 5, що важливо для напруги центру живлення в режимі низького навантаження. Напруга шини центру живлення повинна знизитися на 5,43% і підтримуватися на рівні 4,57% ($\delta U''_{\text{цп}} = 10 - 5,43 = 4,57\%$). Відхилення напруги шини розподільного трансформатора в режимі низького навантаження мережі:

$$\delta U''_1 = 6,75 - 5,43 = 1,32\%;$$

$$\delta U''_2 = 6,57 - 5,43 = 1,14\%;$$

$$\delta U''_3 = 8,68 - 5,43 = 3,25\%;$$

$$\delta U''_4 = 8,2 - 5,43 = 2,77\%;$$

$$\delta U''_5 = 10,43 - 5,43 = 5\%.$$

Для віддалених електропостачальників:

$$\delta U''_{\text{в1}} = 1,32 - 7 \times 0,3 - 0 = -0,78\%;$$

$$\delta U''_{\text{в2}} = 1,14 - 7 \times 0,3 - 0 = -0,96\%;$$

$$\delta U''_{\text{в3}} = 3,25 - 7 \times 0,3 - 0 = 1,15\%;$$

$$\delta U''_{\text{в4}} = 2,7 - 7 \times 0,3 - 0 = 0,67\%;$$

$$\delta U''_{\text{в5}} = 5,0 - 7 \times 0,3 - 0 = 2,9\%;$$

Найнижчий струм (-0,96%) спостерігається при напрузі 0,38кВ розподільного трансформатора II в далекій точці мережі. Коли напруга в центрі живлення падає на 4,04%, а $V_{\text{м1}} = 4,57 - 4,04\% = 0,53\%$, воно не буде перевищувати межу -5%. Це значення є нижньою межею РН в режимі низького навантаження.

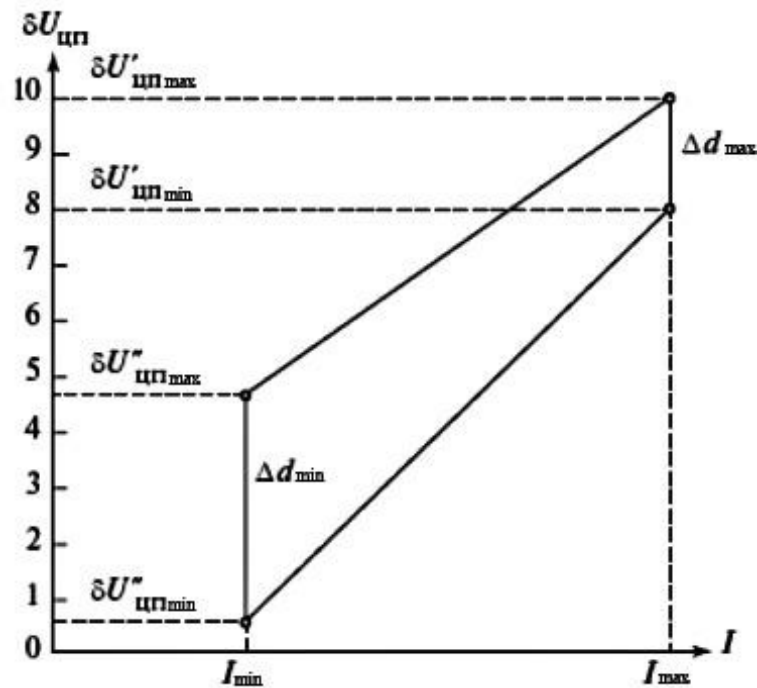


Рис 2.4. Закон регулювання напруги в центрі живлення мережі
напругою 10 кВ

Отже, вимоги до РН шини центру живлення сформульовані наступним чином: відхилення напруги шини центру живлення в режимі високого мережевого навантаження повинно підтримуватися в діапазоні від +8% до +10%, а в режимі низького мережевого навантаження - від +0,53 до +4,57%; в проміжному режимі по лінійній залежності навантаження. У той же час закон регулювання напруги в центрі живлення не є єдиною лінією (рис.2.2), а у вигляді зон відхилення (рис. 2.4) напруги.

2.2 Використання лінійних регуляторів на лініях електропередачі з розосередженою генерацією

Лінійні регулятори використовуються з окремими лініями для регулювання напруг на обмотці низької напруги в потужних автотрансформаторах. Вони використовуються при реконструкції існуючих мереж, в яких трансформатори встановлюються без регулювання під

Коли фазна напруга $\dot{U}_A$ подається на первинну обмотку живильного трансформатора III, електрорушійна сила обмотки високої напруги нерегульованого трансформатора розраховується з використанням пристрою регулювання напруги, проілюстрованого вище (рис.2.7).

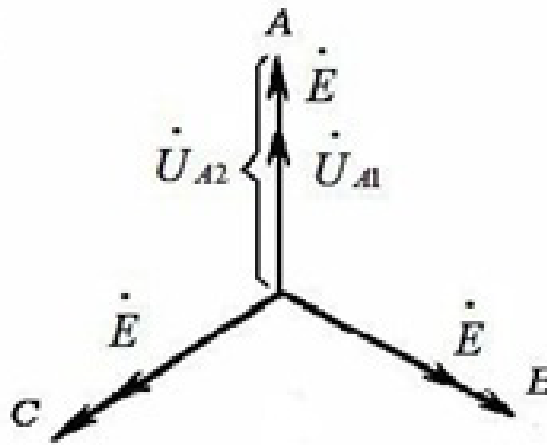


Рис.2.7. Регулювання напруги в лінійному регуляторі по величині

Метод регулювання напруги відповідає фактичному коефіцієнту перетворення k , називається *поздовжнім*. Фазове регулювання напруги називається *бічний*. Регулювання напруги по модулю і фазі відповідає комплексному коефіцієнту перетворення k .

У наступному прикладі розглядається простота використання лінійного регулятора в електричній мережі з розподіленим джерелом живлення.

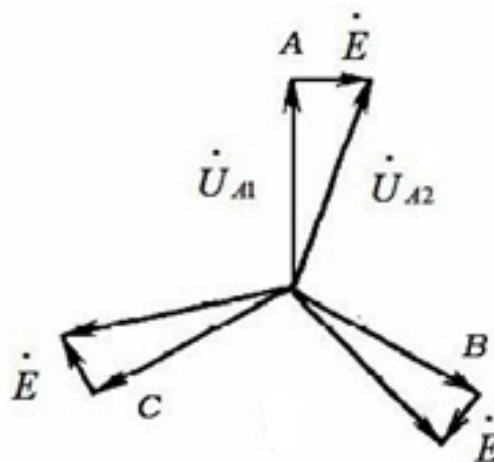


Рис 2.8. Регулювання напруги в лінійному регуляторі по фазі та модулю

Деякі розподільні лінії напругою 10кВ з відносно рівномірним навантаженням отримують живлення від підстанції. Ресурси розподіленої генерації підключаються до обох ліній. На підставі рекомендацій, описаних в попередньому підрозділі, був визначений закон регулювання напруги центрального ланцюга керуючого важеля і розподільного трансформатора з урахуванням навантаження всіх розподільних ліній. Режим напруги, що формується в найбільш характерних точках електромережі, відображений на схемі, яка показана на рис.2.9.

Аналіз проілюстрованих епюр показує, що певна кількість споживачів, підключених до низьковольтної мережі, мають рівень напруги, що не відповідає вимогам чинного стандарту. У той же час споживачі, підключені до розподільних ліній без розподілених джерел генерації, мають рівні напруги нижче допустимого рівня. В той час як деякі споживачі, що працюють на лініях з місцевими джерелами енергії, мають рівні напруги вище допустимого рівня.

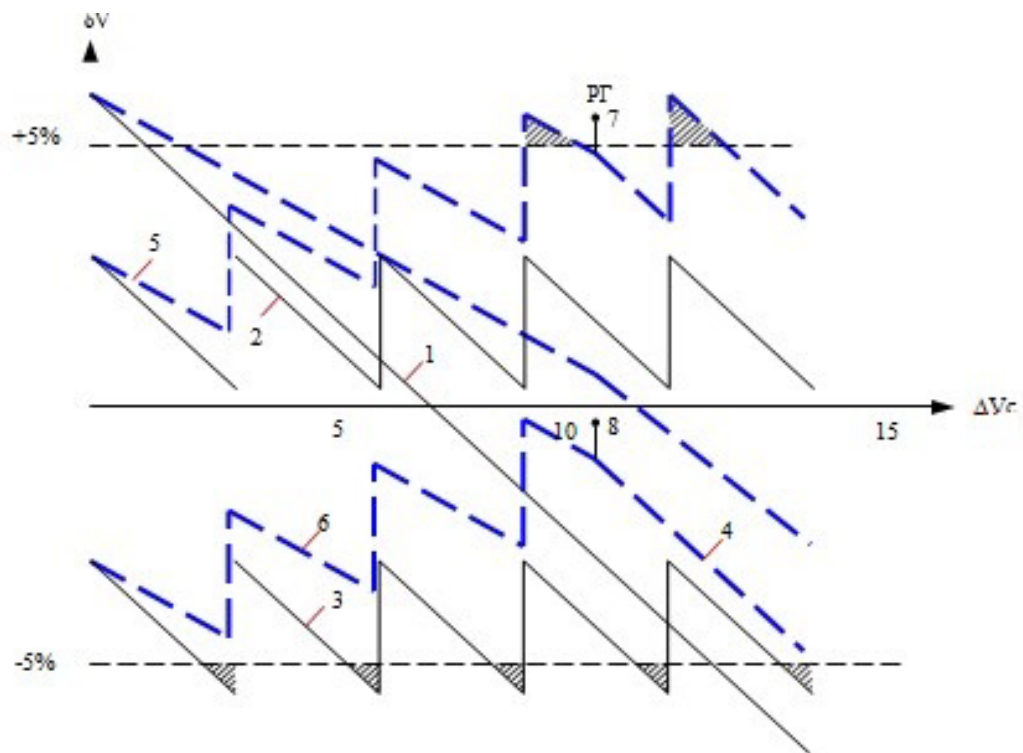


Рис.2.9. Епюри змін напруги в режимі максимальних навантажень для характерних точок розподільної мережі:

- 1– уздовж лінії розподільної мережі (без джерела розосередженої генерації);
- 2– на шинах низької напруги трансформаторної підстанції (без джерела розосередженої генерації);
- 3 – у найбільш віддалених споживачів мережі низької напруги. (без джерела розосередженої генерації);
- 4– уздовж лінії розподільної мережі (з джерелом розосередженої генерації);
- 5– на шинах низької напруги трансформаторної підстанції (з джерелом розосередженої генерації);
- 6– у найбільш віддалених споживачів мережі низької напруги (з джерелом розосередженої генерації);
- 7 – на шинах низької напруги трансформаторної підстанції, до якої підключено джерело розосередженої генерації;
- 8 – у найбільш віддаленого споживача мережі низької напруги трансформаторної підстанції, до якої підключено джерело розосередженої генерації.

Щоб поліпшити цю ситуацію, пропонується встановити лінійний регулятор напруги на лінії з локальним джерелом живлення. В цьому випадку при виборі відгалужень розподільних трансформаторів без збудження і законі регулювання напруги в системі центрального опалення враховується навантаження на лінію з розподіленою генерацією. При цьому регулювання напруги на зазначеній лінії здійснюється самостійно за допомогою лінійного регулятора. Режим напруги, що виконується в цьому випадку, показаний на рис.2.10.

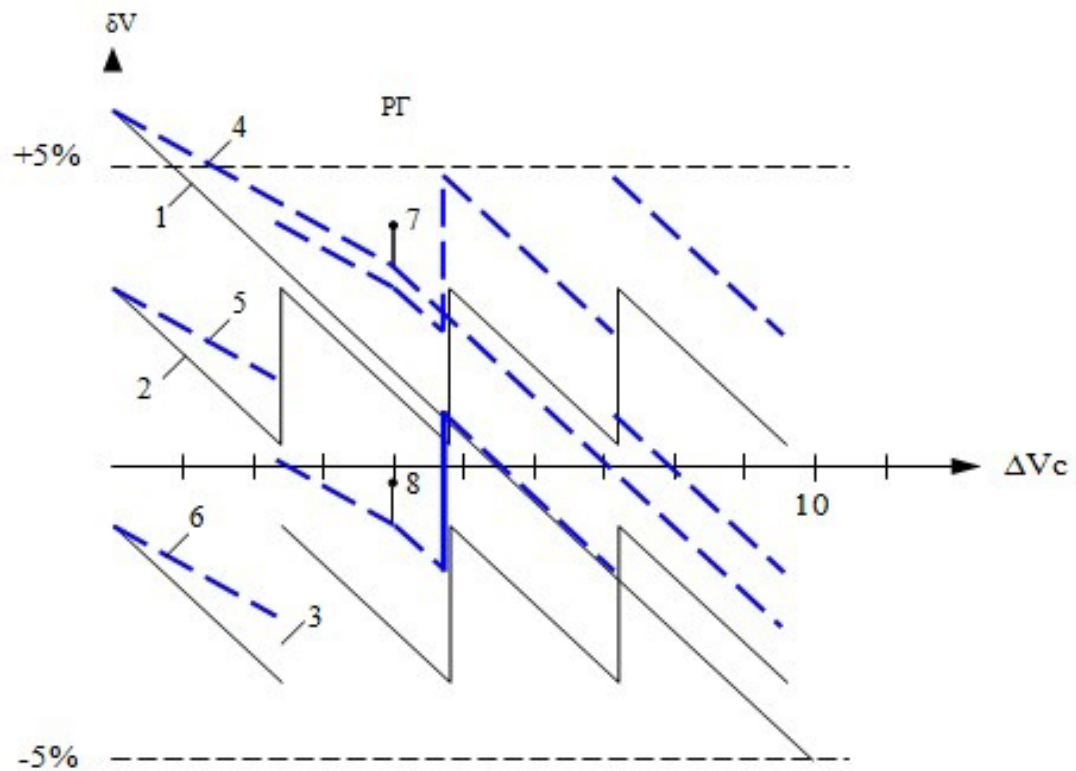


Рис. 2.10. Епюри змін напруги в режимі максимальних навантажень для характерних точок розподільної мережі:

1 – уздовж лінії розподільної мережі (без джерела розосередженої генерації);

2 – на шинах низького навантаження трансформаторної підстанції (без джерела розосередженої генерації);

3 – у найбільш віддалених споживачів мережі низького навантаження (без джерела розосередженої генерації);

4– уздовж лінії розподільної мережі (з джерелом розосередженої генерації);

5 – на шинах низького навантаження трансформаторної підстанції (з джерелом розосередженої генерації);

6 – у найбільш віддалених споживачів мережі низького навантаження (з джерелом розосередженої генерації);

7 – на шинах низького навантаження трансформаторної підстанції, до якої підключено джерело розосередженої генерації;

8 – у найбільш віддаленого споживача мережі низького навантаження трансформаторної підстанції, до якої підключено джерело розосередженої генерації.

Враховуючи отримані результати, можна зробити висновок, що використання локальних засобів регулювання напруги, зокрема лінійних регуляторів, часто є ефективним і безальтернативним засобом забезпечення нормованих відхилень напруги в електричних мережах з локальними джерелами енергії, чого не досягається за рахунок використання тільки централізованого регулювання напруги.

2.3 Багатоагентні системи регулювання напруги в електричних мережах

Альтернативою традиційному методу регулювання напруги є інтелектуальна енергетична система з активною електричною мережею і мультиагентною системою управління. Ефективність мультиагентного регулювання вище, ніж у традиційного методу через адаптації системи і роботи в режимі реального часу. Мультиагентне регулювання забезпечує ефективне регулювання напруги в інтересах всіх сторін, що беруть участь в процесі. Впровадження інтелектуальної адаптивної системи регулювання напруги може допомогти знизити втрати потужності, поліпшити якість поставок споживачам, підвищити надійність системи і рівень виробництва.

Спільною метою в будь-якій системі регулювання є досягнення поставлених цілей. Для централізації це означає мінімізацію активних втрат потужності в розподільній мережі або збільшення пропускної здатності розподільної мережі при збереженні прийнятного рівня напруги з мінімальним відхиленням напруги мережевого вузла від номінального значення. Для мультиагентного регулювання це досягнення індивідуальних цілей учасників регулюючого процесу при збереженні напруги в допустимих мережах.

При децентралізованому (мультиагентному) регулюванні напруги задане значення регулюючого пристрою визначається локальним регулятором в режимі реального часу на основі даних режиму регіону, в якому регулюється напруга.

Щоб реалізувати принцип централізованого розподіленого управління напругою, алгоритм управління налаштований таким чином, щоб між централізованими і розподіленими пристроями системи управління завжди відбувався обмін інформацією, але в разі порушення зв'язку розподілена система управління виконує функції управління відповідно до свого власного алгоритму.

Робота регуляторів напруги і реактивної потужності заснована на наступних *принципах*:

1. підстанція представлена у вигляді еквівалентного об'єкта з одним входом (загальна реактивна потужність регулюючого клапана, встановленого на підстанції) і одним виходом (напруга регульованої шини);

2. для регулювання реактивної потужності компенсатора, встановленого на підстанції, застосовувався закон пропорційного інтеграла.

3. розраховується керуючий вплив системи компенсації керованої реактивної потужності і трансформатора на пристрій регулювання напруги.

4. параметри контролера можуть бути адаптовані в режимі реального часу, відповідно до робочих параметрів і топологічних параметрів мережі.

Складність побудови розподіленої системи регулювання напруги полягає в створенні єдиного інформаційного простору, що включає в себе високо технологічні системи моніторингу параметрів системи, комунікаційні та обчислювальні пристрої, програмні системи та обчислювальні пристрої.

Мультиагентне автоматичне регулювання напруги в режимі реального часу є одним з таких механізмів, його реалізація можлива тільки в високоавтоматизованих мережах з використанням моделювання режимів, які вважаються найбільш ефективним засобом регулювання, оскільки вони

мінімізують активні втрати потужності в мережі.

Якщо наявні кілька локальних регуляторів, розосередженої генерації і регулювання напруги трансформатора, то знадобиться координуючий регулятор. Він має більш складну систему для визначення процесу управління, включаючи управління регулюванням напруги трансформатора, що здійснює регулювання напруги з урахуванням пріоритетності використання регуляторів різних типів.

Кластерний регулятор підтримує напругу, а також регулювання частоти і підтримує перехід до ізольованої мережевої роботи. Регулювання напруги в мережі здійснюється шляхом пошуку оптимального керуючого ефекту для локального регулятора і координуючого регулювання. Контролюючи напругу вузлів U_j мережі і оцінюючи реакцію напруги на зміни реактивної генерації ΔQ_j або активної потужності ΔP_j , вирішується завдання зменшення відхилення напруги найближчим регулятором, тобто забезпечення селективності. Функція такого завдання виглядає наступним чином:

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

де Δk_m - зміна коефіцієнтів трансформації трансформаторів.

Висновки до розділу

1. Поява локального джерела енергії в структурі систем електропостачання обмежує можливість централізованого регулювання напруги в традиційному формулюванні проблеми – спробі забезпечити прийнятне відхилення напруги для всіх електричних приймачів в будь-який момент часу.

2. Ефективним способом забезпечення прийнятного відхилення напруги систем електропостачання від локального джерела енергії є включення

лінійного регулятора напруги, який повинен використовуватися на окремих ділянках розподільчих мереж.

3. Використання локальних засобів регулювання напруги на розподільчих мережах з місцевими джерелами енергії дозволяє встановити закон регулювання напруги в галузі розподільних трансформаторів і центрів живлення без урахування ефектів розосередженої генерації, що може значно поліпшити якість електричної енергії.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРАЦІЇ

3.1 Активні системи розподілу електроенергії

Основні принципи децентралізованого регулювання напруги за участю споживачів можна сформулювати наступним чином:

- у звичайному режимі електромережі кожне підприємство має право переслідувати свої власні нормативні цілі, не унеможливаючи досягнення цілей іншими організаціями.;
- у разі порушення нормального режиму електромережі поведінка суб'єкта залежить від мети запобігання виникненню та усуненню порушень;
- для досягнення мети кожне підприємство використовує свої власні засоби регулювання напруги і доступну локальну інформацію про режим роботи електромережі.

Основними можливими рішеннями є:

-DSM (Demand Side Management). пропонується якості рішення проблеми регулювання напруги, що створює компроміс між інтересами споживачів, розподіленої генерації і мережевих компаній, пропонується використання нових методів і спеціалізованих інноваційних пристроїв для управління попитом на електроенергію.

- Напруга регулюється автоматичнопо пофазно за допомогою вольторегулюючих трансформаторів. Низьковольтна обмотка трансформатора підключена послідовно з навантаженням до фази мережі. Високовольтна обмотка включена в регулювальну мережу. Згідно другого закону Кірхгофа, напруга навантаження дорівнює векторній сумі мережевої напруги і електрорушійної сили, викликаних високовольтними обмотками в

обмотках низької напруги. Реалізується вона трьома режимами: "обмеження напруги", "збільшення напруги", "транзит". При зміні напруги навантаження струм і потужність навантаження мережі змінюються, і споживач може отримати вигоду, регулюючи попит на енергоспоживання. В даний час розподільна електрична мережа характеризується переходом від пасивної мережі, що зв'язує електростанції та вузли навантаження (рис.3.1.) до мережі з "активними" споживачами електроенергії та розосередженою генерацією, які беруть участь у регулюванні мережевого режиму для досягнення своїх цілей. Передумовами для цього переходу є економічні, екологічні та технічні фактори, які спонукають споживачів оптимізувати споживання енергії та брати участь у виробленні електроенергії та регулюванні напруги.

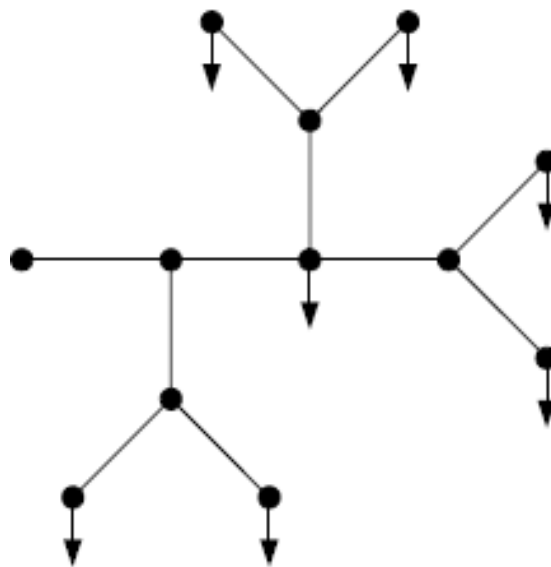


Рис.3.1 Схема пасивної електромережі

При електромережі із розосередженою генерацією (рис.3.2) споживачі електроенергії, а у другому випадку – мережеві компанії. Останні можуть нескінченно розробляти засоби для компенсації реактивної потужності та виробляти електроенергію для покриття втрат у мережі.

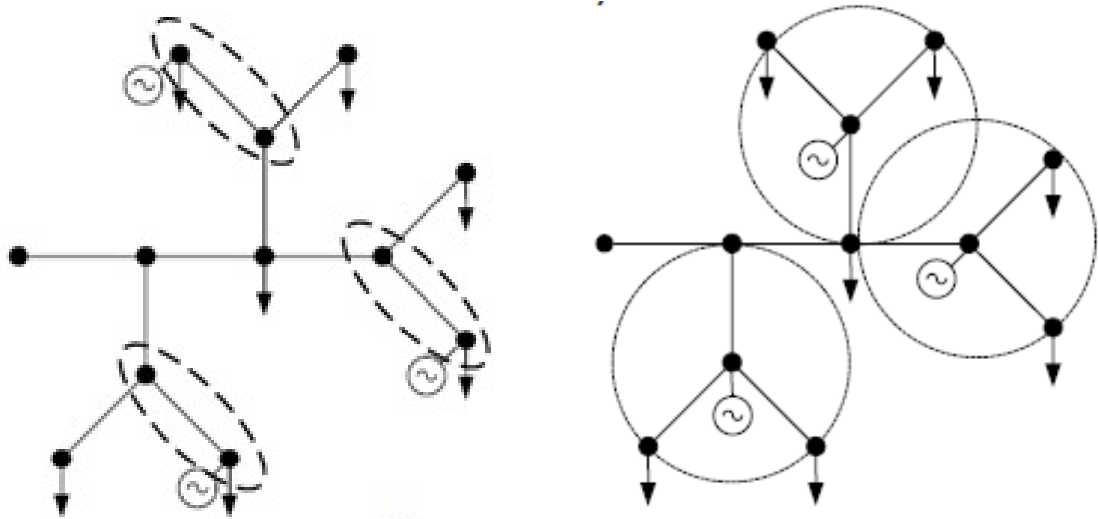


Рис.3.2. Схеми електромереж із розосередженою генерацією

Варіанти відображають бажання споживача максимізувати свій виробничий потенціал для своїх цілей і діаграму кожного виробничого вузла (або контрольованої компенсації реактивної потужності) з максимальним впливом на мережу, що показує площу прилеглої мережі. Це повинно бути перевірено результатами непрямих вимірювань на основі місцевих приладів.

Основою регулювання напруг в пасивних мережах був метод контррегулювання, який полягав у збільшенні напруги в центрі електропостачання зі збільшенням навантаження і зменшенні його зі зменшенням навантаження, а також у використанні локальних засобів регулювання напруги. Регулюючий процес повністю встановлюється мережевою компанією, відповідно до вимог безпеки і якості напруги в електричній мережі.

Оскільки розподільна мережа відрізняється від магістральних мереж, що працює з нерозвиненою телемеханікою, зменшеною кількістю джерел реактивної потужності, моніторинг стану режиму напруги здійснюється шляхом підсумовування робочих параметрів за певний період часу (місяць, квартал, рік). Реальні зміни здійснюються шляхом адміністрування, попереднього розрахунку мережевого режиму і оптимізації силової установки.

Для моделювання мультиагентних систем, включаючи розподілені

системи, які використовують контроль над сусідніми регіонами і блокують режими в підсистемах прийняття рішень, розробляємо програму розрахунку режимів з використанням інтелектуального локального регулятора, створюючи зовнішню процедуру традиційної програми розрахунку режимів.

Програма знаходить в мережі режим компромісної напруги при налаштуванні установок локального регулятора, відповідно до правил децентралізованого регулювання. Для цього виконується ряд процедур в активному вузлі:

- розподіл площі електричної мережі, прилеглої до вузла, в режимі локального управління;
- класифікація мережевих режимів (аварійних) і введення контрольованих параметрів по протоколу (кількість активних вузлів, режим напруги суміжних ділянок кожного активного вузла, з неприпустимими параметрами);
- відрегулюйте задане значення регулятора на активному вузлі відповідно до встановлених цілей регулювання (щоб підтримувати постійну бажану напругу в шинах деяких електричних приймачів і підтримувати прийнятний режим напруги в прилеглій області мережі).

Результатом розрахунку є значення режиму електричної мережі з надбудовами напруги для регулятора, а також показники, що характеризують досяжність цілей регулювання.

При цьому вимогою до кожного регулятора є допустимість режиму напруги на всіх вузлах суміжних ділянок електромережі.

Результатом розрахунку є значення режиму електричної мережі з надбудовами напруги для регулятора, а також показники, що характеризують досяжність цілей регулювання.

Багатоцільове регулювання напруги в електричних мережах створює невизначеність при оцінці його ефективності, оскільки завдання стає дуже стандартною і вимагає оцінки якості узгодженого режиму напруги.

Рекомендується проводити цю оцінку шляхом порівняння ступеня досягнення цілей регулювання з різними методами реалізації. Мультирежим створюється шляхом створення щоденних завдань завантаження та планування. Його пропонується використовувати в якості індикатора досягнення цілей регулювання:

- відхилення середнього значення напруги вузла навантаження від бажаного значення;
- середньоквадратичне відхилення напруги на вузлі від бажаного значення;
- максимальне відхилення напруги вузла від бажаного значення;
- значення стрибка або активної втрати потужності в мережі.

Якість компромісу оцінюється за наступним алгоритмом:

1. Для кожної з концепцій регулювання напруги, режим планованої споживаної потужності в мережевому вузлі і для активного вироблення електроенергії генератором, електричний режим розраховується з використанням моделювання роботи відповідного регулятора.

2. Для кожного суб'єкта ступінь досягнення мети (коефіцієнт) визначається різними методами(концепціями) регулювання напруги.

Ступінь досягнення цілей визначається за допомогою коефіцієнта, який зображається формулою:

$$K_{\text{сд}} = \frac{\sum_{i=1}^k t_i}{T},$$

де $\sum_{i=1}^k t_i$ - тривалість режимів, де мета досягнута, год;

k – кількість режимів, де мета суб'єкта досягнута;

T - тривалість аналізованих режимів, год .

Узагальнені показники задоволеності стресовим режимом розраховуються всіма випробуваними. Таким чином, кількість вузлі в

мережевому навантаженні (генерації), коефіцієнт досягнення якого перевищує задане значення використовується для оцінки задоволеності споживачів і розподілу генерації по режиму напруги.

3.2 Застосування напівпровідникових силових трансформаторів

На сьогодні технології регулювання напруги, що існують в розподільних мережах, включаючи регулювання навантаженням електростанцій і перемикання без збудження, не відповідають вимогам сучасних тенденцій розвитку активних мереж, а саме регулювання напруги під час процесу.

В даний час нові технології регулювання напруги, які використовує напівпровідниковий пристрій для регулювання вихідної напруги навантажувального трансформатора на рівні підстанції 6-10/0,4кВ в активній розподільній мережі, може використовуватися як надійний напівпровідниковий силовий клапан. Через його високу перевантажувальну здатність і відсутність низьковольтної ємності обмеження кількості ключів. Блок живлення частини пристроїв регулювання напруги під навантаженням реалізований схематично на основі тиристора, це тиристорний вимикач. Тиристорний вимикач пристроїв регулювання напруги під навантаження підключається до стандартного важеля управління серійного сухого силового трансформатора класу 6-10/0,4кВ. Спрощена схема підключення пристроїв регулювання напруги під навантаженням для трансформаторів класу 6-10/0,4кВ на підстанціях показана на рис.3.3а.

Варіант схематичної реалізації фази тиристорного комутатора пристрою регулювання напруги під навантаженням наведено на рис. 3.3б.

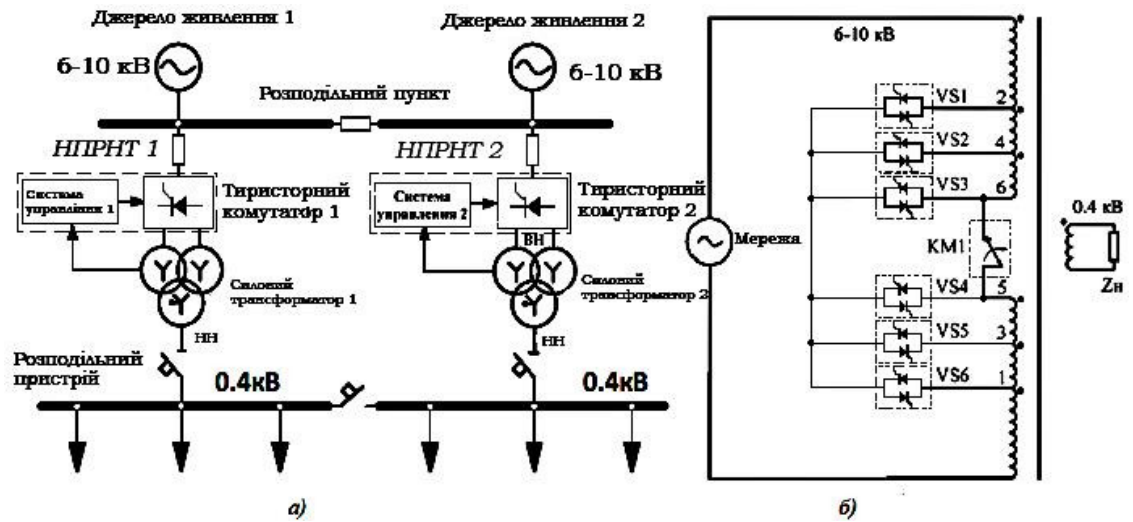


Рис.3.3. Спрощена схема підключення пристроїв регулювання напруги під навантаженням

а. підключення до трансформаторам 6-10/0,4 кВ

б. підключення фази тиристорного комутатора до регулювальних гілок обмотки високої напруги сухого силового трансформатора

Тиристорний вимикач виконаний на основі двостороннього тиристорного перемикача (постійного струму) VS1-VS6 і відгалуження управління сухим силовим трансформатором з розділеною високовольтною обмоткою 1-6, в той же час допоміжні тиристорні ключі VS1-VS3 утворюють першу групу клапанів, а VS4-VS6 - іншу групу клапанів.

Пристрій регулювання напруги під навантаженням також оснащений силовими контакторами КМ₁ з нормально замкнутими контактами. Силовий контактор забезпечує наявність ланцюга протікання струму в обмотках високої напруги при підключенні силового трансформатора разом з пристроєм регулювання напруги під навантаженням до розподільної мережі напругою 6-10 кВ при вимкненому тиристорному вимикачі. Приведення в дію тиристорного перемикача тиристорного ключа починається з того, що система постійного струму приводить в дію контактор КМ₁, після чого система управління генерує керуючий сигнал для включення запалювання контактор.

Максимальна напруга між регулювальним важелем 2-1 не перевищує

10% номінальної напруги обмотки високої напруги. Тому, незалежно від того, чи працює тиристорний вимикач пристрою регулювання напруги під навантаженням у вимкненому або стаціонарному стані, якщо на високовольтній обмотці є напруга, максимальна зворотна напруга кожного з двох послідовно з'єднаних тиристорних ключів постійного струму становить не більше 5% від номінальної напруги обмотки. Таким чином, запропонована схема тиристорного перемикача пристрою регулювання напруги під навантаженням дозволяє використовувати тиристор нижчого класу, де напруга до струму розподільної мережі становить від 6 до 10кВ. Використання низьковольтного тиристора вимагає надійного процесу перемикачання допоміжних тиристорних ключів для тиристорного перемикача пристрою регулювання напруги під навантаженням, який може бути забезпечений системою управління шляхом застосування відповідного алгоритму управління для тиристорного перемикача пристрою регулювання.

Тому актуальна задача визначення надійного алгоритму управління тиристорним перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням – реалізація надійного алгоритму управління тиристорними перемикачами повинна бути забезпечена з використанням системи управління, яка дозволяє інтегрувати пристрій регулювання напруги під навантаженням в активну розподільну мережу класу напруги 6-10 кВ.

Існують два способи управління станом допоміжних тиристорних ключів: управління вентильне та управління ключами. Останнє має ряд переваг, які визначають його як найбільш прийнятним для практичної реалізації надійної роботи тиристорного перемикача пристрою регулювання напруги під навантаженням. Ключове управління допоміжних тиристорних ключів за допомогою програмного забезпечення може бути реалізовано з використанням двох основних алгоритмів управління тиристорним перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням:

- нульовий струм перемикачання допоміжних тиристорних ключів;

- перемикання допоміжних тиристорних ключів шляхом застосування зворотної напруги за певний часовий проміжок.

Щоб реалізувати управління допоміжними тиристорними ключами за допомогою алгоритму перемикання з нульовим струмом, керуючий сигнал спочатку виводиться з розмикаючого постійного струму, і коли досягається значення нульового струму тиристорного перемикача пристрою регулювання напруги під навантаженням, відправляється керуючий сигнал для включення нового необхідного постійного струму. У цьому випадку поточна форма тиристорного перемикача пристрою регулювання напруги під навантаженням збігається з поточною формою обмотки низької напруги. На рис.3.4. а проілюстрована тимчасова діаграма струму і напруги активного індуктивного навантаження при миттєвому включенні при нульовому струмі.

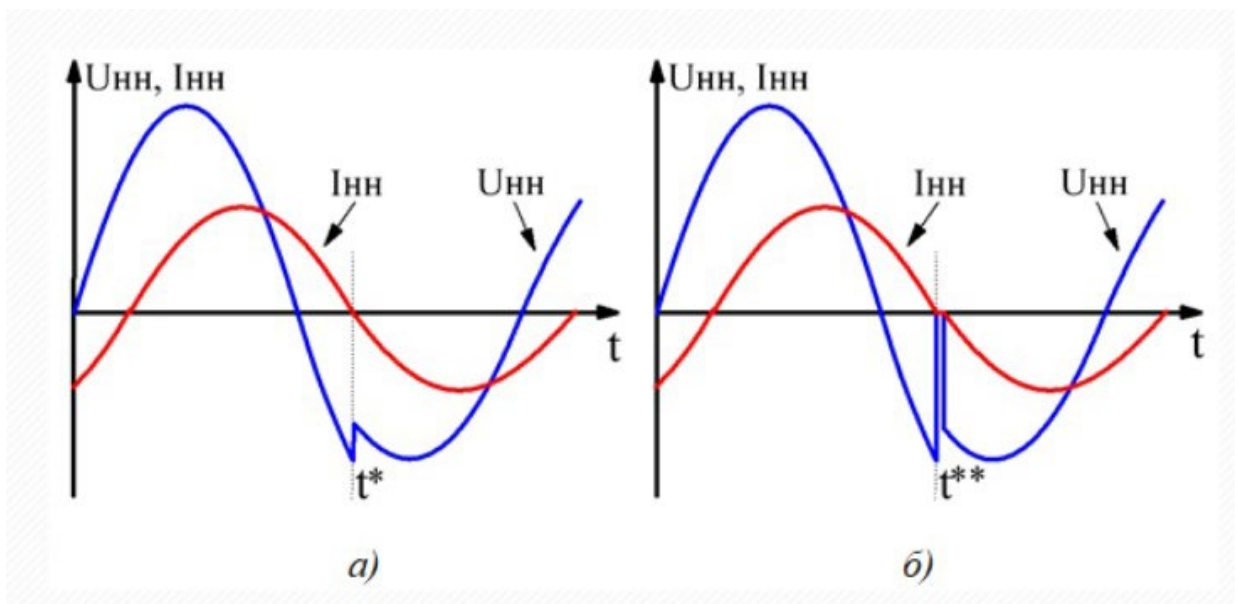


Рис.3.4. Часові криві при перемиканні допоміжних тиристорних ключів на нульовому струмі:

- а) сигнали керування передані без часової затримки;
- б) сигнали керування передані з часової затримки.

На практиці після виключення тиристора постійного струму, відповідного моменту нульового струму (рис.3.4(б)), необхідно підтримувати відновлення для виключення тиристора перед подачею керуючого сигналу на

його включення. Якщо час відновлення не триває довго, відбувається коротке замикання. Тому, якщо допоміжний тиристорний ключ VS3 вимикається, а VS2 включений (рис.3.4б), струм короткого замикання генерується через котушки обмоток трансформатора між допоміжним тиристорним ключем VS3, VS2 і регулювальними відгалуженнями 4 і 6.

Таким чином, щоб відновити характеристики відключення тиристора, подається керуючий сигнал для включення постійного струму з невеликою тимчасовою затримкою, а не в момент нульового струму.

Розімкнутий постійний струм буде відключений, струм в обмотці високої напруги буде відключений, напруга в обмотці низької напруги буде відключено, і відбудеться перехідний процес, який знизить якість електричної енергії, що подається споживачеві. Тим часом на всі коди постійного струму тиристорного перемикача подається напруга живлення 6-10 кВ, а використання тиристора низької напруги призведе до руйнування кодів постійного струму.

Таким чином, використання алгоритму перемикання допоміжних тиристорних ключів при нульовому струмі і знаходження тимчасової затримки подачі управлінських сигналів призводить до виходу з ладу всього тиристорного перемикача пристрою регулювання напруги під навантаженням на тиристорах низької напруги. Отже, алгоритм перемикання допоміжних тиристорних ключів при нульовому струмі не забезпечує надійного процесу перемикання допоміжних ключів для тиристорних перемикачів пристроїв регулювання напруги під навантаженням.

Інший варіант управління тиристорним перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням – це алгоритм перемикання допоміжних тиристорних ключів шляхом застосування зворотної напруги через певні (допустимі) проміжки часу. Суть цього алгоритму управління тиристорним перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням проілюстрована на рис.3.5, 3.6. На них показані струм і

напруга обмоток допоміжних тиристорних ключів і низької напруги з різними типами навантаження, та сигнал управління допоміжними ключами, коли струм обмотки низької напруги збільшується або зменшується.

Процес зміни стану тиристорного перемикача перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням вимагає заміни постійного струму на першу вентиляну групу або на другу групу.

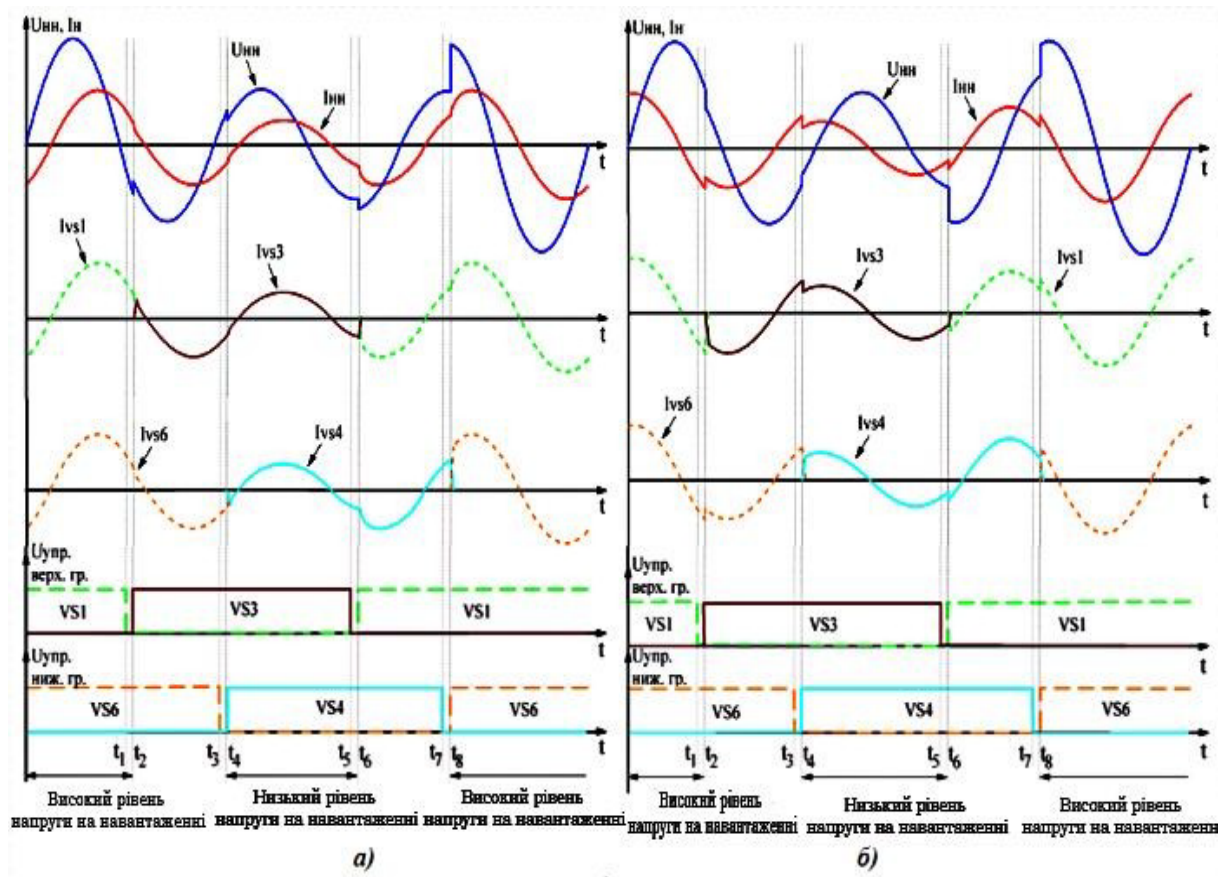


Рис.3.5. Діаграми струму обмотки низької напруги та керуючих сигналів й струмів допоміжних тиристорних ключів при:

- а) активно-індуктивному та індуктивному характері навантаження;
- б) активно-ємнісному та ємнісному характері навантаження

Одночасне перемикання обох груп збільшує швидкість зміни струму тиристорного перемикача перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням і напруги обмотки низької напруги і збільшує амплітуду перенапруги обмотки низької напруги під час перехідного процесу,

викликаного перемиканням допоміжних тиристорних ключів. Якщо потрібна заміна обох вентильних груп, перемикання тиристорних ключів виконується послідовно, щоб забезпечити надійну роботу тиристорного перемикача перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням зменшити амплітуду перенапруги в обмотках низької напруги під час перехідного процесу. Спочатку замінюється допоміжні тиристорні ключі однієї вентильної групи, а потім - іншої. Отже, цей підхід реалізує надійне перемикання допоміжних тиристорних ключів для всіх тиристорних перемикачів перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням.

Якщо струм на обмотці низької напруги необхідно змінити на активне індуктивне чи індуктивне навантаження (рис.3.5а) або на активно-ємнісне чи ємнісне навантаження (рис.3.5б), то перемикання допоміжних тиристорних ключів виконується системою управління перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням через різні часові інтервали. Струм обмотки низької напруги необхідно збільшувати або зменшувати. Якщо потрібно знизити напругу, то перемикання здійснюється з різними знаками миттєвих значень струму і напруги на низьковольтних обмотках. При цьому в проміжку часу від часу t_1 і t_3 керуючий імпульс знімається з вентильних груп допоміжних тиристорних ключів, а час t_2 та t_4 керуючий імпульс знімається з нового ключа. Якщо потрібно збільшити напругу на обмотці низької напруги, то перемикання допоміжних тиристорних ключів буде відбуватися з однаковим знаком миттєвих значень, що прикладаються системою управління пристрою регулювання напруги під навантаженням в певний часовий інтервал. Тим часом в точках t_5 і t_7 керуючий імпульс знімається з вентильних груп допоміжних тиристорних ключів, а в точках t_6 та t_8 керуючий імпульс подається на нові вентильні групи тиристорних ключів.

Під час активного навантаження струм і напруга у всіх часових інтервалах збігаються знаком, і алгоритм може бути реалізований з використанням відключення постійного струму, шляхом збільшення напруги

на обмотці низької напруги, якщо це необхідно, додатки зворотної напруги до відповідного тиристорного протягом прийнятного часового інтервалу (рис.3.6).

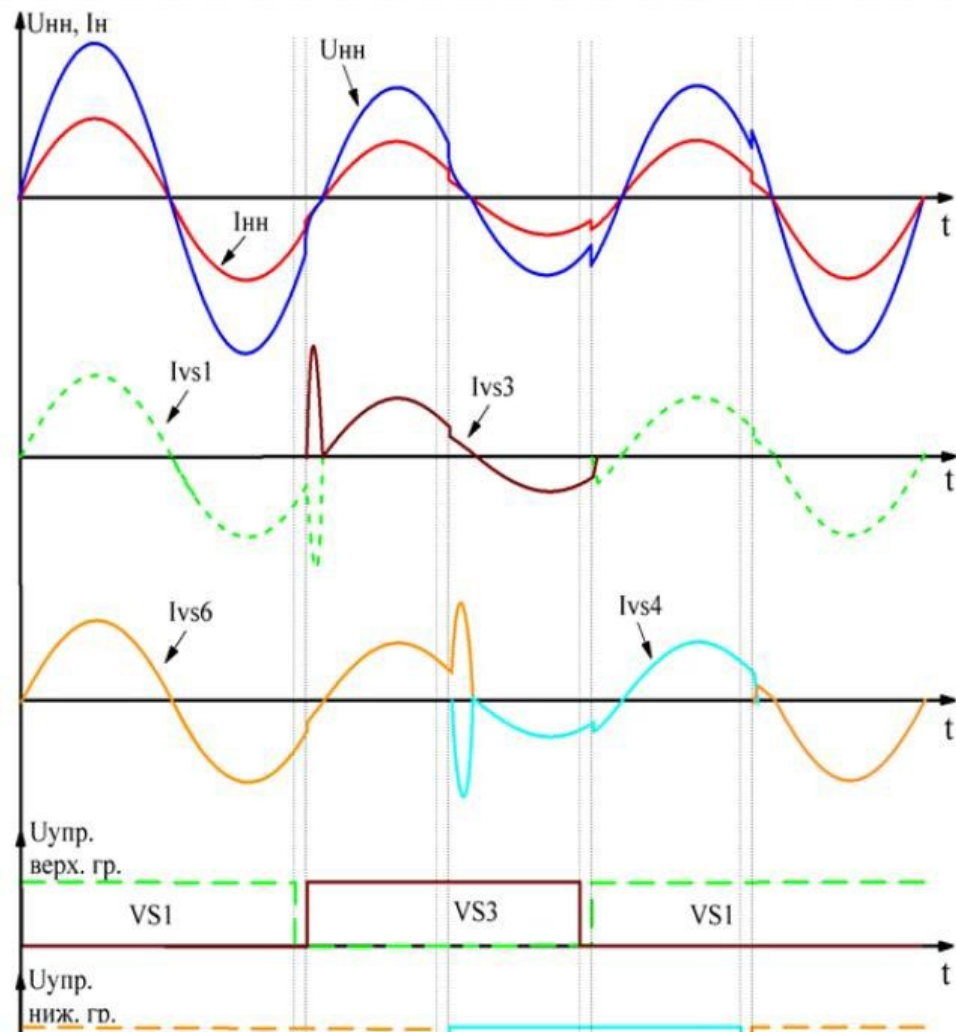


Рис.3.5. Часові графіки струму обмотки низької напруги та керуючих сигналів й струмів допоміжних тиристорних ключів при активному навантаженні

Якщо необхідно знизити напругу обмотки, то перемикання постійного струму обох груп клапанів здійснюється з однаковим знаком миттєвого значення струму і напруги обмотки. Під час заміни кодів постійного струму вентиляльної групи струми короткого замикання генеруються та перемикаються на датчиках постійного струму, і його значення можна контролювати. Тривалість струму короткого замикання визначається часовим інтервалом між моментом перемикання постійного струму і нульовим значенням струму

мережі живлення з напругою 6-10 кВ. Амплітуда струму короткого замикання визначається миттєвим значенням напруги мережі живлення напругою 6-10 кВ в момент виникнення струму короткого замикання і величиною індуктивності розподілу двох регульовальних важелів силового трансформатора. Виходячи з цього, необхідно максимально наблизити необхідний постійний струм до нульового значення напруги високовольтної обмотки. Це зводить до мінімуму тривалість і амплітуду струму короткого замикання.

Запропонований алгоритм дозволяє гарантувати надійний процес перемикання допоміжних тиристорних ключів для різних типів навантажень, не надаючи негативного впливу на якість електроенергії споживачів.

Робота пристрою регулювання напруги під навантаженням в складі активної розподільної мережі регулюється стандартами, які встановлюють вимоги до автоматичної роботи силових електронних пристроїв в складі активної розподільної мережі напругою 6-10 кВ. щоб відповідати вимогам відповідних стандартів, поряд із застосуванням алгоритму управління тиристорним перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням, система управління повинна забезпечувати виконання наступних *функцій*:

- моніторинг режиму роботи електромережі з напругою 6-10 і 0,38 кВ і тиристорним перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням;
- діагностика стану несправності тиристорного перемикача пристрою регулювання напруги під навантаженням;
- застосування змін стану несправностей, відповідно до надійного алгоритму перемикання для різних типів навантажень в розподільних електричних мережах напругою 0,38 кВ;
- здійснення обміну даними з операторами через зовнішні інтерфейси, включаючи здійснення обміну даними з

автоматичною системою управління технологічними процесами відповідно до протоколу МЕК 61850, МЕК 60870-5-104;

- забезпечення автоматичного віддаленого та локального управління пристроєм регулювання напруги під навантаженням;
- забезпечити режим стабілізації струму розподільної мережі напругою 0,38 кВ в автоматичному режимі;
- забезпечення захисту, сигналізації та індикації електричної мережі напругою 6-10 і 0,38 та пристроєм регулювання напруги під навантаженням в аварійному режимі роботи.

Для реалізації вище зазначених функцій було запропоновано один із структурних варіантів системи управління пристроєм регулювання напруги під навантаженням (рис.3.7.).

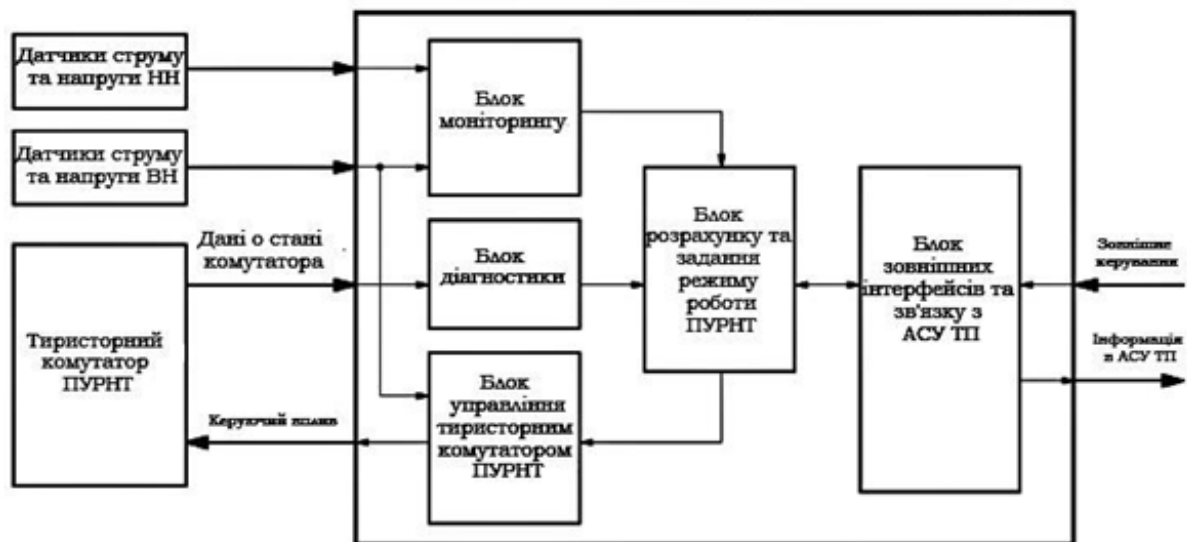


Рис.3.7. Внутрішня структура системи управління пристроєм регулювання напруги під навантаженням

Система управління включає в себе наступні внутрішні функціональні блоки: блок зовнішнього інтерфейсу і зв'язку з системою автоматичної системи управління, блок моніторингу, блок діагностики, блок розрахунку і налаштування режиму роботи пристрою регулювання напруги під навантаженням, блок управління тиристорним перемикачем пристрою

регулювання напруги під навантаженням.

Установка вихідної напруги трансформатора в складі підстанції 6-10 чи 0,4 кВ - запит даних про поточний режим роботи надходить від оператора або від автоматичної системи управління трансформаторною підстанцією на блок зовнішніх інтерфейсів і зв'язку з системою автоматичного управління пристроєм регулювання напруги під навантаженням. При установці нової вихідної напруги трансформатора, система управління пристроєм регулювання напруги під навантаженням повинна відрегулювати керуючий вплив тиристорного перемикача. Коли система управління отримує запит на дані, вона надсилає його зовнішньому графічному інтерфейсу оператора та системі автоматичного управління трансформаторною підстанцією.

Блок моніторингу приймає і обробляє миттєві значення від датчиків струму і напруги на сторонах високої і низької напруги трансформатора і обчислює значення струму, напруги і потужності. Блок моніторингу також порівнює розраховані значення з налаштуваннями, що визначають виникнення надзвичайної ситуації. Діагностичний блок забезпечує отримання даних про стан тиристорних перемикачів і повідомляє про їх функціональний стан. Дані, отримані з блоків моніторингу та діагностики, збираються в блоках розрахунку і настройки в режимі роботи пристрою регулювання напруги під навантаженням. Далі параметри необхідного режиму роботи передаються через зовнішній інтерфейсний блок і зв'язок з системою автоматичного управління. Блок налаштування режиму роботи пристрою регулювання напруги під навантаженням обробляє дані і передає команди, необхідні для налаштування нового етапу управління, на блок управління тиристорним перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням. Залежно від поточного і необхідного інформаційного регулювання струму обмотки високої напруги силового трансформатора, а також миттєвого значення блоку управління тиристорним перемикачем пристрою регулювання напруги під навантаженням вибирає алгоритм управління відповідно до обраного

алгоритму формує керуючу дію на допоміжні тиристорні ключі.

3.3 Технології FACTS в сучасних електричних мережах

Зі збільшенням потужності електронних силових компонентів електроніки в електроенергетиці поклало початок використанню обладнання FACTS. Підвищилися доступні рівні потужності в перетворювачах для пікових напруг. Це елементи мережі, які впливають на імпеданс або реактивну потужність певних частин енергосистеми. Для FACTS пристроїв це пояснюється динамічною стабільністю, яка допомагає забезпечити швидку керованість реальних пристроїв на основі силової електроніки. Це один з головних факторів відмінності від звичайних пристроїв. Іншою умовою є статична стабільність, оскільки насправді немає рухомих частин порівняно з механічними перемикачами, що забезпечує необхідну керованість з невеликими змінами параметрів режиму.

Статичні синхронні компенсатори *STATCOM* - одна з складових FACTS. STATCOM (static synchronous compensator) – це пристрій, який функціонує подібно статичному перетворювачу реактивної потужності, і його ємнісний або індуктивний струм регулюється незалежно від зміни напруги мережі. Їх здебільшого включають як шунтуючий реактор або послідовно. Устаткування для послідовного ввімкнення розроблені з фіксованою або механічною комутованою компенсацією:

- статичний синхронний компенсатор (SSSC);
- конденсатор з тиристорним перемикачем (TSSC);
- реактор з тиристорним перемикачем (TSSR);
- конденсатор з тиристорним управлінням (TCSC);
- реактор з тиристорним управлінням (TCSR).

Шунтуючий реактор діє як компенсатор реактивної потужності і експлуатується в системах передачі та розподілу електроенергії:

- статичний синхронний компенсатор(STATCOM);
- статичний компенсатор SVC;
- тиристорний перемикаючий реактор(TSR);
- конденсатор з тиристорним перемиканням(TSC);
- тиристорний керуючий реактор(TCR);
- конденсатори з механічним перемиканням(MSC).

Таким чином, STATCOM є контрольованим джерелом реактивної потужності. Характеристики STATCOM аналогічні синхронним компенсаторів, але він не володіє інерцією як електронний пристрій, низькими експлуатаційними та інвестиційними витратами і кращою динамікою. Наступним кроком у розробці STATCOM є об'єднання його з пристроєм зберігання енергії на стороні постійного струму. Поєднання активного управління живленням і реактивного управління живленням може значно поліпшити продуктивність стабільної роботи мережі і якість електроенергії.

До елементів *структури СТАТКОМ* входять (рис. 3.8.):

- 1.статичні перетворювачі, призначені для роботи в різних режимах споживання, а також для вироблення активної і реактивної потужності.
2. трансформатор узгодження для підключення до високовольтної шини.
- 3.підключення постійного струму для забезпечення рівня напруги.
- 4.пасивний фільтр для забезпечення синусоїдального фазного струму.

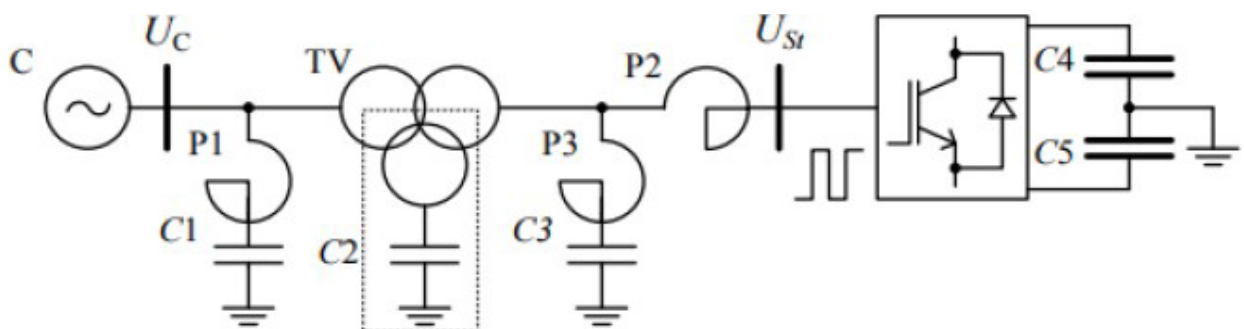


Рис.3.8 Спрощена схема структури СТАТКОМ

За результатами багатьох досліджень можна зробити висновок, що на

сьогодні цей пристрій є найдосконалішим пристроєм компенсації реактивної потужності.

Переваги СТАТКОМ:

- універсальність;
- продуктивність;
- низький вміст гармонік;
- невеликі розміри.

СТАТКОМ має набагато меншу ймовірність перенапруги і може працювати в режимі стабільного джерела постійного струму при падінні напруги. Ще одна перевага полягає в тому, що ємнісний струм можна регулювати при зниженні напруги джерела, що може підвищити динамічну стабільність системи в порівнянні з статистичними тиристорними конденсаторами.

СТАТКОМ використовується для вирішення наступних завдань: - стабілізація і регулювання напруги; - компенсація реактивної потужності; - споживання активної потужності з однієї фази і її передача в іншу. Це пояснюється можливістю створення не тільки синусоїдальних напруг, але і мультигармонійних напруг, необхідних для компенсації відповідних перешкод в мережі; -згладжування графіка навантаження в разі наявності поруч з випрямленою напругою акумулятора енергії великої ємності; поєднання двох фаз допускає міжфазний обмін потужністю, що знижує встановлену потужність реактора(до 15-20%) і встановлену потужність конденсаторного устаткування, на (до 10%); -згладжування графіка навантаження в разі наявності поруч з випрямленою напругою акумулятора енергії великої ємності. Пристрій зазвичай включає:

1. статичні перетворювачі, які зазвичай встановлюються всередині приміщень, які можуть працювати в різних режимах споживання, а також при виробництві активної і реактивної потужності;

2. відповідний трансформатор для підключення до високовольтної

шини;

3. Підключення постійного струму для забезпечення стабільності струму для застосування синусоїдального струму;

4. пасивний фільтр для забезпечення синусоїдального фазного струму.

Існують різні схеми впровадження STATCOMу. Один з можливих варіантів використання перетворювача напруги показаний на малюнку 3.8.

Щоб визначити функціональність пристрою, необхідно проаналізувати принцип його роботи. Для аналізу створюють схему перемикавання, визначають формулу розрахунку потужності i , відповідно, розраховують режим роботи пристрою. При розгляді принципової схеми варто звернути увагу на наступне: в конденсаторних батареях C_4 і C_5 напруга близька до гармонійної, формується в досить широкому діапазоні частот (фактично аж до частоти перемикавання вентиля) і може бути замінена джерелом електрорушійної сили U_{St} , якщо не враховувати втрати. Фільтр зменшує коефіцієнт спотворення синусоїдального струму трансформатора. Як правило, фільтр розташований між реактором і трансформатором, але струми вище гармоніки не проходять через обмотки трансформатора. Однак, через складність електромагнітного компонента, він може бути розміщений на стороні високої напруги трансформатора (гармоніки протікають через всі обмотки трансформатора) або включений в додаткові обмотки трансформатора (гармонічні струми не протікають через високовольні обмотки трансформатора). На частоті мережевого струму фільтри ємнісні за своєю природою, і їх параметри такі, що вони істотно не впливають на їх характеристики з точки зору опису процесів, що відбуваються в стані, і їх роль буде більш детально розглянута пізніше. Реактори і трансформатори можуть бути представлені загальним індуктивним опором, якщо вони знижені до першого ступеню напруги, без урахування втрат X_L -це опір зв'язку між шиною підстанції і статичним перетворювачем. Отже, схема заміни СТАТКОМ (рис.3.9) аналогічна схемі заміни для синхронних електромашин.

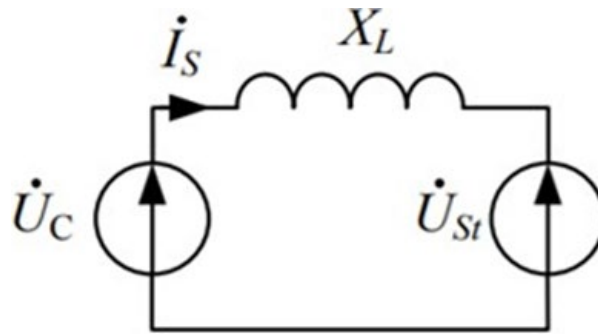


Рис. 3.9. Схематичне зображення заміщення СТАТКОМ

Повну потужність пристрою визначають за допомогою виразу:

$$S = \frac{U_c U_{st}}{X_L} \sin \alpha - j \left(\frac{U_c U_{st}}{X_L} \cos \alpha - \frac{U_c^2}{X_L} \right) = P - jQ,$$

де U_c , U_{st} - лінійна напруга мережі та перетворювача;

α - кут фазовий між напругами статичного перетворювача та напругою в шинах підстанції;

P, Q – активна та реактивна потужність.

Напруга статичного перетворювача може управлятися як за модулем, так і за фазою, може керуватися незалежно в трьох фазах одночасно, тому споживана активна і реактивна потужності можуть змінюватися незалежно один від одного. Таким чином, СТАТКОМ може працювати на чотирьох квадрантах, але тільки протягом короткого часу, оскільки споживання або вироблення активної енергії призводить до накопичення або відбору з конденсаторної батареї з боку випрямленої напруги. Енергія, що зберігається в конденсаторі, пропорційна квадрату потужності напруги на його пластині. Це означає, що напруга збільшується, коли перетворювач споживає активну потужність, і зменшується, коли вона генерується. З іншого боку, напруга, необхідна для блоку конденсаторів, повинна точно визначатися режимом роботи перетворювача або залишатися постійною залежно від конкретної реалізації системи автоматичного управління станом. Тому будь-яка зміна

напруги є неприпустимою. Крім того, підвищення напруги вище максимально допустимого рівня може привести до порушення ізоляції конденсаторної батареї або клапана перетворювача. На рис.3.10. показана векторна діаграма напруги та струму, що пояснює роботу пристрою СТАТКОМ.

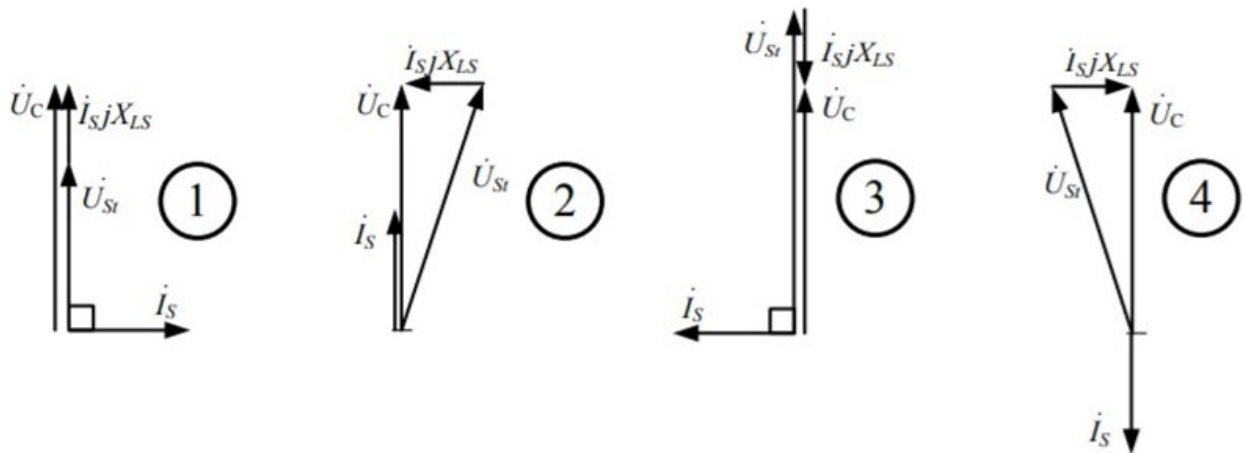


Рис.3.10. Векторні графіки напруг СТАТКОМ:

1. споживання реактивної потужності;
2. споживання активної потужності;
3. генерація реактивної потужності;
4. генерація активної потужності.

Паралельно розглянемо принцип роботи СТАТКОМ за допомогою оциклограм напруги і струму, які проілюстровані рис.3.11-3.14. Щоб полегшити сприйняття оциклограм, вони наведені у відносних одиницях виміру. Базове значення напруги- це амплітуда номінальної фазної напруги на шині даних, до якої підключено СТАТКОМ. Основний струм дорівнює амплітуді номінального фазного струму. Опір дорівнює 0.5в.о, а напруга U_C залишається незмінним і вважається рівним одиниці.

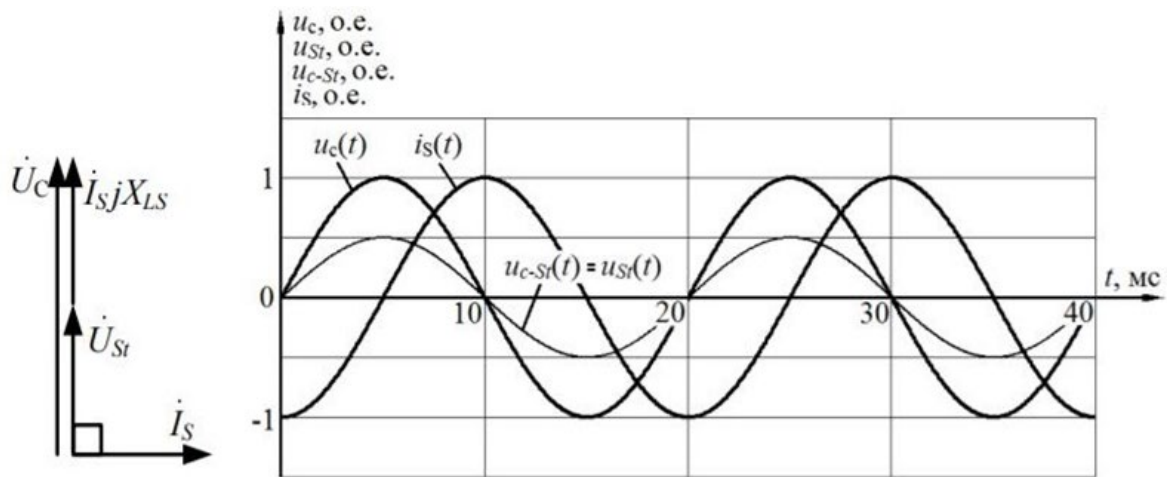


Рис.3.11. Осцилограми напруг для схеми заміщення СТАТКОМ, що працює в режимі споживання реактивної потужності

Припустимо, що напруга статичного перетворювача знаходиться у фазі з напругою мережі, що дорівнює 0,5. Тоді падіння напруги з'єднувального резистора дорівнюватиме напрузі статичного перетворювача в кожен момент часу. Струм за законом Ома – 1в.о. падіння напруги, отже, від напруги мережі на 90° , що відповідає режиму споживання реактивної потужності (рис.3.11).

На рис.3.11-3.14. напруга $u_{c-St}(t)$ показує падіння напруги на з'єднувальному резисторі. Припустимо, що напруга статичного перетворювача знаходиться, наприклад, у фазі $\alpha=20^\circ$, що відстає від напруги мережі і дорівнює $\frac{1}{\cos \alpha}$. Тоді падіння напруги на сполучному резисторі синусоїдальне, на 90° вище мережевої напруги. Струм за законом Ома відстає на 90° від падіння напруги, що означає, що фаза збігається з напругою мережі, відповідним режимом активного енергоспоживання (рис.3.12).

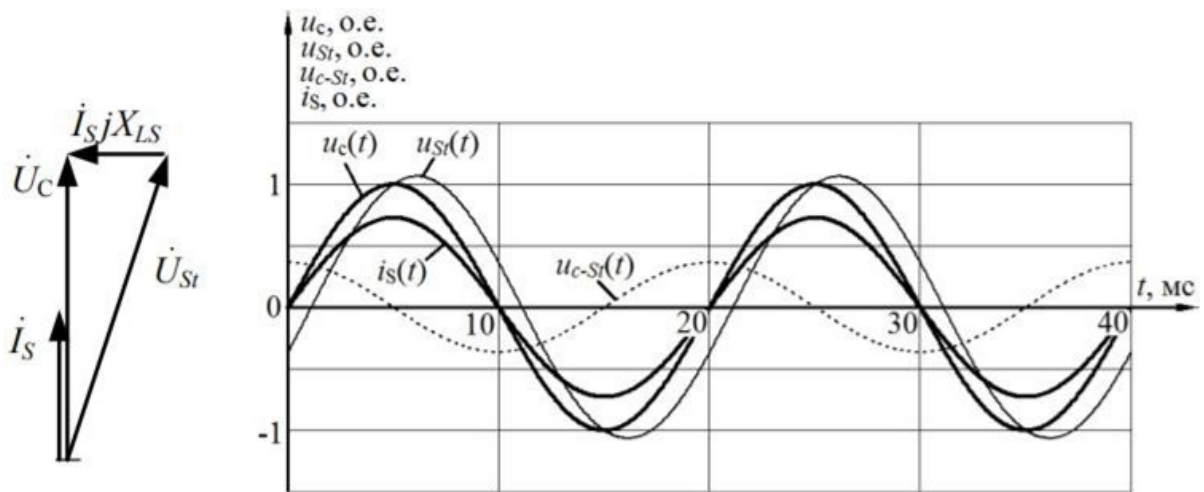


Рис.3.12. Осцилограми напруг для схеми заміщення СТАТКОМ, що працює в режимі споживання активної потужності

Напруга статичного перетворювача, наприклад $\alpha=20^\circ$, знаходиться у фазі $\frac{1}{\cos \alpha}$ перед напругою мережі. Тоді падіння напруги на перехідному резисторі є синусоїдальним, на 90° нижче напруги мережі. Відповідно до закону Ома, струм на 90° перевищує падіння напруги, тому він знаходиться в зворотній фазі з мережевою напругою, відповідним відключеному режиму вироблення електроенергії (рис.3.13).

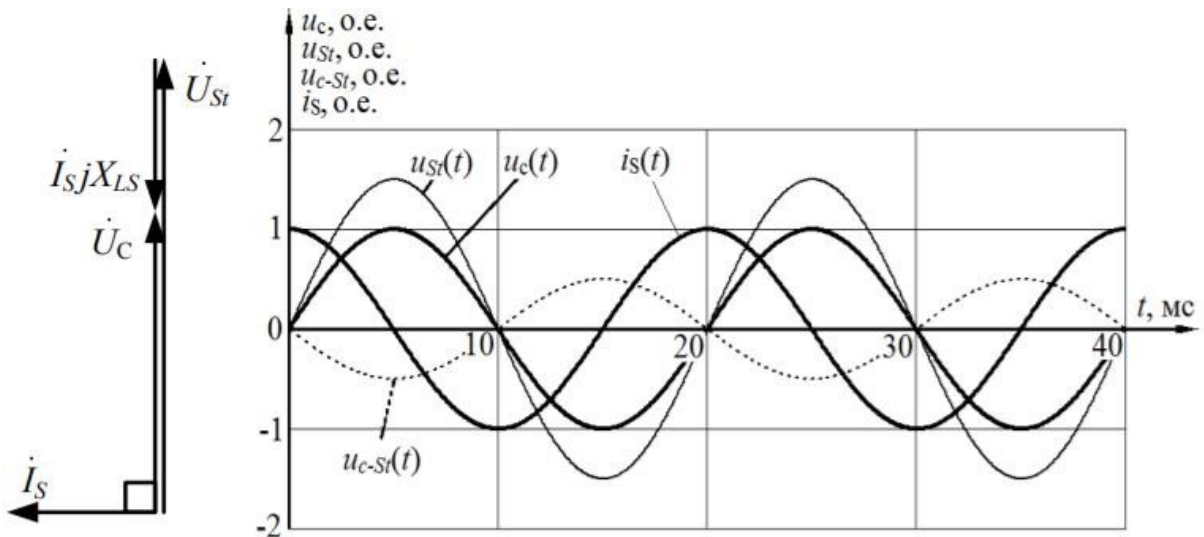


Рис. 3.13. Осцилограми напруг і струму для схеми заміщення СТАТКОМ, що працює в режимі генерації реактивної потужності.

Вирівняйте напругу статичного перетворювача в фазі з напругою мережі

рівною 1,5. Тоді падіння напруги з'єднувального резистора дорівнюватиме напрузі статичного перетворювача, що приймається в кожен момент з протилежною відміткою. Струм за законом Ома складе 1 в.о. і відстає від падіння напруги. Це означає, що він буде випереджати мережеву напругу на 90° , що відповідає активному режиму генерації (рис.3.14).

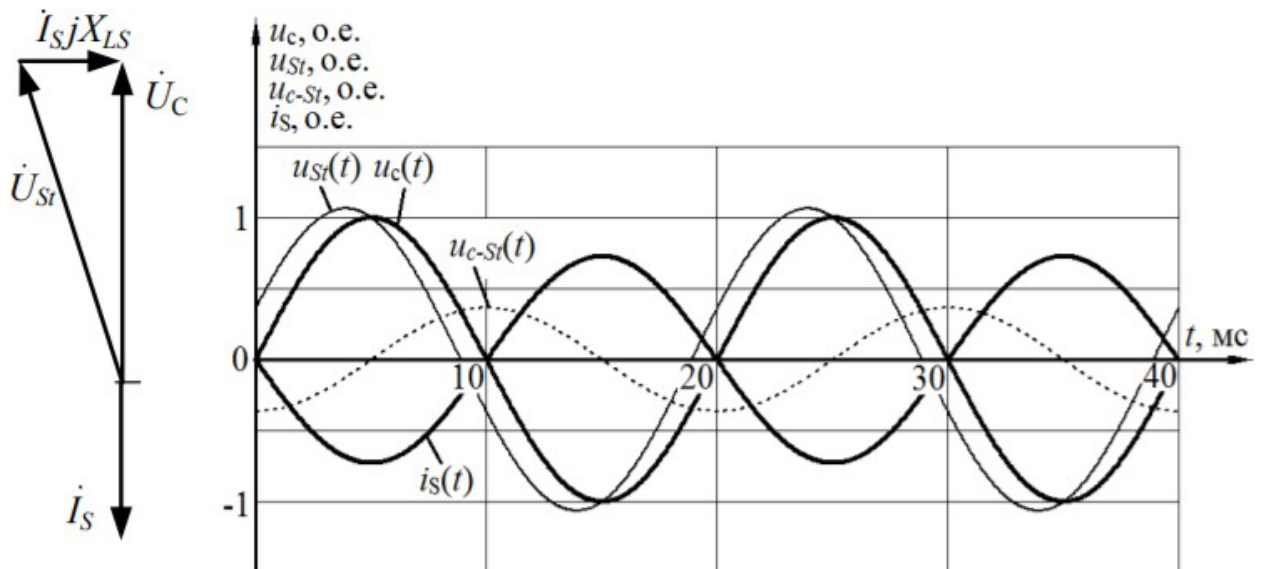


Рис.3.14. Осцилограми напруг для схеми заміщення СТАТКОМ, що працює в режимі генерації активної потужності

Висновки до розділу

1. Використання електромеханічних пристроїв для регулювання напруги з обмеженими режимами комутації не дозволяє їм адекватно реагувати на зміни режимів електричних мереж, особливо якщо в їх конструкції є поновлювані джерела енергії.

2. Впровадження безконтактних регуляторів напруги (напівпровідникових трансформаторів) підвищить ефективність централізованого регулювання напруги в сучасних умовах.

3. Поява акумуляції енергії в процесі збільшення розподіленого вироблення електроенергії в структурі систем електропостачання, розвиток

станцій зарядки електромобілів, забезпечення стандартизованої якості електроенергії можуть бути досягнуті шляхом створення активної системи розподілу електроенергії з впровадженням розподіленого регулювання напруги, зокрема, багатоагентного регулювання напруги.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці в електроустановках є дуже важливою, оскільки робота з електрикою пов'язана з підвищеною небезпекою. Перш за все, працівники, які обслуговують електроустановки, повинні пройти спеціальне навчання, інструктаж та перевірку знань з охорони праці.

Крім того, важливо дотримуватися вимог щодо техніки безпеки під час роботи з електрикою - використовувати ізолюючі прилади і засоби захисту, перевіряти відсутність напруги перед початком робіт, вимикати електроустановки на час обслуговування тощо.

Окремо слід звернути увагу на особисту обережність працівників, дотримання технологічного процесу і використання захисних засобів. Для попередження нещасних випадків всі електроустановки повинні бути обладнані захисними огороженнями, попереджувальними плакатами, сигналізацією. Дотримання всіх цих правил сприятиме безпечній роботі в електроустановках.

Безпечна експлуатація силових трансформаторів вимагає дотримання таких основних правил:

1. Трансформатори мають бути надійно заземлені для захисту від перенапруги і струмів короткого замикання.
2. Територія навколо трансформатора повинна бути огорожена та обладнана попереджувальними знаками. Доступ сторонніх осіб заборонено.
3. Регулярно слід перевіряти опір ізоляції обмоток трансформатора та проводити її сушіння за потреби.
4. Стежити за температурою найбільш нагрітих елементів трансформатора, яка не повинна перевищувати граничнодопустимих значень.

5. Підтримувати рівень масла в баці трансформатора, регулярно перевіряти його стан та замінювати за необхідності.

6. Усувати пошкодження захисних елементів (кожуха, ізоляторів, огорожень) в найкоротші терміни.

7. Регулярно очищати трансформатор від пилу та бруду, оскільки вони погіршують охолодження.

Дотримання цих правил зведе ризики під час експлуатації трансформатора до мінімуму.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. В загальних енергосистемах максимальна ефективність досягається, коли використовується зворотнє регулювання напруги та компенсація реактивної потужності одночасно узгоджено.

2. Поява в структурі системи електропостачання локальних джерел енергії обмежує можливість централізованого регулювання напруги. У цьому випадку ефективним заходом забезпечення допустимих відхилень напруги є застосування лінійних стабілізаторів напруги, які застосовуються в розподільчих лініях з інтегрованими джерелами електроенергії.

3. Звичайні пристрої регулювання напруги з обмеженими комутаційними ресурсами не здатні коректно реагувати на зміни в режимах мереж, особливо за наявності в їх структурі відновлюваних джерел енергії, і спонукають до пошуку нових технологічних рішень, зокрема використання силової електроніки.

4. У процесі збільшення кількості розосередженої генерації в структурі системи електропостачання, поява накопичувачів енергії, розвиток зарядних станцій для електромобілів досягається шляхом створення систем розподілу активної електроенергії з децентралізованим регулюванням напруги, а саме, впровадженням мультиагентних систем.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Автоматизовані системи диспетчерського управління; уклад. В. М. Охріменко. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 15 с.
2. Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. —109 с.
3. ДНАОП 0.00-1.32-01. Правила улаштування електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. Київ. — 2001. [Електронний ресурс] // Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=47257
4. Довгалюк О. Н., Черемшин Н. М. «Повышение эффективности регулирования напряжения в распределительных электрических сетях с учётом качества электрической энергии» Вестник Приазовский технический университет 2005г. – с45-50
5. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN50160:2010, IDT) : [арх. 30 червня 2018] / Мінекономрозвитку України. — Київ, 2014. [Електронний ресурс] // Режим доступу: <https://chernihivoblenergo.com.ua/files/2050160-2014-1.pdf>
6. Львов І. Ю. Дворівнева система регулювання напруги електротехнічних пристроїв: дис. канд.. техн. наук: 05.09.03 / Львов Ілля Юрійович. – Львів, 2003. – 153 с.
7. Казанцев Ю.І., Плешков П.Г., Сіріков О.І. Методичні вказівки для студентів спеціальності 8.090603 «Електротехнічні системи електропостачання» усіх форм навчання, - Кіровоград, 2003 рік.
8. Левицький, С. М. Система автоматичного керування трансформатором з інтелектуальним регулятором напруги : монографія /С. М. Левицький, К. І. Колмачов. – Вінниця : ВНТУ, 2015. – 72 с.

9. Черемісін М.М., Мороз О.М., Єгоров О.Б., Швець С.В. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків: ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.

10. A centralized voltage regulation method for distribution networks/ International Journal of Electrical Power & Energy Systems, July 2021 [Електронний ресурс] // Режим доступу: <https://www.sciencedirect.com/science/S0142061521000922>

A. Edris, R. Adapa, M.H. Baker, L. Bohmann, K. Clark, K. Habashi, L. Gyugyi, J. Lemay, A. Mehraban, A.K. Myers, J. Reeve, F. Sener, D.R. Torgerson, R.R. Wood, Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS), IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997. doi: 10.1109/61.634216 [Електронний ресурс] // Режим доступу: <https://www.researchgate.net/publication/229148910>

11. 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 distribution system, in Proc. Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS). 2011. [Електронний ресурс] // Режим доступу: <https://www.academia.edu>

12. Butkevych, O., Chyzhenko, O., Popovych, O., Trach., I. and Golovan, (2019). "A Study of Transitional Modes of the Electric Network with the Powerful Electromechanical Load and FACTS," 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, Pp. 261-266.

13. Dixon, Juan W. Reactive power compensation technology Department of Electrical Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile [Електронний ресурс] // Режим доступу: <https://www.academia.edu/9522836>

14. Farag H. E. and El-Saadany E. F., Voltage regulation in distribution feeders with high DG penetration: From traditional to smart, IEEE Power and Energy Society General Meeting (2011), 1-8.

15. M Reza Tousi, S Hossein Hosseinian and M Bagher Menhaj. A Multi-

agent-based voltage control in power systems [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://www.researchgate.net/publication/220164972>

16. Padilha A., Denis I., Ciric R. M. Voltage regulation in distribution networks with dispersed generators. 17 -th International Conference on Electricity Distribution Barcelona, 12-15 May 2003.

17. Sheldon P. Kennedy Design and application of semiconductor rectifier transformers August 2002 IEEE Transactions on Industry Applications 38(4): Baosen Zhang An Optimal and Distributed Method for Voltage Regulation in Power Distribution Systems [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://www.researchgate.net/publication/278794955>