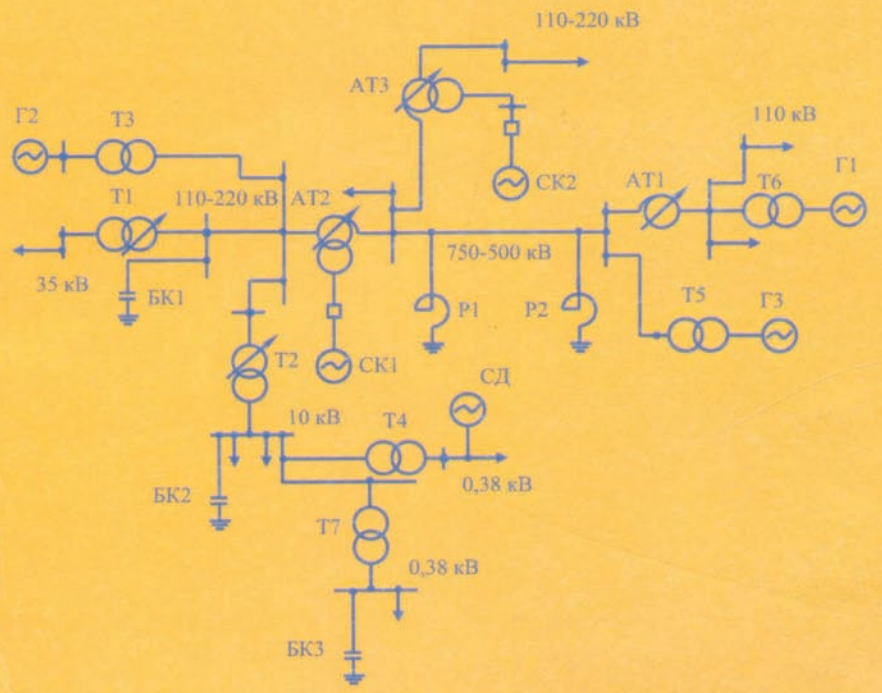
П. Д. Лежнюк, В. О. Комар

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, В. О. Комар

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

2-е видання

Рекомендовано Міністерством освіти і науки України як навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів, які навчаються за напрямом «Електротехніка та електротехнології»

Вінниця
ВНТУ
2010

УДК 621.311–52.003
ББК 31.27я73
А 80

Рецензенти:
Ю. О. Варецький, доктор технічних наук, професор
В. В. Назаров, доктор технічних наук, професор
М. М. Черемісін, кандидат технічних наук, професор

Рекомендовано до видання Міністерством освіти і науки України.
Лист № 1.4/18–Г–676 від 25.03.08

Лежнюк, П. Д.
Л 49 Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. — 2-е вид. — Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2010. – 171 с.
ISBN 978-966-641-353-9

В посібнику розглянуті засоби і способи регулювання напруги як одного з основних показників якості електроенергії, з метою оптимізації режиму роботи енергосистеми і, як наслідок, споживачів.

Посібник розроблений у відповідності з планом кафедри і програмою дисципліни «Електричні системи та мережі» і призначений для студентів спеціальності «Електричні системи та мережі», також може бути корисний для студентів інших енергетичних спеціальностей.

УДК 621.311–52.003
ББК 31.27я73

ISBN 978-966-641-353-9

© П. Лежнюк, В. Комар, 2008

ЗМІСТ

Вступ 6
1 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ І ВПЛИВ ЇЇ НА НОРМАЛЬНУ РОБОТУ СПОЖИВАЧІВ 8
1.1 Якість електричної енергії 8
1.2 Характеристики електроенергії і її показники якості 11
1.3 Приклади впливу якості електроенергії на функціонування технічних пристроїв 25
1.4 Забезпечення якості електроенергії 29
2 ФІЗИЧНІ ОСНОВИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ 31
2.1 Баланс реактивної потужності і його зв'язок з напругою 31
2.2 Споживачі і джерела реактивної потужності 34
2.3 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах 38
2.4 Застосування технічних пристроїв для регулювання напруги в електричних мережах 40
2.5 Закони регулювання напруги і реалізація їх в електричних мережах 45
3 ДЖЕРЕЛА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЯК ЗАСІБ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ 51
3.1 Задачі, які розв'язуються з використанням джерел реактивної потужності 51
3.2 Особливості джерел реактивної потужності 51
3.3 Синхронні генератори електростанцій 53
3.4 Синхронні компенсатори 56
3.5 Батареї конденсаторів 57
3.6 Статичні тиристорні компенсатори на базі БК 61
3.7 Реактори 63
3.8 Комбіновані ДРП 67
4 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ З РЕГУЛЮЮЧИМИ ПРИСТРОЯМИ 69
4.1 Трансформатори з перемиканням відгалужень без збудження 69
4.2 Основні схеми пристроїв РПН 73
4.3 Схеми трансформаторів і автотрансформаторів з РПН 80
4.4 Основні елементи конструкції пристроїв РПН 85
4.5 Перспективи розвитку перемикальних пристроїв 89
4.6 Особливості випробувань і експлуатації регульованих трансформаторів 89
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 92
5.1 Структура регулювання напруги в ЕЕС 92
5.2 Балансування реактивної потужності вузла навантаження 94
5.3 Регулятори напруги 97
5.4 Настроювання регуляторів напруги 98

5.5 Регулювання напруги в розподільних мережах 103
5.6 Регулювання режиму батарей конденсаторів 106
6 АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ З РПН 111
6.1 Особливості автоматичного регулювання коефіцієнтів трансформації трансформатора 111
6.2 Автоматичні регулятори коефіцієнтів трансформації 113
6.3 Автоматичний контроль та керування функціонуванням трансформаторів з РПН в ЕЕС 124
6.4 Регулювальний ефект і ранжування регулювальних пристроїв 135
6.5 Визначення оптимальної області параметрів регулювальних пристроїв 138
7 ЗМЕНШЕННЯ НЕСИНУСОЇДНОСТІ І НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 141
7.1 Несинусоїдність та способи її усунення 141
7.1.1 Задачі несинусоїдності кривих напруги і струму 141
7.1.2 Джерела гармонік в електричній мережі 142
7.1.3 Зменшення несинусоїдності напруги та струму 144
7.1.4 Поширення вищих гармонік в електричних мережах 147
7.2 Несиметричність напруги і її зменшення 151
7.2.1 Причини несиметричності напруги в електричних мережах і їх характеристика 151
7.2.2 Розрахунок несиметричних режимів електричних мереж 157
7.2.3 Симетрування напруги в електричних мережах 164
Література 168
Словник термінів 169

Перелік скорочень

АВР – автоматичне вмикання резерву
АД – асинхронний двигун
АПВ – автоматичне повторне вмикання
АРЗ – автоматичні регулятори збудження
АСДУ – автоматизовані системи диспетчерського управління
АТ – автотрансформатор
БК – батареї конденсаторів
ВН – висока напруга
ДРП – джерела реактивної потужності
ЕЕС – електроенергетична система
ЕМЗ – електромагнітні завади
ЕМС – електромагнітна сумісність
ЕП – електроприймач
ЕРС – електрорушійна сила
КРП – компенсація реактивної потужності
КУ – компенсуючі установки
ЛЕП – лінії електропередач
НН – низька напруга
ПБЗ – перемикання без збудження
ПЛ – повітряні лінії
ПЯЕ – показники якості електроенергії
РО – регулювальна обмотка
РТ – розподільний трансформатор
РПН – регулювання під навантаженням
СД – синхронний двигун
СЕП – система електропостачання
СН – середня напруга
СК – синхронні компенсатори
СТК – статичні тиристорні компенсатори
ТУ – технічні умови
УПК – установки поздовжньої компенсації
ЦЖ – центр живлення
ШР – шунтувальні реактори
ЯЕ – якість електроенергії

ВСТУП

Основними показниками якості електроенергії при живленні від електричних мереж трифазного струму є відхилення і коливання частоти та напруги, ступінь несинусоїдальності форми кривої напруги, несиметрія напруги і зсув нейтралі. Норми на ці показники якості електроенергії в точках мереж, до яких безпосередньо приєднуються електроприймачі, визначаються ГОСТом. Відхилення показників якості електроенергії, зокрема рівня напруги, від номінальних значень поділяються на нормально допустимі, яких повинні дотримуватися протягом 95% часу доби, і максимально допустимі, які не повинні бути перевищені протягом всього часу, включаючи післяаварійні режими.

Вимоги до точності дотримування норм відхилення напруги різні для різних видів навантаження. Наприклад, досить чутливими до відхилень напруги є освітлювальні установки. Показник ступеня залежностей світлового потоку і терміну служби ламп розжарювання складає відповідно 3,61 і 13,57, тому при зниженні напруги на 10% світловий потік зменшується на 32%, а при підвищенні напруги на 10% термін служби знижується в 4 рази. Люмінесцентні лампи менш чутливі до відхилень напруги, проте, при великих зниженнях напруги лампи або не спалахують, або мигають, що різко знижує термін їх служби.

Значний збиток від відхилень напруги може бути в промислових електротермічних і електролізних установках. Зниження напруги живлення дугових електропечей всього на 8% призводить до такого різкого зниження температури, що плавка взагалі не може бути доведена до кінця. Відхилення, а тим більше швидкі коливання напруги в межах ±5% повністю порушують нормальну роботу установок електролізу для виробництва хлору і каустичної соди.

Відхилення напруги впливає і на роботу асинхронних двигунів, які масово використовуються в промисловості і господарстві. Відхилення напруги від її номінального значення впливає на значення електромагнітного моменту двигуна, на його швидкість, а тим самим і на продуктивність механізмів, які він приводить в рух.

Суттєво впливає значення напруги також на процес транспортування та розподілу електроенергії в електроенергетичній системі (ЕЕС). Цей вплив проявляється, наприклад, на значенні втрат електроенергії під час її транспортування. Від напруги залежать навантажувальні втрати електроенергії в елементах системи з активним опором та, особливо, втрати на коронування. За хорошої погоди втрати на коронування пропорційні квадрату напруги, а під час опадів та інієутворенні ці втрати залежать від напруги вже в четвертому – шостому степені.

Значення напруги впливає на процес старіння ізоляції електрообладнання і, відповідно, на його ресурс і якість функціонування.

Наприклад, систематичне відхилення напруги на +10% від номінального значення зменшує строк служби трансформаторів майже вдвічі.

Можна констатувати, що вплив напруги і її характеристик (відхилення від номінального значення, коливання, несинусоїдність, несиметрія фаз) носить як місцевий, так системний характер. В першому випадку це вплив на техніко-економічні показники електроприймачів, в другому – вплив на техніко-економічні показники електричних мереж ЕЕС в цілому. Відповідно постають різні задачі щодо регулювання напруги. Вони відрізняються за метою, способами приведення показників якості напруги до їх нормативних значень, технічними засобами регулювання тощо.

Регулювання напруги в електричних мережах тісно пов'язане з регулюванням реактивної потужності. Власне від балансу реактивної потужності залежить рівень напруги в мережах. Обидва ці процеси взаємозв'язані і не завжди їх можна розмежувати. Комплексний підхід до регулювання напруги і реактивної потужності дозволяє одночасно підтримувати показники якості напруги в допустимому діапазоні і досягати зменшення втрат електроенергії в електричних мережах.

Однією з особливостей напруги як параметра режиму ЕЕС є те, що якість її має здатність погіршуватися на шляху від джерела електроенергії до споживача. Будучи якісною на шинах електростанцій, через втрати в лініях, трансформаторах та інших елементах ЕЕС і через вплив факторів, що спотворюють форму синусоїди, напруга на шинах підстанцій споживачів уже може не відповідати вимогам щодо її якості. Компенсувати втрати напруги в електричних мережах можна шляхом централізованого та місцевого її регулювання. В першому випадку це здійснюється збудженням генераторів на станціях та регулюванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів і зміною навантаження (генерування) джерел реактивної потужності (ДРП) на підстанціях 110 – 750 кВ. На місцевому рівні регулювання напруги і покращення її якості здійснюється локальними регуляторами, встановленими на підстанціях і в центрах живлення безпосередньо біля споживачів електроенергії.

За способом підтримки значення напруги в електричних мережах процес регулювання напруги на всіх рівнях в ЕЕС може реалізовуватися оперативним втручанням диспетчера (ручне керування) або автоматично за допомогою спеціальних регуляторів. При цьому регулювання може здійснюватися за різними законами.

Таким чином, як бачимо, проблема регулювання напруги в ЕЕС є складною і багатоплановою. Для ефективного її вирішення необхідні глибокі знання і постійна увага.

1 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ І ВПЛИВ ЇЇ НА НОРМАЛЬНУ РОБОТУ СПОЖИВАЧІВ

1.1 Якість електричної енергії

Електроенергія як товар має цілий ряд специфічних властивостей. Вона безпосередньо використовується під час створення інших видів продукції і має істотний вплив на економічні показники виробництва і якість виробів, що випускаються. Поняття якості електроенергії відрізняється від якості інших товарів. Якість електроенергії проявляється через якість роботи електроприймачів (ЕП). Тому, якщо ЕП працює незадовільно, а якість електроенергії відповідає встановленим вимогам, то причину слід шукати в якості виготовлення ЕП. Якщо показники якості електроенергії не відповідають вимогам, то висуваються претензії постачальнику – організації, що постачає електроенергію.

Якість електроенергії на місці виробництва не гарантує її якості в точці приєднання споживача. Характер самого виробничого процесу істотно впливає на показники якості електроенергії і в точці приєднання вони можуть бути різними до і після вмикання споживача. Якість електроенергії є складовою електромагнітної сумісності, що характеризує електромагнітне середовище. Електроприймачі і апарати, приєднані до електричних мереж, призначені для роботи при певних номінальних параметрах: номінальній частоті, номінальній напрузі, номінальному струмі, що змінюється за синусоїдальним законом. В системі електропостачання завжди можливе відхилення від цих вимог, які визначаються показниками якості електроенергії.

Якість електричної енергії – це сукупність її характеристик за частотою і напругою, які називаються показниками якості електроенергії. Останні визначають вплив електроенергії на електрообладнання, електричні апарати і прилади, приєднані до електричної мережі. Характер цього впливу оцінюється мірою відповідності цих показників якості електроенергії встановленим вимогам. В термінах електромагнітної сумісності показники якості електроенергії – це рівень електромагнітної перешкоди, що створюється в електричній мережі в єдиному і неперервному процесі виробництва, передаванні, розподілу і споживанні електричної енергії.

Електромагнітна сумісність (ЕМС) характеризує не тільки взаємодію між електричними приладами, апаратами, електрообладнанням і електромагнітним середовищем, але і взаємодії цих технічних засобів між собою. Під ЕМС розуміють здатність електротехнічних засобів або їх елементів нормально функціонувати в даному електромагнітному середовищі, не вносячи неприпустимих електромагнітних завад (ЕМЗ) в це середовище і не відчуваючи таких з його боку.

Якщо ЕМС не забезпечена, тобто окремі елементи електротехнічного

обладнання або установки в цілому не мають заданої завадостійкості до внутрішніх (між елементами) і зовнішніх (відносно приладу) завад, то тим самим створюються умови для:

– функціональних порушень з певними наслідками, пов'язаними з відмовами, зі скороченням терміну служби і виходом з ладу устаткування, браком продукції, аваріями, помилковими спрацьовуваннями захисту і автоматики і под.;

– погіршення якості електроенергії;

– погіршення електромагнітного стану в навколишньому середовищі;

– ураження обслуговуючого персоналу.

Передумовою для цього є невраховані ЕМС або ЕМЗ, захист від яких непередбачений.

Електромагнітна завада – це випадкова електромагнітна дія, здатна спричиняти в електротехнічному пристрої порушення функціонування, відмову або руйнування. Завада може виявлятися як струм, напруга, електромагнітне поле. У практиці розрізняють індуктивні і зовнішні ЕМЗ. До індуктивних відносяться завади, що розповсюджуються по проводах, зокрема по електричній мережі. Зовнішні завади розповсюджуються через навколишній простір. Завади створюються відповідними джерелами, якими можуть бути як електротехнічні пристрої, так і електротехнологічні процеси. Так, наприклад, повітряна лінія високої напруги (пристрій) створює зовнішні завади під час передавання електроенергії (технологічний процес), що впливають на лінії зв'язку. Напруженість електричного і магнітного полів навколо лінії електропередачі характеризує електромагнітний стан. Наприклад, перетворювачі тягової підстанції електрифікованого транспорту створюють індуктивні завади в електричній мережі, від якої вони живляться. Спотворення синусоїдальної форми напруги під впливом струмів вищих гармонік, які протікають по електричній мережі, характеризують електромагнітний стан в цій мережі.

Важливою характеристикою електромагнітного стану є рівень ЕМС. Рівень ЕМС – це встановлене значення ЕМЗ, при якому з найбільшою ймовірністю гарантується нормальна взаємодія (функціонування) всіх технічних пристроїв, які є як джерелами завад, так і пристроями, що піддаються цим завадам.

Так, нормовані (допустимі) значення показників якості електроенергії є тими рівнями ЕМС електричної мережі, при яких гарантується нормальне функціонування будь-яких електротехнічних пристроїв, приєднаних до цієї мережі, якщо ці показники якості електроенергії не перевершують допустимих значень. З іншого боку, електротехнічні пристрої характеризуються своїми допустимими рівнями ЕМС, які визначають їх завадостійкість, при якій і гарантується нормальне функціонування цих пристроїв. Очевидно, що рівні завадостійкості

повинні бути вищі за значення показників якості електроенергії в електричній мережі.

Рівень ЕМЗ може досягти порогового значення, що перевищує рівень завадостійкості конкретного пристрою, що спричинить порушення його функціонування (відмова). Таке порогове значення називається завадочутливістю. Порушення функціонування може бути як зворотним, так і незворотним. У першому випадку, після зняття критичного впливу або зниження рівня ЕМЗ, пристрій відновить свої функціональні можливості. В іншому випадку, очевидно, під впливом завади відбулися незворотні зміни в елементах пристрою, внаслідок чого пристрій втратив свої функціональні можливості.

Багато видів індуктивних перешкод призводять до додаткового нагріву електроустаткування або його елементів під впливом підвищеної напруги, струмів вищих гармонік, струмів зворотної послідовності. Додатковий нагрів призводить до порушення ізоляції, руйнування конструктивних елементів електрообладнання і, таким чином, до незворотного порушення функціонування. Проте ефект від додаткового нагріву виявляється не відразу, а згодом. Тому, якщо дія даних завад була короткочасною, то після їх усунення пристрій не втратить своїх функціональних можливостей. Таким чином, час дії ЕМЗ також слід віднести, разом з рівнями, до характеристик ЕМС. Так, наприклад, нормально допустимі рівні ЕМС електричної мережі, її показники якості електроенергії, можуть бути перевищені, але не більше ніж протягом 72 хв за добу, що складає 5 % від 24 час.

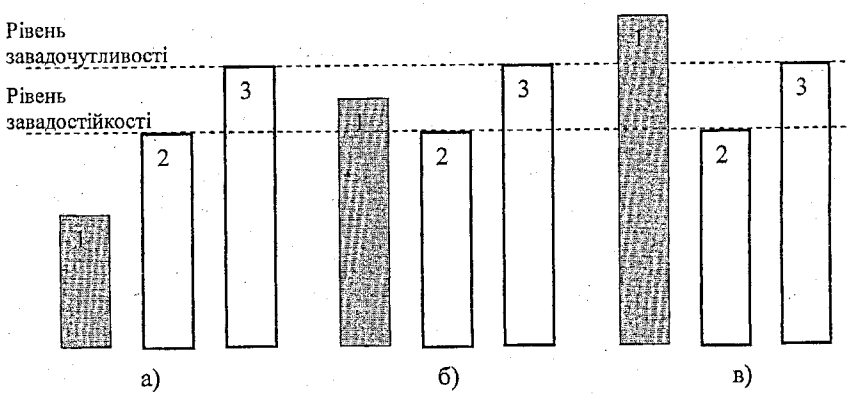


Рисунок 1.1 – Характеристика електромагнітного середовища за рівнями ЕМС

На рисунку 1.1 наведені рівні ЕМС електричної мережі 1 і

електроприймача, приєднаного до цієї мережі. При цьому завадостійкість ЕП 2 і його завадочутливість 3 залишаються постійними, а рівень перешкод в мережі 1 зростає. Очевидно, що у випадку, показаному на рисунку 1.1, а, нормальне функціонування ЕП забезпечене. У випадку, наведеному на рисунку 1.1, б, нормальне функціонування ЕП може бути забезпечено, якщо тривалість дії ЕМЗ обмежена за часом. І у випадку, показаному на рис. 1.1, в, нормальне функціонування неможливе.

1.2 Характеристики електроенергії і її показники якості

Якість електроенергії враховує всі аспекти ЕМС, але характеризує тільки електричну мережу. Встановлені для неї *допустимі рівні ЕМС називають показниками якості електроенергії.*

Нормативні значення показників якості електроенергії і їх перелік встановлені ГОСТ 13109-97, який є підставою для розробників апаратури і електрообладнання, що приєднуються до мережі, в частині їх завадостійкості, з одного боку, і рівня завад, що вносяться ними, з іншого. Якщо рівень завадостійкості цих технічних засобів вище гранично допустимих значень показників якості електроенергії в мережі, ЕМС буде забезпечена.

Фактичні значення показників якості електроенергії повинні контролюватися за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання в умовах експлуатації, а відповідні характеристики ЕП – шляхом необхідних випробувань при їх розробленні і виробництві.

Всі показники якості електроенергії, які встановлені ГОСТ 13109-97, можуть бути умовно розділені на три групи. До першої групи можна віднести відхилення частоти і відхилення напруги, які пов'язані з особливостями технологічного процесу виробництва і передавання електроенергії. Якість регулювання відхилень частоти і напруги визначає їх рівень в електроенергетичній системі. До другої групи можна віднести показники якості електроенергії, що характеризують несинусоїдність форми кривої напруги, несиметрію і коливання напруги. Джерелами цих спотворень (емітентами) є, головним чином, електроприймачі. Для координації ЕМЗ, що вносяться такими ЕП, необхідне застосування технічних заходів як на етапі розроблення і виробництва, так і в процесі їх експлуатації. До третьої групи можна віднести показники якості електроенергії, що характеризують випадкові електромагнітні явища і електротехнічні процеси, нерозривно пов'язані з технологічним процесом виробництва, передавання і споживання електроенергії. До них відносяться провали напруги, перенапруги і імпульси напруги, які виникають в системі електропостачання в більшості випадків в результаті комутацій електрообладнання або розрядів блискавки на лінію електропередачі.

Показники якості електроенергії перших двох груп нормуються

ГОСТ і на них встановлені два допустимі рівні: нормальний і граничний. Показники якості електроенергії третьої групи не нормуються, проте, статистична інформація про них має велике значення для нормальної експлуатації електроенергетичної системи.

Відхилення частоти. Частота f є загальносистемним параметром режиму ЕЕС і визначається балансом активної потужності. При виникненні дефіциту потужності, що генерується, в системі відбувається зниження частоти до такого значення, при якому встановлюється новий баланс потужності, що генерується і споживається. При надлишку потужності, що генерується, навпаки, частота підвищується.

Частота змінного струму в електроенергетичній системі визначається частотою обертання генераторів електростанцій. Номінальне значення частоти 50 Гц (у деяких країнах 60 Гц). У кожен момент часу в ЕЕС повинно бути забезпечено рівність між потужністю генераторів електростанцій і потужністю споживачів з урахуванням втрат потужності в елементах ЕЕС. Регулювання частоти в ЕЕС можливо тільки за наявності резерву активної потужності на електростанціях. Введення резервної активної потужності можливе в ЕЕС за рахунок додаткової витрати енергоносія первинного двигуна (турбіни) генератора.

Якість електроенергії за частотою характеризується відхиленням частоти Δf :

$$\Delta f = f_{ф} - f_{ном},$$

де $f_{ном}$ – номінальне значення частоти, Гц; $f_{ф}$ – фактичне стале (виміряне) значення частоти, Гц.

Відхилення напруги. Напруга у вузлах електроенергетичної системи може бути різною і визначається балансом реактивної потужності в цих вузлах. Відмінність фактичної сталої напруги $U_{ф}$ в заданій точці мережі від його номінального значення $U_{ном}$ характеризується відхиленням напруги $\delta U_{ф}$. Відхилення напруги визначаються у відсотках від значення напруги, номінального для даного вузла ЕЕС:

$$\delta U_{ф} = \frac{U_{ф} - U_{ном}}{U_{ном}} 100.$$

Зміна рівня напруги у вузлі мережі при передаванні електроенергії по її ділянці можна проілюструвати на прикладі, коли по лінії передаються активна P і реактивна Q потужності. Заступна схема лінії наведена на рисунку 1.2.

При даній потужності струм, що протікає по лінії, рівний I. При цьому і потужність $\dot{S} = P + jQ$, і струм $\dot{I} = I_a - jI_p$, і опори лінії $\dot{Z} = R + jX$ є комплексними величинами. Тоді напруги $\dot{U}_1$ і $\dot{U}_2$ по кінцях лінії будуть різними через спад напруги в цій лінії. Якщо потужність передається в напрямі, показаному на рисунку, то напруга в кінці лінії буде нижча, ніж

називається втратою напруги. Втрата напруги – це різниця модулів напруг на кінцях лінії або $\Delta U = |\dot{U}_1| - |\dot{U}_2|$.

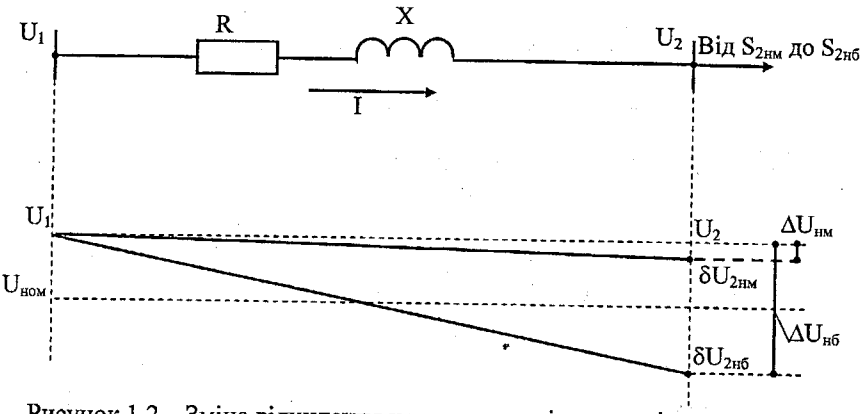


Рисунок 1.2 – Зміна відхилення напруги при відсутності регулювання

На відміну від ΔU різниця цих комплексних величин $\dot{U}_1 - \dot{U}_2$ називається спадом напруги, який рівний $\Delta\dot{U} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \dot{I}(R + jX)$.

Через те, що спад напруги – це комплексна величина, розрізняють її поздовжню і поперечну складові (рис. 1.3). Вони можуть бути розраховані за виразами:

для поздовжньої складової

$$\Delta U' = \frac{PR + QX}{U_1}$$

і для поперечної складової

$$\Delta U'' = \frac{PX - QX}{U_1}.$$

Ці вирази справедливі для будь-якого елементу передавальної або розподільної мережі.

Поздовжня складова приблизно рівна втраті напруги, тобто $\Delta U \approx \Delta U'$. Вона характеризує різницю діючих напруг на кінцях елементу мережі (лінія, трансформатор).

Поперечна складова характеризує фазовий зсув (кут) між векторами цих напруг.

Тоді діюче значення міжфазної напруги в кінці лінії при заданій напрузі на її початку $U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\Delta U'')^2}$.

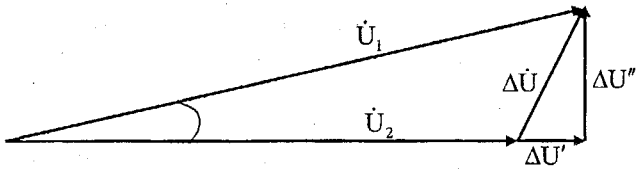


Рисунок 1.3 – Векторна діаграма спаду напруги

Під час розрахунку мереж з номінальною напругою 110 кВ і нижче поперечну складову можна не враховувати. Для таких мереж характерні або приблизна рівність R і X, або перевищення R над X.

Під час оцінювання відхилень напруги $\delta U_ф$ на приймальному кінці даної лінії вимірюється саме напруга U_2. Тоді

$$\delta U_ф = \frac{U_{2ф} - U_{ном}}{U_{ном}} 100\%.$$

Забезпечення вимог за допустимими відхиленнями напруги в кожній точці мережі без спеціальних регулюючих пристроїв можливо тільки тоді, коли сумарні втрати напруги відносно невеликі. Такі умови можуть бути в мережах відносно невеликої довжини з малою кількістю проміжних трансформацій і відносно невеликим навантаженням.

Сучасні ЕЕС характеризуються великою довжиною ліній різних номінальних напруг і багатоступінчатою трансформацією. Тому передавання електроенергії від її джерел до приймачів, коли сумарні втрати напруги великі, неможлива без спеціальних засобів регулювання напруги.

У розподільних електричних мережах відхилення напруги, звичайно, визначаються в характерних точках. Це точки, віддалені від центрів живлення (ЦЖ), які обладнані трансформаторами з регульованими під навантаженнями коефіцієнтами трансформації (РПН).

Добовий діапазон зміни навантаження споживача досить великий, що призводить до зміни втрат напруги в мережі, а отже, і до зміни відхилень напруги у вузлах. Такий приклад наведений на рисунку 1.2, коли напруга на початку лінії U_1 підтримується на рівні вище номінального, а потужність навантаження змінюється в діапазоні від $S_{2нм}$ до $S_{2нб}$. В даному прикладі напруга U_2 на приймальному кінці нижча тоді, коли навантаження більше.

При цьому відхилення напруги від номінального значення в режимі найбільшого ($\delta U_{2нб}$) і найменшого ($\delta U_{2нм}$) навантаження можуть відрізнятися від допустимих значень. У ПУЕ рекомендується підтримувати напругу в ЦЖ на рівні не нижче 105 % номінального значення в режимі найбільшого навантаження і не вище 100 % – в режимі найменшого навантаження. Ця вимога відповідає принципу зустрічного регулювання

напруги, для реалізації якого використовуються засоби регулювання напруги.

На рисунку 1.4 як засіб регулювання використовується трансформатор з РПН. Регулятор РПН залежно від струму I навантаження трансформатора змінює його коефіцієнт трансформації $k_т$, вводячи ту або іншу добавку напруги E так, що зі збільшенням струму $k_т$ знижується і напруга на лінії підвищується. Навпаки, при зниженні струму навантаження $k_т$ збільшується і напруга знижується. Тепер напруга в режимі найбільшого навантаження вища за $U_{ном}$, а в режимі найменшого – нижча.

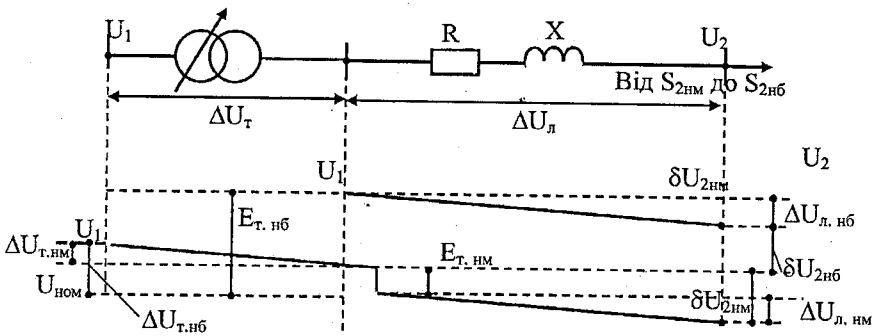


Рисунок 1.4 – Регулювання з допомогою РПН

Коефіцієнт трансформації змінюється так, що при проміжних навантаженнях $\delta U_{2нм} < \delta U_{пр} < \delta U_{2нб}$. Енергопостачальна організація може задавати години найбільшого і найменшого навантаження певними інтервалами часу протягом доби. Протягом цих інтервалів навантаження споживача може змінюватися, залишаючись відповідно в діапазонах найбільших або найменших значень. Тому і допустимі відхилення напруги повинні задаватися діапазонами окремо для режимів найбільшого і найменшого навантаження і підтримуватися в заданих діапазонах засобами регулювання напруги.

Коливання напруги. Якщо відхилення напруги створюються під впливом відносно повільних змін навантаження, що визначаються його графіком, то швидкі зміни навантаження створюють коливання напруги. Коливання напруги визначаються за лінією, що огинає діючі або амплітудні значення напруги і характеризуються розмахами δU_t і частотою повторення змін напруги $F_{\delta U_t}$ або інтервалами між змінами напруги.

Приклад кривої, що огинає амплітудні значення напруги, виміряних дискретно на кожному півперіоді, наведений на рисунку 1.5. Розмах зміни напруги оцінюється у відсотках на кожному півперіоді основної частоти як

$$\delta U_t = \frac{U_{i2} - U_{i1}}{U_{ном}} 100,$$

де U_{i2} і U_{i1} – значення екстремумів або екстремуму і горизонтальної ділянки, які настають один за одним.

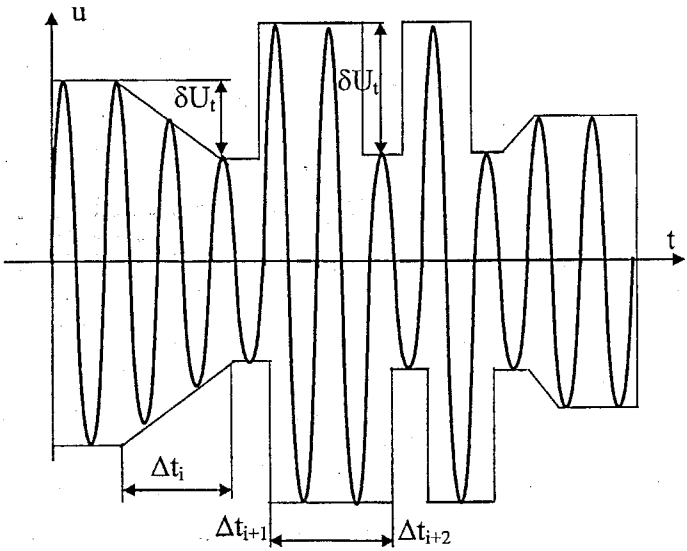


Рисунок 1.5 – Коливання напруги розмахом δU_t тривалістю Δt_i і інтервалом між змінами $t_{i+2} - t_{i+1}$

Ще однією характеристикою коливань напруги є доза флікера. Необхідність введення показника якості електроенергії, який характеризує коливання напруги, виникла в результаті виявлення дії цього явища на зір людини, що спричиняє фізіологічну втому від мерехтіння світлового потоку, створюваного джерелами світла. Флікер має кумулятивну дію, ефект від якого тим більший, чим більший розмах коливань і частота їх повторення.

Процес зорового сприйняття флікера, що створюється коливаннями прямокутної форми, знаходиться в діапазоні частот $0<f<35$ Гц і амплітудою $0<\delta U_t<10\%$ номінальної напруги. Експериментально доведено, що найбільш подразлива дія флікера настає при f = 8,8 Гц, коли δU_t = = 0,29 %.

Причиною коливань напруги в електричних мережах є потужні ЕП, споживання активної і реактивної потужності яких носить різкозмінний характер. Для таких ЕП характерні такі умови електроспоживання: їх живлення здійснюється від шин напругою 35–220 кВ, а коливання

споживаної активної і реактивної потужності в діапазоні 10–130% відбуваються з швидкістю наростання до 200 МВА/с. Як правило, такі ЕП мають нелінійну вольт-амперну характеристику.

До них відносяться в пріоритетному порядку за ступенем дії на погіршення якості електроенергії: дугові сталеплавильні печі, рудно-термічні печі, електродвигуни великої потужності (зокрема, прокатних станів), індукційні печі, машини контактного зварювання, перетворювачі електролізних установок. Так, при роботі дугової печі ДСП-100 на напрузі 35 кВ в період розплавлення розмахи δU в мережі досягають 4,3–8,2 % при $\cos\varphi = 0{,}1–0{,}3$. При цьому частота коливань напруги складає 8,3 Гц.

Несинусоїдність напруги. Значну частку навантаження в електричній мережі становлять ЕП з нелінійною вольт-амперною характеристикою. Такі ЕП споживають струм, форма якого суттєво відрізняється від синусоїдної. Приклад спотворення синусоїдної форми кривої і її гармонічних складових наведений на рис. 1.6. Протікання несинусоїдного струму елементами електричної мережі створює в них спад напруги, що визначається кривою струму. Це і є причиною спотворення синусоїдної форми напруги в тій або іншій точці (вузлі) мережі.

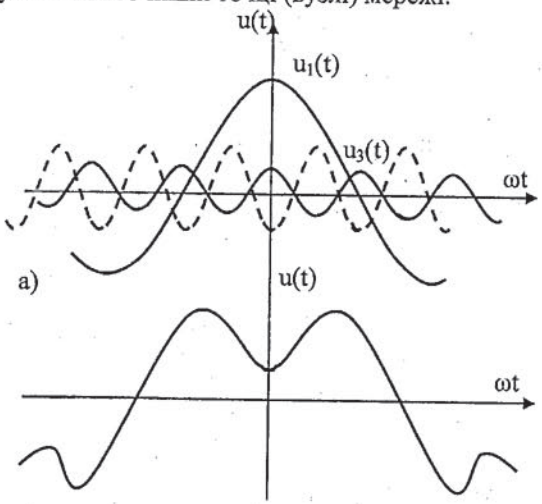


Рисунок 1.6 – Спотворення синусоїдної форми кривої наруги $u_{(i)}$ гармоніки

а – гармонічний склад напруги (1, 3, 5-та гармоніки); б – результуюча (спотворена) форма кривої $u(t) = u_{(1)}(t) + u_{(3)}(t) + u_{(5)}(t)$

Найбільш поширеними джерелами нелінійних спотворень є перетворювачі. Струм, споживаний перетворювачем, в першому наближенні має не синусоїдну, а трапецеїдну форму.

Цей несинусоїдний струм i(ωt) як функція часу t змінюється періодично з частотою мережі f = 50 Гц, що відповідає його кутовій частоті ω=2π*f*=314 рад/с. Відповідно до відомих в математиці методів (розкладання Фур'є) несинусоїдний струм може розглядатися як сума синусоїдних струмів, кожний з яких має свою частоту, кратну основній. Ці складові називаються гармоніками. Тоді струм

$$i(\varpi t) = I_1 \sin \varpi t + I_2 \sin 2\varpi t + I_3 \sin 3\varpi t + ... + I_n \sin n\varpi t,$$

де I_n – амплітуда гармоніки; n – кратність гармоніки відносно основної частоти або порядок гармоніки.

Ці струми, протікаючи елементами мережі (лінії, трансформатори), створюють на них спад напруги. В результаті напруга в точці приєднання перетворювача відрізняється від напруги джерела живлення. Причому ці спади напруги встановлюються для кожної гармоніки окремо так, що, підсумовуючись, вони зумовлюють несинусоїдність напруги у вказаній точці, де

$$u(t) = U_{дж} \sin \varpi t + \Delta U_{(1)} \sin \varpi t + \Delta U_{(2)} \sin 2\varpi t + ... + \Delta U_{(n)} \sin \varpi t.$$

Для ілюстрації таке спотворення синусоїдної форми кривої показане на рис. 1.6. Результуюча крива напруги обумовлена наявністю в ній складових (гармонік) 1-го порядку $u_{(1)}$ (основна гармоніка частотою 50 Гц) і вищих порядків: 3-го – $u_{(3)}$ і 5-го – $u_{(5)}$, частота яких відповідно в 3 і 5 разів більша за основну.

Оскільки основна частота (f=50 Гц) може змінюватися в певних межах, то і частота i-ї гармоніки змінюється. Тому гармоніки характеризують не частотою, а порядком, який вказує їх кратність відносно основної частоти. Для оцінювання якості електроенергії за несинусоїдністю враховують весь ряд гармонік від 2-ї до N-ї. Через різні властивості елементів мережі відносно гармонік і причин, що зумовлюють їх генерування, розрізняють непарні (5, 7, 11, ...), парні (2, 4, 8, 10, ...) і кратні трьом (3, 6, 9, ...) гармоніки. Гармонічний склад кривої напруги характеризують коефіцієнтом n-ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$, %:

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} 100\%,$$

де $U_{(n)}$ – амплітуда n-ї гармоніки, В; $U_{(1)}$ – амплітуда 1-ї гармоніки, В.

В цілому несинусоїдність напруги характеризується коефіцієнтом спотворення синусоїдної форми кривої напруги K_U:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{N} U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} 100.$$

Джерелами гармонічних спотворень в ЕЕС є не тільки перетворювачі, але і інші ЕП, що мають нелінійні характеристики: дугові

сталеплавильні печі, статичні тиристорні компенсатори, трансформатори з нелінійними вольт-амперними характеристиками, індукційні печі, електричні машини, що живляться через вентильні перетворювачі, телевізійні приймачі, люмінесцентні та ртутні лампи.

Побутова техніка також є джерелом вищих гармонік, оскільки з метою автоматизації керування оснащена пристроями з нелінійними характеристиками. Так, в кольорових телевізорах використовуються транзисторні регулятори або інвертори з захистами від перенапруг і надструмів. Інші побутові прилади, радіоприймачі, стереосистеми, зарядні пристрої також генерують струми, що створюють гармоніки кратні трьом. Істотним джерелом таких гармонік є люмінесцентні лампи. При цьому гармоніки кратні трьом від різних джерел практично збігаються за фазою і додаються алгебраїчно, тобто їх взаємної компенсації природним шляхом не відбувається.

Розповсюдження гармонік струму мережею залежить від її параметрів і конфігурації. При розповсюдженні гармонік струму від їх джерела у напрямі мережі вищої напруги гармонічні спотворення напруги, звичайно, знижуються, тобто K_U і $K_{U(n)}$ зменшуються. Рівень цих показників якості електроенергії мережах нижчої напруги, навпаки, вищий.

Несиметрія напруги. Електроприймачі, які отримують живлення тільки від однієї або двох фаз трифазної мережі, утворюють несиметричне навантаження. Типовим прикладом таких ЕП є побутова техніка, освітлення. У промисловості – це зварювальне устаткування, індукційні печі, тягові підстанції електротранспорту, який працює на змінному струмі. В електричних мережах – це лінії електропередачі, фазні проводи яких через своє розташування зумовлюють несиметричні опори фаз лінії. Причому ця несиметрія може бути такою, що для симетрування опорів фаз лінії електропередачі доводиться застосовувати транспозицію проводів.

Несиметричне навантаження трифазної системи електропостачання призводить до того, що струми в її елементах і напруги на них також несиметричні. Так, система напруг, показана на рис. 1.7,а, несиметрична, оскільки її фазні напруги $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ і міжфазні напруги $\dot{U}_{AB}$, $\dot{U}_{BC}$, $\dot{U}_{CA}$ не рівні між собою і зсунуті один відносно одного на кут, відмінний від 120°.

Для характеристики несиметрії напруг (струмів) використовують метод симетричних складових. Згідно з цим методом несиметрична трифазна система може бути подана у вигляді трьох симетричних, які утворюють пряму $\dot{U}_{A1}$, $\dot{U}_{B1}$, $\dot{U}_{C1}$, зворотну $\dot{U}_{A2}$, $\dot{U}_{B2}$, $\dot{U}_{C2}$ і нульову $\dot{U}_{A0}$, $\dot{U}_{B0}$, $\dot{U}_{C0}$ послідовності. Так, наприклад, для фази А кожна з вказаних послідовностей визначається з виразів:

$$\dot{U}_{A1}=\frac{1}{3}\left(\dot{U}_A+a\dot{U}_B+a^2\dot{U}_C\right);\quad \dot{U}_{A2}=\frac{1}{3}\left(\dot{U}_A+a^2\dot{U}_B+a\dot{U}_C\right);$$

$$\dot{U}_{A0}=\frac{1}{3}\left(\dot{U}_A+\dot{U}_B+\dot{U}_C\right),$$

де $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ – несиметричні фазні напруги; $a=e^{j120^\circ}$ – оператор трифазної системи.

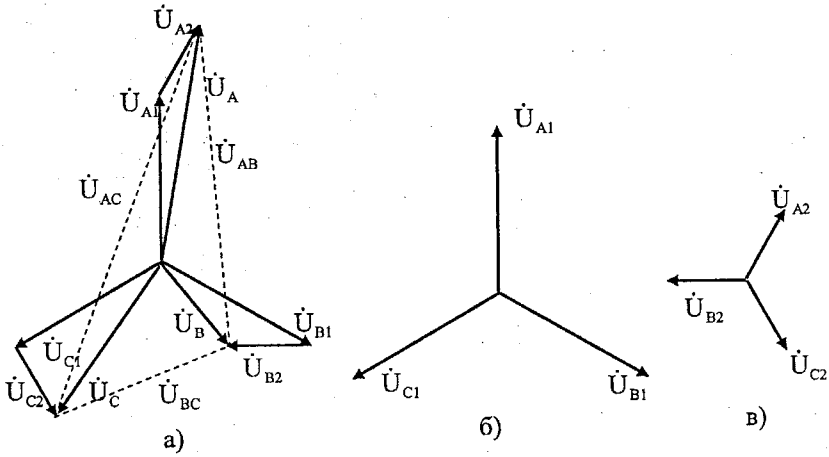


Рисунок 1.7 – Несиметрія напруг $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ (а) і її пряма $\dot{U}_{A1}$, $\dot{U}_{B1}$, $\dot{U}_{C1}$ (б) і зворотна $\dot{U}_{A2}$, $\dot{U}_{B2}$, $\dot{U}_{C2}$ (в) послідовності

На рис. 1.7 наведена векторна діаграма несиметричної системи і її симетричні складові прямої і зворотної послідовностей. Відмітимо, що напруга нульової послідовності $\dot{U}_0$ (рис. 1.8) є напругою зміщення нейтралі. Його можна спостерігати в чотирипровідних системах електропостачання, для яких обмотки живильних трансформаторів і фази навантаження з'єднані в "зірку". Нейтралі, що утворилися таким чином, об'єднані нульовим проводом. При цьому міжфазні напруги можуть залишатися симетричними. Обрив нульового проводу в такій мережі призводить до перенапруг на затискачах однофазних електроприймачів.

Несиметрія напруг характеризується коефіцієнтом несиметрії напруги основної частоти по зворотній послідовності K_{2U} і по нульовій послідовності K_{0U}. Ці коефіцієнти розраховуються тільки для трифазних систем за формулами, %:

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}}100;\ K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{1(1)}}100,$$

де $U_{1(1)}$, $U_{2(1)}$, $U_{0(1)}$ – діючі значення напруги основної частоти прямої, зворотної і нульової послідовностей, В.

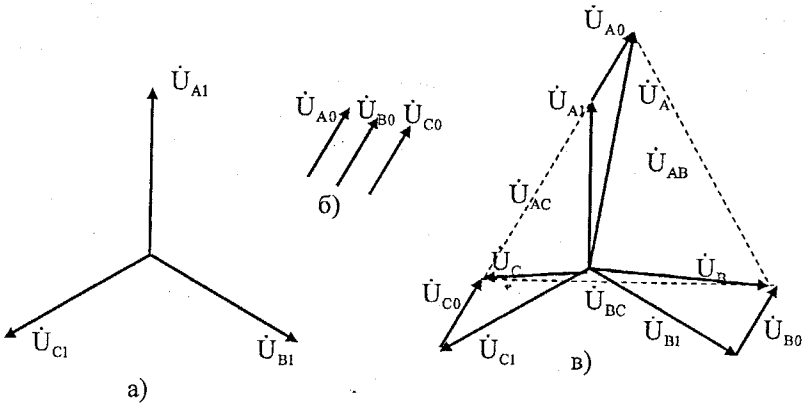


Рисунок 1.8 – Несиметрія напруг $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ (в) і її пряма $\dot{U}_{A1}$, $\dot{U}_{B1}$, $\dot{U}_{C1}$ (а) і нульова $\dot{U}_{A0}$, $\dot{U}_{B0}$, $\dot{U}_{C0}$ (б) послідовності

Провали напруги. До провалів напруги відноситься раптове значне зниження напруги (більше ніж на 10 % від $U_{ном}$) в точці електричної мережі, за яким відбувається відновлення напруги до первинного або близького до нього рівня через проміжок часу від декількох періодів до декількох десятків секунд (рис. 1.9).

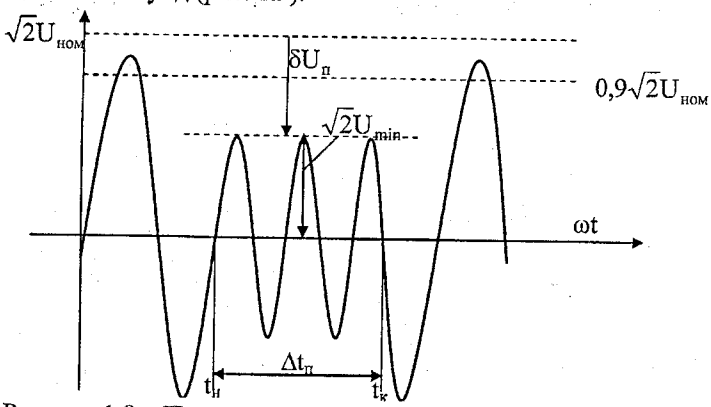


Рисунок 1.9 – Провал напруги глибиною $\delta U_п$ і тривалістю $\Delta t_п$

На відміну від розглянутих показників якості електроенергії провали

напруги є випадковими та вірогідними подіями і характеризують анормальні режими роботи системи електропостачання. Можна сказати, що провали напруги, які можливі в будь-якій мережі, характеризують надійність електропостачання, оцінюючи його безперебійність. Причиною провалів може бути грозова діяльність, коли в результаті попадання блискавки в лінію або на шини відкритого розподільного пристрою спрацьовують засоби захисту і автоматики (АПВ, АВР) системи електропостачання. Провали напруги можуть бути обумовлені і помилками оперативного персоналу і помилковими спрацьовуваннями засобів захисту і автоматики. Глибина провалу в тій або іншій точці мережі тим більша, чим ближче до неї місце пошкодження. Тривалість відновлення провалу визначається сукупністю часу спрацьовування засобів захисту і автоматики, завдяки дії яких напруга і може бути відновлена.

Глибина провалу напруги розраховується за формулою, %:

$$\delta U_{п} = \frac{U_{ном} - U_{min}}{U_{ном}} 100,$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга, В.

Форма провалу напруги може бути багатоступінчатою, що викликано дією декількох засобів захисту і автоматики.

Тривалість провалу напруги розраховується як різниця між часом відновлення напруги $t_к$ і часом початку провалу $t_п$ так, що $\Delta t_п = t_к - t_п$. Встановлено, що тривалість відновлюваного провалу напруги не перевищує 30 с.

Характеристики провалу різні для різних точок мережі і залежать від схеми, типу і стану її устаткування, ступеня автоматизації і захисту.

Частота появи провалів напруги $F_п$ обчислюється за формулою, %:

$$F_{п} = \frac{m(\delta U_{п}, \Delta t_{п})}{M} 100,$$

де $m(\delta U_{п}, \Delta t_{п})$ – кількість провалів певної глибини $\delta U_{п}$ і тривалості $\Delta t_{п}$ за інтервал спостереження, що розглядається; M – сумарна кількість провалів напруги за той же інтервал часу.

Тимчасова перенапруга. За означенням тимчасова перенапруга – це підвищення напруги в точці електричної мережі вище $1{,}1U_{ном}$ тривалістю більше 10 мс, яка виникає в системах електропостачання при комутаціях або КЗ. Причинами появи короткочасних перенапруг є комутації ненавантажених ліній електропередачі, конденсаторних батарей або малозавантажених трансформаторів, вмикання або вимикання великого навантаження.

Перенапруги можуть мати періодичний або аперіодичний характер. Їх можна розділити на короткочасні, тривалі (періодичні) та імпульсні (аперіодичні).

На рис. 1.10 наведена форма періодичної перенапруги в загальному випадку. Перенапруга являє собою небезпеку для людей і електрообладнання, особливо якщо це явище тривале.

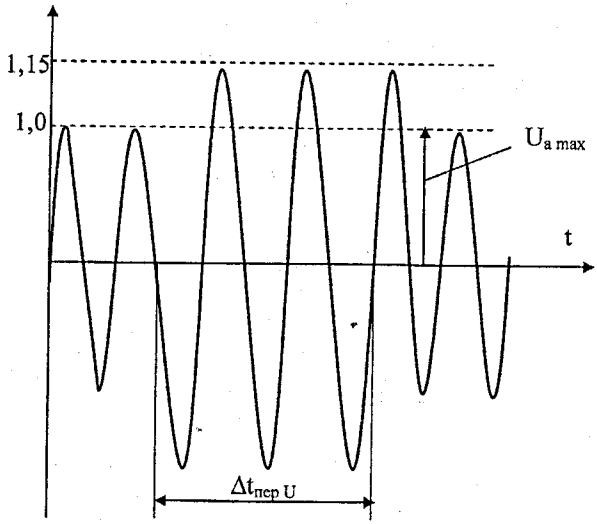


Рисунок 1.10 – Тимчасова перенапруга $K_{перU} = 1{,}15$ тривалістю $\Delta t_{перU}$

Тривалі перенапруги виникають в електричних мережах з компенсованою, для обмеження струмів КЗ на землю, нейтраллю, в мережах з високою ємнісною провідністю, чотирипровідних мережах при обривах нейтрального проводу. У мережах з ізольованою нейтраллю (10 і 35 кВ) допускається тривала робота при однофазному КЗ на землю. Проте при цьому напруга непошкоджених фаз відносно землі може зрости до міжфазного значення. Аналогічні умови виникають в чотирипровідних мережах 380 В при обриві нейтралі. У довгих лініях електропередачі 500, 750 кВ перенапруги виникають, коли вони малозавантажені і через надмірність реактивної потужності, яка генерується такими лініями. Для характеристик якості електроенергії за тимчасовими перенапругами застосовують два параметри.

Коефіцієнт тимчасової перенапруги розраховується за формулою, відн. од.:

$$K_{перU} = \frac{U_{a\,max}}{\sqrt{2}U_{ном}},$$

а тривалість тимчасової перенапруги за формулою, с:

$$\Delta t_{перU} = t_{к.пер} - t_{п.пер},$$

де $U_{a\ max}$ – амплітудне значення напруги основної частоти, В; $t_{к.пер}$ і $t_{п.пер}$ – момент (кінцевий і початковий) перевищення рівня діючих значень напруги, рівної $1{,}1U_{ном}$.

Імпульсні напруги спричиняються грозовими явищами, а також перехідними процесами під час комутацій в системі електропостачання. В зв'язку з цим розрізняють грозові і комутаційні імпульси напруги, які істотно розрізняються за своїми характеристиками і формою.

Імпульсна напруга – це різкий стрибок напруги в точці електричної мережі, за яким відбувається відновлення напруги до первинного або близького до нього рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд.

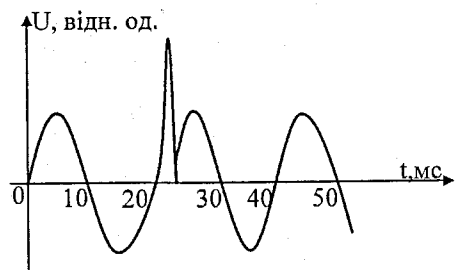


Рисунок 1.11 – Осцилограма імпульсної напруги

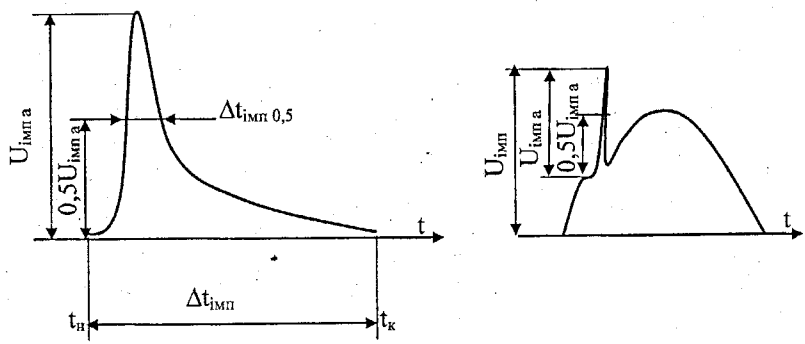


Рисунок 1.12 – Характеристики імпульсу напруги

На рис. 1.11 наведена осцилограма імпульсу напруги, а на рис. 1.12 – його загальний вигляд і характеристики. Грозові імпульси – дуже поширене явище. На Землі одночасно відбуваються близько 2000 гроз, викликаючи 100 розрядів блискавок щомиті. В середньому в Європі число грозових днів в рік складає від 15 до 35, а число ударів блискавок, що припадають на 1 км^2, за рік – від 1 до 5. При ударах блискавка потрапляє в грозозахисний пристрій будівель і підстанцій, з'єднаних кабелями високої і

низької напруги, лініями зв'язку і керування. При одній блискавці можуть спостерігатися до 10 імпульсів, які надходять один за одним з інтервалом від 10 до 100 мс. При ударі блискавки в заземлюючий пристрій його потенціал відносно віддалених точок підвищується і досягає мільйона вольт. Це сприяє тому, що в "петлях", утворених кабельними і повітряними зв'язками, індукується напруга від декількох десятків вольт до багатьох сотень кіловольт. При попаданні блискавки в повітряні лінії вздовж лінії поширюється хвиля перенапруги, яка досягає збірних шин підстанції. Хвиля перенапруги обмежується або міцністю ізоляції при її пробої, або залишковою напругою захисних розрядників, зберігаючи при цьому залишкове значення, що досягає десятків кіловольт. Максимальне виміряне значення струму розряду блискавки складає залежно від його полярності від -200 до +300 кА, однак це – рідкісне явище. Зазвичай, цей струм досягає 30–35 кА.

Комутаційні імпульси напруги виникають при комутаціях індуктивних (трансформатори, електродвигуни) і ємнісних (конденсаторні батареї, кабелі) навантажень. Виникають вони і при вимкненні КЗ. Значення комутаційних імпульсів напруги залежать від типу мережі (повітряні або кабельні), виду комутації (вмикання або вимикання), характеру навантаження і типу комутаційного пристрою (запобіжник, роз'єднувач, вимикач).

1.3 Приклади впливу якості електроенергії на функціонування технічних пристроїв

Електроенергія – особливий продукт виробництва. Особливість її полягає в тому, що в будь-який момент часу обсяг виробництва електроенергії рівний обсягу споживання, включаючи втрати. Цей процес характеризується балансом потужності, який повинен забезпечити заданий режим системи електропостачання за частотою і напругою.

Відхилення частоти впливає на роботу машин, що обертаються, частка яких в навантаженні системи складає 50–60 %. Зниження частоти в системі призводить до зменшення частоти обертання електродвигунів і, відповідно, до зменшення продуктивності механізмів, що обертаються ними. Одночасно зі зниженням споживаної активної потужності зростає споживання реактивної потужності, що сприяє зниженню напруги у вузлах системи електропостачання.

Що до відхилень напруги, то вони впливають перш за все на втрати потужності та електроенергії. Ці втрати пропорційні квадрату прикладеної напруги. Перевищення допустимих відхилень напруги у бік їх збільшення призводить до додаткового нагріву електроприймача і, отже, скороченню терміну його служби. Зниження напруги може привести до порушення функціонування електроприймачів (ЕП). Певною мірою чутливі до зниження напруги всі ЕП.

Так, для *асинхронних двигунів* (АД) внаслідок зниження напруги зменшується електромагнітний момент, що призводить до зростання ковзання (зниження числа оборотів) і зниження продуктивності, що супроводжується додатковим нагрівом АД. При значному зниженні напруги погіршуються умови пуску АД, зростає пусковий струм, збільшується час розвороту АД до номінальної частоти обертання, що, у свою чергу, сприяє додатковому зниженню напруги.

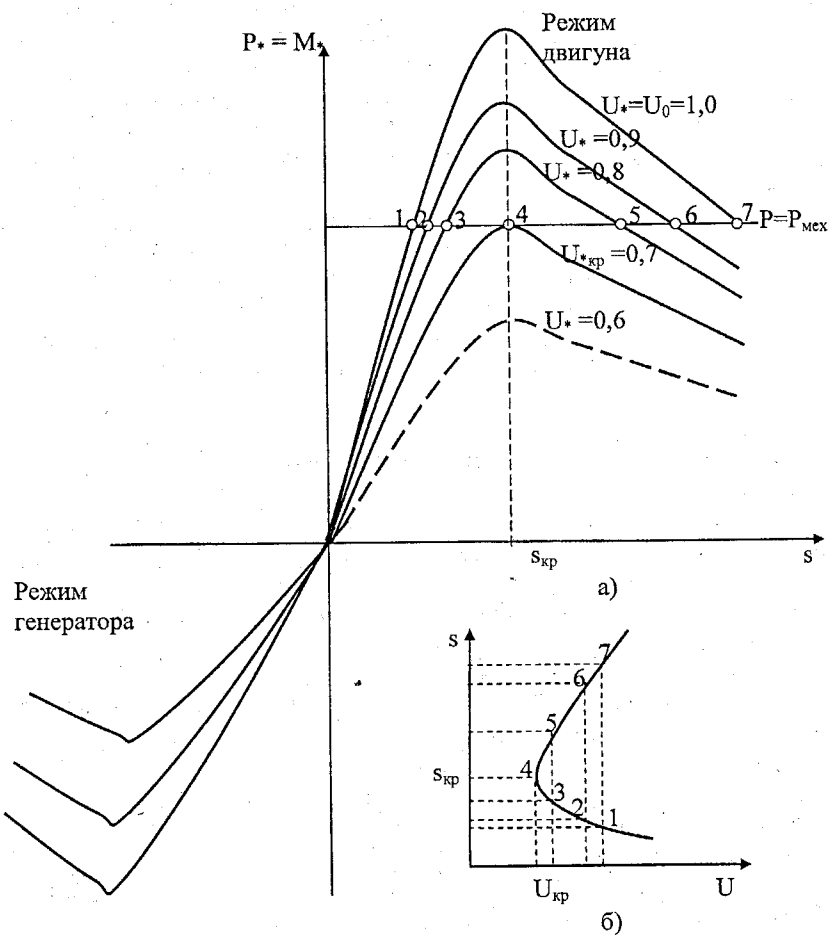


Рисунок 1.14 – Характеристика $P_* = f(s)$ асинхронного двигуна для різних значень напруги U_* і відповідної їй залежності $s = f(U)$

На рис. 1.14,а,б наведені залежності активної потужності асинхронного двигуна від ковзання P(s) при різних значеннях напруги, а

також залежність ковзання від напруги s(U). При заданому значенні механічної потужності навантаження $P_{мех}$ кожному значенню напруги $U_{*КР}<U_{*}<U_{*0}$ відповідають два значення s, тобто два режими, при яких активна потужність двигуна рівна механічній потужності робочої машини, тобто навантаженню на валу $P = P_{мех}$. Наприклад, при U=0,9 існують два режими, які відповідають точкам 2 і 6. З теорії електричних машин відомо, що режими при dP/ds>0 стійкі – точки 1, 2, 3, а при dP/ds<0 нестійкі – точки 5, 6, 7. Для заданого значення $P_{мех}$ існує критичний або граничний режим при критичних або граничних значеннях напруги і ковзання $s_{кр}$ і $U_{кр}$ – точка 4 на рис. 1.14. В граничному режимі dP/ds = 0. При напругах менше критичного значення робота двигуна неможлива, оскільки його максимальна електрична потужність менша механічної потужності навантаження, $P<P_{мех}$. При зниженні напруги нижче за критичне значення двигун працювати не може. Фізично при зниженні $U<U_{КР}$ двигун, що обертається, гальмуватиметься, струм і реактивна потужність різко зростатимуть, а потім двигун зупиниться. Звичайно двигуни працюють з великим запасом стійкості, тобто далеко від граничного режиму. До гальмування призводять тільки дуже великі зниження напруги (до 20–40 % $U_{ном}$).

Реактивна потужність двигуна Q має дві складові:

$$Q = Q_{\mu} + Q_s,$$

де Q_{μ} – потужність намагнічування; Q_s – потужність розсіювання, або реактивна потужність, що поглинається в сумарному опорі розсіювання обмоток статора і ротора x_s.

Потужність намагнічування залежить від квадрата напруги (рис.1.15, крива 2):

$$Q_{\mu} = \frac{U^2}{x_{\mu}},$$

де x_{μ} – опір намагнічування.

Потужність розсіювання пропорційна квадрату струму (крива 1 на рис. 1.15):

$$Q_s = 3I^2 x_s.$$

Вся реактивна потужність Q, яка споживається двигуном зображена у вигляді кривої 3 на рис. 1.15. Граничний або критичний режим при $U_{кр}$, $Q_{кр}$ відповідає граничному режиму в точці 4. Треба відзначити, що в граничному режимі dU/dQ=0 (або dQ/dU = ∞), аналогічно dP/ds=0 в точці 4 на рис. 1.14, а.

Статичні характеристики асинхронного двигуна за напругою Q(U) і P(U) наведені на рис. 1.16. Тут Q(U) – це крива 3 на рис. 1.15. Активна потужність P(U) меншою мірою залежить від напруги, оскільки при невеликих відхиленнях напруги зміни ковзання і швидкості асинхронних двигунів будуть невеликими. При невеликих змінах швидкості механічна і

активна потужності двигуна змінюються незначно.

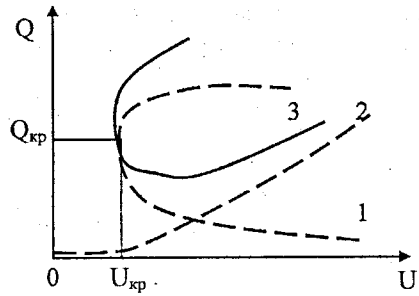


Рисунок 1.15 – Залежність реактивної потужності, яка споживається асинхронним двигуном, від напруги:
$1 - Q_s(U); 2 - Q_\mu(U); 3 - Q(U) = Q_s + Q_\mu$

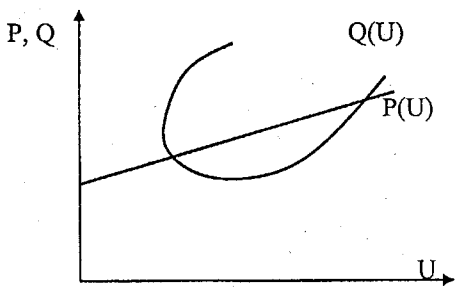


Рисунок 1.16 – Статична характеристика асинхронного двигуна за напругою

Оскільки, як відмічалося, асинхронні двигуни переважають у складі навантаження, то вигляд статичних характеристик вузлів навантаження в ЕЕС наближається до залежностей, наведених на рис. 1.16.

Особливо чутливі до відхилень напруги *джерела освітлення*. Так, лампи розжарювання при $\delta U = -10$ % знижують світловий потік на 40 %, правда, при цьому зростає термін їх служби. При $\delta U = +10$ % світловий потік зростає також на 40 % при скороченні терміну служби ламп в 4 рази. Газорозрядні лампи менш чутливі до відхилень напруги. У приміщеннях, оснащених такими джерелами, освітленість знижується на 10–15 % при $\delta U = -(5–7)$%, але при $\delta U = -10$ % лампи починають мерехтіти і при $\delta U = -20$ % гаснуть.

Освітлювальне навантаження, що складається з ламп розжарювання, має тільки активний опір $r_н$ і не споживає реактивної потужності.

Активна потужність не залежить від частоти і пропорційна квадрату напруги:

$$P = \frac{U^2}{r_н}.$$

Якщо враховувати залежність опору ниток ламп від напруги, то активна потужність освітлювального навантаження пропорційна напрузі в степені 1,6. Статичні характеристики активної потужності освітлювального навантаження за напругою наведені на рис. 1.17.

Незважаючи на те, що відхилення частоти і напруги є результатом єдиного процесу виробництва і передавання електроенергії, підтримування їх в допустимих межах покладається на енергопостачальну організацію, яка має в своєму розпорядженні засоби регулювання напруги і частоти.

Зниження ефективності функціонування ЕП відбувається і при виході за допустимі межі показників якості напруги, що характеризують несинусоїдність, несиметрію і коливання напруги. Це виявляється в збільшенні втрат потужності і електроенергії, скороченні терміну служби ЕП, збільшенні капіталовкладень в систему електропостачання, збільшенні споживання реактивної потужності, порушенні технологічного процесу виробництва, відмовах апаратури, приладів, електрообладнання і под.

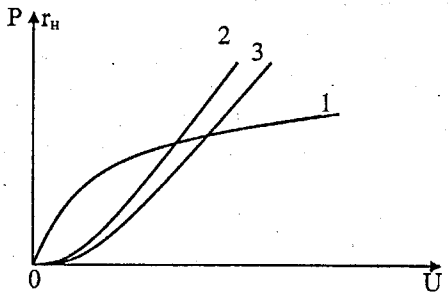


Рисунок 1.17 – Статичні характеристики активної потужності освітлювального навантаження за напругою

1 – залежність опору ламп розжарення від напруги; 2 – характеристика при $r_н$=const; 3 – характеристика при $r_н$, який залежить від U відповідно до кривої 1

Найбільш суттєво це виявляється в збільшенні втрат електроенергії в таких видах електрообладнання, як асинхронні двигуни, синхронні машини, трансформатори, конденсаторні батареї, освітлювальні прилади, лінії електропередачі.

1.4 Забезпечення якості електроенергії

Система електропостачання є електромагнітним середовищем, в якому розповсюджуються індуктивні ЕМЗ, а електропостачальна

організація – суб'єктом цієї системи, що поставляє електроенергію споживачу. Електропостачальна організація повинна забезпечувати якість електроенергії.

Енергопостачальна організація визначає і контролює технічні умови (ТУ) приєднання споживача до електричної мережі. У ТУ особливо обумовлюються вимоги до допустимого рівня завад, які споживач може вносити в точці його приєднання за всіма показниками якості електроенергії, що нормуються. Цей допустимий внесок споживача завжди менший за нормативне значення показників якості електроенергії, встановленого ГОСТ. Виконання цієї умови повинно обов'язково контролюватися за допомогою вимірювальних приладів.

Аналогічні вимоги переносяться в договір між енергопостачальною організацією і споживачем. У договорі перша сторона зобов'язується підтримувати показники якості електроенергії на рівні, відповідному ГОСТ 13109-97, при виконанні другою стороною вимог за допустимим внеском. В тому, що стосується відхилень частоти і напруги, енергопостачальна організація всю відповідальність бере на себе і обмежень щодо якості електроенергії перед споживачем не ставить. Споживач, в свою чергу, не має права вносити спотворення щодо несинусоїдності, несиметрії і коливання напруги, що перевищують встановлений для нього допустимий внесок.

При невиконанні цих умов, тобто коли вимоги ГОСТ 13109-97 порушені, винна сторона несе відповідальність, якщо вона передбачена угодою електропостачання. Це може бути реалізовано тільки при контролі якості електроенергії в точці приєднання споживача і вимірюванні фактичного внеску споживача порівняно з його допустимим внеском.

У технічному відношенні якість електроенергії може бути забезпечена за умови, що енергопостачальна організація має в своєму розпорядженні резерв активної потужності, засоби регулювання напруги, має обладнання електричних мереж відповідно до встановлених вимог, систематично проводить контроль якості електроенергії.

Споживач повинен застосовувати справне обладнання і прилади. Якщо обладнання за своїми особливостями вносить завади, то повинні використовуватись спеціальні засоби, що дозволяють обмежувати їх, і таким чином, знижувати вплив на якість електроенергії в точці приєднання.

Контрольні запитання

1. Що таке якість електроенергії?
2. Що таке електромагнітна завада?
3. Дайте характеристику показникам якості електроенергії першої групи.
4. Дайте характеристику показникам якості електроенергії другої групи.
5. Дайте характеристику показникам якості електроенергії третьої групи.

2 ФІЗИЧНІ ОСНОВИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

2.1 Баланс реактивної потужності і його зв'язок з напругою

Генератори електростанцій виробляють активну і реактивну потужності. Активна потужність споживається електроприймачами, перетворюючись в теплову, механічну і інші види енергії. Реактивна потужність характеризує електроенергію, що перетворюється в енергію електричних і магнітних полів. В електричній мережі і електроприймачах відбувається процес обміну енергією між електричними і магнітними полями.

Потужність електрообладнання електроенергетичної системи (генератори, лінії електропередач, трансформатори, електроприймачі і под.) визначається його повною потужністю. Повна потужність S при синусоїдальній формі напруги і струму пов'язана з активною P і реактивною Q потужностями квадратичною залежністю $S^2 = P^2 + Q^2$. При цьому повна потужність, активна $P = UI\cos\varphi$ і реактивна $Q = UI\sin\varphi$, де U і I – діючі значення синусоїдної напруги і струму; φ – кут між векторами напруги і струму.

У конденсаторах, кабелях і інших видах електрообладнання, яке характеризується ємнісним опором X_c і реактивною потужністю $Q_c = \frac{U^2}{x_c}$, створюються електричні поля. В індуктивних елементах системи, наприклад, в реакторах, трансформаторах, електродвигунах тощо, створюються магнітні поля. В цьому випадку реактивна потужність $Q_L = I^2 x_L$, визначається струмом I і індуктивним опором елементу X_L.

Ємнісний струм в елементах мережі типу конденсатора випереджає прикладену до нього напругу на 90°. Тоді потужність цього елементу $Q_c = UI\sin(-\varphi) = -UI$ приймає знак мінус. В цьому випадку говорять, що цей елемент генерує реактивну потужність.

Індуктивний струм в елементах типу реактора або двигуна відстає від прикладеної до нього напруги на 90°. Тому потужність такого елементу $Q_L = UI\sin\varphi$ має знак плюс. В цьому випадку говорять, що цей елемент електричної мережі споживає реактивну потужність.

Фактично по колу протікає змінний струм, миттєве значення якого визначається виразом $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$. Під дією цього струму на елементах кола встановлюється напруга $u_a = U_m \cos\varphi \sin(\omega t - \varphi)$ – активна складова і $u_p = U_m \sin\varphi \sin\left(\omega t - \varphi \pm \frac{\pi}{2}\right)$ – реактивна складова. Тут U_m і I_m амплітуди синусоїдних напруги і струму. При цьому потужність, споживана активними елементами електричного кола, визначається як

функція часу за виразом $p = iu_a = UI\cos\varphi[1-\cos(2\omega t-\varphi)]$, а реактивна потужність, яка споживається або генерується реактивними елементами, визначається як $q = iu_p = \pm UI\sin\varphi\sin 2(\omega t-\varphi)$. Лінійні діаграми, що відображають миттєві значення напруги і струму в активно-індуктивному колі, а також відповідні їм потужності наведені на рис. 2.1.

Зауважимо, що миттєві значення "споживаної" в індуктивних елементах і "згенерованої" в ємнісних елементах реактивної потужності, в кожен момент часу мають протилежний знак, в чому і проявляється їх взаємокомпенсуюча дія.

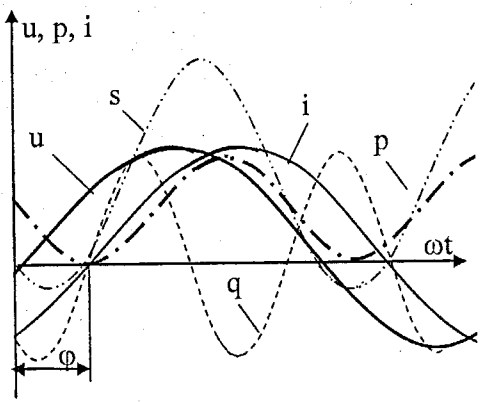


Рисунок 2.1 – Миттєві значення повної s, активної p і реактивної q потужностей в колі з активно-індуктивним навантаженням

В ЕЕС, що містить джерела і споживачів електричної енергії, у будь-який момент часу виконується закон збереження енергії. Відображенням цього закону є виконання балансу потужності. Вироблення і споживання електричної енергії на змінному струмі характеризуються передаванням по електричній мережі як активної, так і реактивної потужностей. Тому в кожен момент часу в ЕЕС існує баланс повної потужності. Ці умови можна записати так:

$$\sum P_г = \sum P_{сп} = \sum P_н + \sum \Delta P,$$
$$\sum Q_г = \sum Q_{сп} = \sum Q_н + \sum \Delta Q,$$

де $\sum P_г$ – сумарна активна потужність електричних станцій без власних потреб; $\sum Q_г$ – сумарна реактивна потужність джерел реактивної потужності (ДРП) (електричні станції, батареї конденсаторів, зарядна потужність ЛЕП); $\sum P_{сп}$ і $\sum Q_{сп}$ – сумарне споживання активної та

реактивної потужностей; $\sum P_н$ і $\sum Q_н$ – сумарні активна та реактивна потужності навантаження; $\sum \Delta P$ і $\sum \Delta Q$ – сумарні втрати активної та реактивної потужностей в електричних мережах;.

Балансу реактивної потужності відповідає деякий рівень вузлових напруг. Оскільки передавання потужності по електричній мережі супроводжується втратами напруги в її елементах, то напруги у вузлах мережі розрізнятимуться. Зміна будь-якої зі складових балансу призводить до зміни напруг в мережі: збільшення навантажень до зменшення напруги і навпаки.

Так само як і відносно активної потужності, ЕЕС можуть бути дефіцитними або надлишковими за реактивною потужністю. При цьому дефіцитні ЕЕС характеризуються заниженими рівнями напруг. Дефіцит реактивної потужності в ЕЕС визначається тією частиною потужності джерел реактивної потужності, додання якої в ЕЕС дозволить підняти вузлові напруги до допустимих значень. Надлишок реактивної потужності, що генерується, викликає підвищення напруг. Цей надлишок реактивної потужності визначається тією величиною, на яку її потрібно зменшити, щоб ввести вузлові напруги в допустиму область. Дефіцитні і надлишкові ЕЕС можуть обмінюватися реактивною потужністю. Однак передавати реактивну потужність з надлишкових в дефіцитні ЕЕС не завжди виявляється економічним, а у ряді випадків і неможливим через втрати реактивної потужності і напруги під час такого передавання.

Навантаження може мати як позитивний, так і негативний регулювальний ефект відносно напруги. Проілюструвати це можна на прикладі простої схеми електричної мережі, поданої на рис. 2.2. Нехай через аварії або з інших причин напруга U_2 в кінці лінії знижується. Покажемо, що навантаження через свій позитивний регулюючий ефект підвищить напругу U_2. Напругу в кінці лінії можна подати в такому вигляді:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_2 r + Q_2 x}{U_2},$$

де P_2 та Q_2 – активна і реактивна потужності в кінці лінії; r та x – активний і реактивний опори лінії.

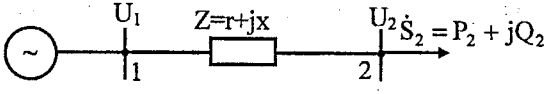


Рисунок 2.2 – Схема простої електричної мережі

При зниженні U_2 відповідно до статичних характеристик (рис. 2.3) будуть зменшуватися значення P_2 і Q_2, а також, отже, зменшуватимуться втрати, а значення U_2 внаслідок цього збільшуватиметься. Зростання U_2 при зменшенні ΔU зрозуміле з наведеної вище формули в припущенні, що U_1 підтримується постійною. Все це справедливо у разі, коли

$$U > U_{кр} = (0{,}7 \div 0{,}8)U_{ном}.$$

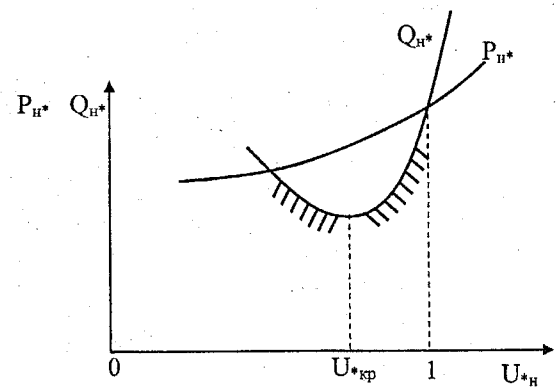


Рисунок 2.3 – Статичні характеристики навантаження

Навантаження має позитивний регулюючий ефект при $U>U_{кр}$ і негативний регулюючий ефект при $U<U_{кр}$. У останньому випадку зниження U_2 викликає зростання споживаної реактивної потужності Q_2, відповідно велика реактивна потужність протікає і по лінії. Це викликає збільшення втрат напруги в лінії, отже, зменшується напруга в кінці лінії у споживача. Відповідно до статичної характеристики при $U<U_{кр}$ Q_2 знову зростає. Це приводить до додаткового зниження U_2 і т.д. Виникає явище, зване лавиною напруги. При такій аварії зупиняються асинхронні двигуни. Реактивна потужність асинхронних двигунів зростає, баланс Q порушується. Причому $\sum Q_{сп} >> \sum Q_г$, що в свою чергу приводить до зниження U. Зупинити зниження напруги при цій аварії можна лише вимкнувши навантаження. Тепер застосовуються автоматичні регулятори збудження (АРЗ) на генераторах і потужних синхронних двигунах, що стабілізують напругу, тому напруга в системі не знижується нижче критичного значення.

2.2 Споживачі і джерела реактивної потужності

Розглянемо детальніше складові балансу реактивної потужності в ЕЕС. У рівнянні балансу до потужності генераторів електростанцій повинна бути додана реактивна потужність компенсуючих установок (КУ)

$\sum Q_{ку}$, а також реактивна потужність, що генерується ємністю високовольтних ліній електропередачі $\sum Q_л$:

$$\sum Q_г \pm \sum Q_{ку} + \sum Q_л = \sum Q_н + \sum \Delta Q.$$

Як КУ використовуються батареї конденсаторів (БК), статичні тиристорні компенсатори (СТК) з тиристорними блоками регулювання Q, синхронні компенсатори (СК), шунтові реактори (ШР). Потужність їх в останній формулі може бути зі знаками "+" або "–" в залежності від її характеру – індуктивна чи ємнісна.

Споживачі реактивної потужності. Кожен споживач електроенергії характеризується споживаною активною потужністю P, що перетворюється механізмами і приладами в інші види енергії (механічну, теплову, світлову тощо). Споживання реактивної потужності Q навантаженням визначається коефіцієнтом потужності $tg\varphi = \frac{Q}{P}$.

Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни ($tg\varphi$ = 0,75–1,3), індукційні печі ($tg\varphi$ = 1–2,7), вентильні перетворювачі ($tg\varphi$ = 0,75–1,2), зварювальні агрегати ($tg\varphi$ = 1,5–2,7) і т.д. Промислові підприємства – це основні споживачі реактивної потужності. Частка асинхронного навантаження в споживаній ними реактивній потужності досягає 60–70 %. У міських електричних мережах споживання реактивної потужності менше. Реактивне навантаження квартир залежить від насиченості електропобутовою технікою і типу плит для приготування їжі. У години вечірнього максимуму навантаження для квартир з газовими плитами $tg\varphi$ = 0,5, для квартир з електроплитами $tg\varphi$ = 0,35. Силове навантаження загальнобудинкових електроприймачів (ліфти, насоси, вентиляція і под.) збільшує споживання реактивної потужності на вводі в будинок, оскільки для приводу цих електроприймачів використовуються асинхронні електродвигуни.

Втрати реактивної потужності. Основна частина втрат реактивної потужності припадає на втрати в трансформаторах і повітряних лініях (ПЛ) електричної мережі. Так, втрати реактивної потужності в трансформаторі складають 10–12 % переданої ним повної потужності. Під час передавання електроенергії від електростанції до електроприймачів відбувається не менше чотирьох трансформацій і тому ці втрати можуть досягати майже 50% повної потужності електроприймачів. Втрати реактивної потужності у ПЛ залежать від довжини лінії і струму, який по них протікає. Передана по лінії потужність може бути оцінена за пропускною здатністю лінії, яка, в свою чергу, може характеризуватися натуральною потужністю $P_{нат}$. Під час передавання по ПЛ натуральної потужності втрати реактивної потужності рівні реактивній потужності Q_c, що генерується лінією. Величина $P_{нат}$ мало залежить від перерізу проводів,

визначається хвильовим опором лінії і в середньому дорівнює: для ПЛ 110 кВ – 30 МВт, 220 кВ – 135 МВт, 500 кВ – 900 МВт.

Зарядна потужність ліній. Ємнісна провідність ПЛ враховується для напруг 110 кВ і вище. Зарядна потужність лінії $Q_л$ залежить від номінальної напруги і її довжини:

$$Q_л = U^2_{ном} b_0 l,$$

де b_0 – питома ємнісна провідність лінії, 1/Ом·км; l – довжина лінії, км.

Наприклад, генерація реактивної потужності в лінії завдовжки 100 км складає: для напруги 110 кВ – 3-3,5 Мвар, 220 кВ – 12-14 Мвар, 500 кВ – 90 Мвар. Для середніх довжин ліній, характерних для кожної номінальної напруги, зарядна потужність складає від 6 до 30% натуральної потужності лінії, підвищуючись зі збільшенням напруги ПЛ.

При правильному проектуванні в будь-якій електричній мережі повинен дотримуватися баланс повної потужності. При цьому необхідно забезпечити баланс реактивної потужності як для системи в цілому, так і для окремих вузлів живлячої мережі з наявністю в них необхідного резерву реактивної потужності.

Баланс реактивної потужності слід передбачати для кожного характерного режиму мережі окремо. До них відносяться такі режими:

– найбільшого реактивного навантаження (при найбільшому споживанні реактивної потужності і найбільшій необхідній потужності КУ);

– найбільшого активного навантаження, пов'язаного з найбільшим завантаженням генераторів активною потужністю при найменшій їх реактивній потужності;

– найменшого активного навантаження, пов'язаного з вимкненням частини генераторів і відсутністю можливого генерування ними реактивної потужності;

– післяаварійні і ремонтні, пов'язані з найбільшими обмеженнями реактивної потужності, яка передається мережами.

В мережах країн СНД генератори електростанцій є основними джерелами реактивної потужності. Номінальний коефіцієнт потужності генераторів, рівний відношенню активної потужності генератора $P_г$ до його повної потужності $S_г$ ($\cos\varphi = \frac{P_г}{S_г}$), складає 0,85–0,9. Це означає, що вироблення реактивної потужності генераторами не може перевищувати 0,5–0,6 активної потужності, що генерується ними. Таким чином, генератори електростанцій не можуть забезпечити всієї потреби в реактивній потужності. Тому в ЕЕС широко застосовуються інші джерела реактивної потужності.

В електричних мережах ЕЕС *використовуються такі ДРП*:

– *батареї конденсаторів* (БК), які застосовуються в основному на

напрузі 0,22–10 кВ. Встановлені у вузлах навантаження, вони дозволяють частково розвантажити електричні мережі від передавання по них реактивної потужності;

– *синхронні компенсатори* (СК) – синхронні машини, що працюють без навантаження на валу, тобто в режимі холостого ходу. Синхронні компенсатори випускаються порівняно невеликої потужності (12–100 МВА) і встановлюються, як правило, на крупних вузлових підстанціях, де графік навантаження змінюється в широких межах і, відповідно, істотно змінюється баланс реактивної потужності. Як правило, це підстанції напругою 330–750 кВ, де СК встановлюються на шинах нижчої напруги (10–20кВ). Синхронний компенсатор забезпечується пристроєм автоматичного регулювання збудження. Під час зниження напруги він автоматично збільшує вироблення реактивної потужності, тим самим стабілізуючи напругу;

– *статичні тиристорні компенсатори* (СТК) складаються з паралельно увімкнених керованих реакторів і БК, які приєднуються до мережі високої напруги через трансформатор. Для регулювання реактивної потужності використовуються тиристори. Таке поєднання реакторів і БК дозволяє використовувати СТК як для генерації (при переважанні елементу, ємності), так і для споживання реактивної потужності (при переважанні індуктивного елементу). СТК випускаються на незначні номінальні потужності і встановлюються на проміжних і кінцевих підстанціях потужних електропередач, а також у вузлах значного навантаження для стабілізації режиму мережі при різкозмінному характері навантаження. Використання СТК в живильних мережах дозволяє: стабілізувати напругу в місці приєднання СТК, зменшити втрати активної потужності в лініях, збільшити пропускну здатність ліній і тим самим усунути необхідність спорудження нових ліній, поліпшити умови регулювання напруги, демпфувати коливання потужності і напруги;

– *шунтуючі реактори* (ШР) використовуються для споживання зайвої реактивної потужності в ЕЕС і підтримування напруги в допустимій області. Реактори абсолютно необхідні в довгих повітряних лініях надвисокої напруги, які генерують реактивну потужність, внаслідок чого можливо збільшення напруг на елементах ЕЕС понад допустимі значення. Особливо це стосується малозавантажених ліній і ліній на холостому ходу. Встановлюються реактори на кінцевих і проміжних підстанціях довгих ліній електропередач, їх вмикання і вимикання проводиться черговим персоналом за розпорядженням диспетчера ЕЕС. Використання регульованих ШР дозволяє стабілізувати напруги в точці приєднання реактора.

Детальніше про КУ – їх конструкцію і особливості використання як засобів регулювання напруги в ЕЕС буде розглянуто в наступному розділі.

2.3 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах

Очевидно, що в поняттях "генерування" і "споживання" реактивної потужності закладена певна умовність, але тим самим підкреслюється, що взаємодія індуктивних та ємнісних елементів в електричній мережі має компенсуючий ефект $Q_\Sigma = Q_L - Q_c$. Ця властивість елементів широко використовується на практиці для компенсації реактивної потужності (КРП), тим самим знижуючи спад напруги в мережі, а також втрати потужності. Покажемо це на прикладі простої схеми електричної мережі, наведеної на рис. 2.4. Відмінність його порівняно з прикладом, наведеним на рис. 2.2, в тому, що на шинах споживача (вузол 2) встановлена БК.

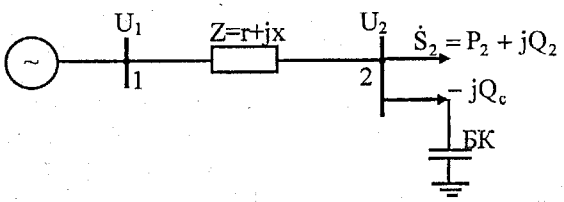


Рисунок 2.4 – Схема простої електричної мережі з БК

В цьому випадку напруга в кінці лінії визначається як

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_2 r + (Q_2 - Q_c)x}{U_2},$$

де Q_c – потужність БК.

За рахунок зменшення потоку реактивної потужності в лінії втрати напруги в ній зменшуються і, відповідно, збільшується напруга в кінці лінії U_2 . Одночасно зі зменшенням втрат напруги в лінії зменшуються також втрати активної ΔP і реактивної ΔQ потужностей в ній:

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_c)^2}{U_2^2} r \quad \text{і} \quad \Delta Q = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_c)^2}{U_2^2} x.$$

З останніх формул видно, що підбираючи потужність БК можна звести втрати напруги і потужності в лінії від потоку реактивної потужності до нуля.

Задача компенсації реактивної потужності в ЕЕС суттєво складніша. Вона полягає у визначенні потужності і місць встановлення КУ в електричній мережі. Це оптимізаційна задача. Критерій оптимальності залежить від постановки задачі.

Розглянемо одне з найбільш поширених завдань – доцільність встановлення БК в електричній мережі. Встановлення і експлуатація КБ пов'язані з певними затратами, залежними від потужності БК і їх кількості. Для того, щоб встановлення БК було економічно доцільним, ці витрати

повинні окупатися внаслідок зменшення інших затрат в електричній мережі після розміщення в ній БК. Оскільки БК є джерелом реактивної потужності, то її встановлення дозволяє розвантажити електричну мережу від потоків реактивної потужності і, отже, зменшити струми в елементах електричної мережі. Це призводить до зменшення втрат активної потужності і електроенергії в активних опорах елементів мережі. Затрати на відшкодування цих втрат зменшуватимуться, і якщо за розрахунковий період зменшення цих витрат буде більше затрат, пов'язаних з встановленням і експлуатацією БК, то використання БК в електричній мережі економічно доцільно. Установки БК повинні бути встановлені в першу чергу в тому вузлі мережі, де це призводить до найбільшого зниження втрат електроенергії.

Оскільки після встановлення БК загальне споживання реактивної потужності від основних джерел зменшується, то ефективність встановлення кожної наступної БК зменшуватиметься. Тому алгоритм оптимальної КРП за допомогою БК може бути таким. Визначаються витрати, пов'язані з встановленням і експлуатацією БК за розрахунковий період. Це може бути середній термін служби БК, рівний 8–10 рокам. Далі визначається доцільність КРП в даній мережі, виходячи з окупності цих витрат за рахунок зменшення втрат електроенергії в мережі після встановлення БК у вузлі мережі, що забезпечує найбільше їх зменшення. Якщо КРП виявляється доцільною, далі визначаються місця встановлення другої, третьої і подальших БК. Кількість розміщуваних в мережі БК збільшується до тих пір, поки витрати на чергову БК ще окупатимуться.

У дефіцитних за реактивною потужністю ЕЕС необхідність встановлення БК диктується технічними умовами. Необхідна потужність і кількість БК визначаються з умови забезпечення балансу реактивної потужності. Алгоритм розв'язання задачі оптимального розміщення цих БК в електричній мережі буде тим же, але критерій оптимізації зміниться. Оскільки кількість БК вже визначена, то витрати на них будуть постійні незалежно від їх розміщення в електричній мережі. Критерієм оптимальності їх розміщення, в даному випадку, може бути максимальне зниження втрат потужності в мережі в результаті розміщення БК.

Аналогічна оптимізаційна задача виникає під час розміщення в ЕЕС шунтувальних реакторів. Надлишок реактивної потужності в ЕЕС призводить до підвищення вузлових напруг. У ряді випадків вони можуть перевищити допустимі значення. Встановлення ШР дозволяє ввести напруги в допустиму область. Метою оптимізації в даному випадку буде введення напруг в ЕЕС в допустиму область за допомогою мінімальної кількості ШР або при мінімальних витратах на встановлення і експлуатацію ШР з урахуванням зміни втрат активної потужності і електроенергії в мережах.

Розв'язування перерахованих оптимізаційних задач для сучасних

ЕЕС пов'язане з великим обсягом розрахунків і виконується на ЕОМ за допомогою спеціально розроблених з цією метою програм.

2.4 Застосування технічних пристроїв для регулювання напруги в електричних мережах

Вимоги до рівнів напруги в ЕЕС. Протікання струму елементами електричної мережі супроводжується втратами напруги. В результаті в міру віддалення від джерела живлення напруга зменшується. В той же час для нормальної роботи електроприймачів напруга може лише трохи відрізнятися від номінальної напруги і повинна знаходитися в допустимих межах. Згідно з ГОСТ 13109-97 на якість електроенергії для більшості електроприймачів відхилення напруги від номінального значення не повинне перевищувати ±5%. У післяаварійних режимах роботи, тривалість яких порівняно невелика, допустиме відхилення напруги збільшується ще на 5 %. В електричних мережах високої напруги, до яких електроприймачі безпосередньо не приєднуються, також існують допустимі межі зміни напруги. Зокрема, в установках високої напруги максимальна робоча напруга визначається умовами надійної роботи ізоляції і складає від 105 до 120 % номінального значення, збільшуючись при зменшенні номінальної напруги. Допустимі зниження напруг в ЕЕС визначаються умовами стійкості паралельної роботи генераторів електростанцій і вузлів навантаження. У живильних мережах нижні допустимі відхилення напруг досягають 10–15 %. Під час оцінювання рівнів напруги слід мати на увазі, що навантаження протягом доби безперервно змінюються і, отже, змінюються втрати напруги і рівні напруг у електроприймачів.

Забезпечити виконання вимог щодо відхиленнях напруг в сучасних ЕЕС без застосування спеціальних заходів і пристроїв неможливе, що наочно демонструється схемою передавання електроенергії (рисунок 2.5). Якщо прийняти, що на шляху від генераторів електростанцій до приймачів електрична енергія зазнає чотири трансформації, і при кожній трансформації втрати напруги складають 5 %, а в кожній з мереж – 10 %, то сумарні втрати напруги можуть скласти 60 %.

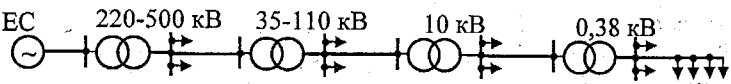


Рисунок 2.5 – Схема передавання електроенергії в мережі

Можливі способи виконання вимог щодо рівнів напруги в ЕЕС. Для забезпечення допустимих рівнів напруги в ЕЕС використовуються спеціальні технічні засоби – регулюючі пристрої. Їх призначення – зменшення або компенсація втрат напруги в мережах та регулювання рівнів напруги у вузлах ЕЕС.

Для аналізу можливостей зменшення втрат напруги в елементах ЕЕС (лініях, трансформаторах) скористаємося виразом для їх визначення

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U},$$

де P, Q – активна і реактивна потужності в елементі мережі; r, x – активний і реактивний опори елементу; U – напруга на тому кінці елементу, де задані потужності.

З останнього виразу виходить, що втрати напруги зменшуються при *збільшенні напруги мережі*. Цим, зокрема, пояснюється, що зі зростанням потужності, яка передається лінією електропередачі, збільшується номінальна напруга останньої. В умовах експлуатації зміна номінальної напруги електричної мережі вимагає її реконструкції. Крім того, збільшення номінальної напруги дозволяє зменшити втрати напруги, але його не можна розглядати як засіб регулювання напруги. Рішення щодо рівня номінальної напруги ЛЕП приймається на підставі даних про потужність, яка передається по ній, і відстань, на яку передається ця потужність.

Інша можливість – *зміна потужності*. Зменшення активної потужності пов'язане з її недовідпуском споживачам і тому не може бути використано. Зменшити потоки реактивної потужності можна, як було показано вище, установленням біля споживачів джерел реактивної потужності. При повній КРП можна досягти нульового потоку реактивної потужності елементами мережі, хоча економічно це робити недоцільно.

Ще одна можливість впливу на втрати напруги пов'язана зі *зміною опору лінії*. Зменшення активного опору пов'язане зі збільшенням перерізу проводів лінії або з вмиканням паралельно працюючих елементів, що вимагає завжди техніко-економічного обґрунтування. Крім того, ефективність такої міри для живильних мереж не така висока, оскільки в них активні опори елементів істотно менші за реактивні. Зменшити реактивний опір лінії електропередачі можна, включивши в неї установку поздовжньої компенсації (УПК), яка має ємнісний опір X_C (рис. 2.6). В результаті сумарний опір лінії зменшується і стає рівним

$$X_л = X_L - X_C .$$

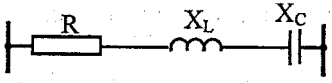


Рисунок 2.6 – Використання установок подовжньої компенсації

Використання УПК тільки з метою зменшення втрат напруги також економічно не виправдано. УПК використовуються з метою підвищення пропускної здатності електропередач, підвищення статичної стійкості ЕЕС, а також зменшення неоднорідності електричних мереж і, відповідно,

зменшення втрат електроенергії за рахунок оптимізації потокорозподілу.

Таким чином, найбільш ефективним і використовуваним засобом зменшення втрат напруги є КРП. Проте при цьому слід зазначити, що основним її призначенням залишається все-таки зниження втрат активної потужності і електроенергії в мережах. Основним же засобом регулювання напруги є використання спеціальних технічних засобів, які розглядаються далі.

Синхронні генератори. Будучи основним джерелом активної і реактивної потужностей в ЕЕС, генератори електростанцій одночасно є найважливішими з засобів регулювання напруги. У більшості генераторів напруга на його затискачах $U_г$ може змінюватися в межах $0{,}95U_{ном} \le U_г \le 1{,}05U_{ном}$.

Задане значення напруги може підтримуватися автоматичним регулятором збудження (АРЗ). Напругу на затискачах генератора вдається підтримувати на заданому рівні тільки в тому випадку, якщо реактивна потужність $Q_г$, що генерується ним, знаходиться в допустимих межах $Q_{min} \le Q_г \le Q_{max}$.

Якщо потрібно завантажити генератор реактивною потужністю більше номінальної, то це можливо в деяких межах за рахунок зниження його активної потужності, оскільки збільшення реактивної потужності обмежується струмами в статорі і роторі машини. Наприклад, для турбогенераторів при номінальній активній потужності і коефіцієнті потужності $\cos\varphi = 0{,}85$ реактивна потужність генератора складає 0,6 його активної потужності. Зменшення активної потужності до нуля дозволяє збільшити реактивну потужність генератора тільки до 0,8 його активної потужності. Таким чином, зниження активної потужності не дає істотного збільшення реактивної потужності.

Синхронні компенсатори дозволяють підтримувати і регулювати напругу в межах ±5 % у точці приєднання зміною струму збудження. Як і у генераторів, регулювання напруги можливо при зміні реактивної потужності СК в допустимих межах.

Ту ж задачу вирішують *статичні тиристорні компенсатори*, з тією відмінністю від СК, що завдяки тиристорній системі керування регулювання здійснюється практично миттєво. Це особливо важливо для стабілізації перехідних процесів в ЕЕС.

Трансформатори, автотрансформатори. Перераховані вище регулюючі пристрої змінюють режимні параметри – напругу і реактивну потужність. Окрім них в ЕЕС широко використовуються лінійні регулюючі пристрої, які дозволяють змінювати параметри віток схеми ЕЕС. До них відносяться трансформатори понижувальних підстанцій споживачів, автотрансформатори і трансформатори зв'язку мереж різної номінальної напруги, вольтододаткові трансформатори, що працюють в блоці з автотрансформаторами.

В цих пристроях одна з обмоток має декілька відпайок, за допомогою яких можна змінювати кількість витків обмотки і тим самим змінювати коефіцієнт трансформації. Зміна коефіцієнта трансформації призводить до зміни напруги на шинах навантаження без зміни напруги, підведеної до трансформатора.

Дія трансформатора як регулюючого пристрою показана на рис. 2.7. Від шин підстанції системи через мережу (Z_e) і трансформатор живиться навантаження потужністю $S_н$.

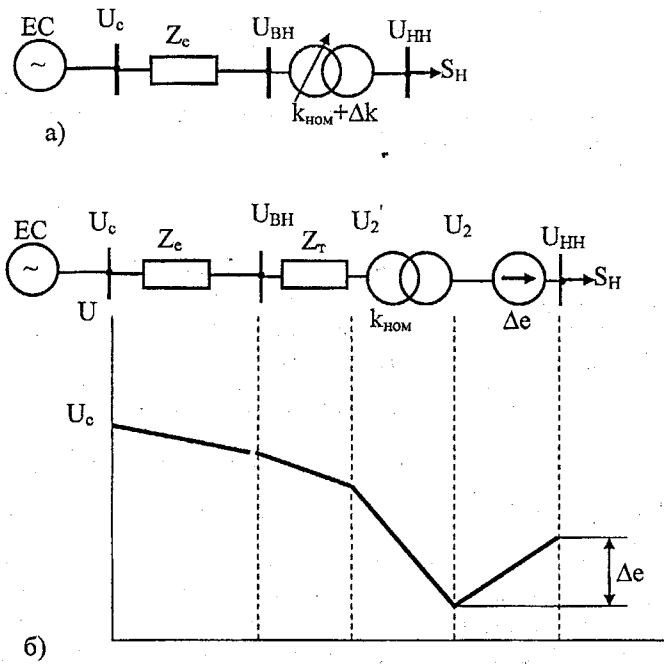


Рисунок 2.7 – Зміна напруги в електропередачі за допомогою трансформатора з РПН

а – схема вузла з трансформатором; б – заступна схема з епюрою зміни напруги

В заступній схемі (рис. 2.7,б) трансформатор поданий опором обмоток $Z_т$ і ідеальним трансформатором без втрат з коефіцієнтом трансформації k, який може регулюватися. Номінальний коефіцієнт трансформації рівний $k_{ном}=U_{ВНном}/U_{ННном}$ і може ступінчато змінюватися на $\Delta k=nk_{ст}$, де $k_{ст}$ – ступінь регулювання коефіцієнта трансформації, n – кількість таких ступенів (відпайок).

Так, у трансформатора ТДН-10000/110 номінальний коефіцієнт

трансформації рівний $k_{ном} = 115/11 = 10{,}455$, ступінь регулювання $k_{ст}=0{,}186$, кількість відпайок в одну та іншу сторони від середньої (номінальний k) n=9, а максимальне значення Δk складає

$$\Delta k = \pm 9 \cdot 0{,}186.$$

Зміна коефіцієнта трансформації на Δk викликає зміну напруги на шинах НН на $\Delta U_2 = \Delta e$, і вона стає рівною

$$U_2 + \Delta U_2 = \frac{U_2'}{k_{ном} + \Delta k},$$

тобто змінюється на

$$\Delta U_2 = \Delta e = -U_2 \frac{\Delta k}{k_{ном} + \Delta k}.$$

Приклад 2.1. При номінальному коефіцієнті трансформації напруга на шинах НН рівна 9,5 кВ. Після приведення її до сторони ВН вона буде рівна

$$U_2' = U_2 k_{ном} = 9{,}5 \cdot \frac{115}{11} = 99{,}32 \text{ кВ}.$$

Необхідно збільшити напругу на шинах НН. Для цього треба зменшити коефіцієнт трансформації. Виконавши п'ять перемикань в сторону зменшення k, ми змінимо коефіцієнт трансформації на $\Delta k = -5 \cdot 0{,}186 = -0{,}93$. Тим самим напруга на шинах НН збільшиться на

$$\Delta U_2 = \Delta e = -9{,}5 \frac{-0{,}93}{10{,}455 - 0{,}93} = 0{,}93 \text{ кВ}.$$

В результаті такої зміни коефіцієнта трансформації напруга на шинах НН стане рівною

$$99{,}32/(10{,}455 - 0{,}93) = 10{,}43 \text{ кВ}.$$

У розподільних мережах міських, сільських і промислових підприємств електроенергія розподіляється від *центрів живлення* (ЦЖ). Звичайно ЦЖ споруджуються в безпосередній близькості або всередині досить відособленого району електроспоживання. Усередині району розподіл електроенергії здійснюється спочатку на напрузі 6–20 кВ. Лінії 6–20 кВ, повітряні і кабельні, споруджуються від ЦЖ до підстанцій, що живлять групи близько розташованих дрібних споживачів. Їх живлення здійснюється через мережі напругою 220–380 В (у мережах промислових підприємств застосовується також напруга 660 В). Трансформація електроенергії з рівня 6–20 кВ на рівень 220–380 В здійснюється розподільними трансформаторами (РТ). Більш потужні споживачі приєднуються безпосередньо до ЦЖ на напрузі 6–20 кВ.

У таких мережах через їх масовість передбачаються найбільш прості і дешеві регулюючі пристрої: розподільні трансформатори з перемиканням відпайок при знятій з них напрузі, нерегульовані БК. Зміна відпайок РТ може проводитися тільки при знятому навантаженні і не частіше 1–2 разів

на рік при сезонній зміні навантаження. Вмикання-вимикання БК також в більшості випадків здійснюється у відповідності до сезонних і добових змін навантаження. Застосування дорожчих оперативно і автоматично регульованих пристроїв часто є недоцільним як через збільшення витрат, так і через відсутність точної вихідної інформації щодо поточних параметрів режиму мереж.

В такій ситуації оперативне керування режимом напруги в розподільних мережах зосереджується в ЦЖ і здійснюється вплив на режим напруги всієї приєднаної до нього мережі. У цьому сенсі регулювання напруги є *централізованим*. Метою централізованого регулювання напруги може бути: *стабілізація* напруги, *двоступінчате* регулювання напруги, *зустрічне* регулювання напруги, *програмне* регулювання напруги.

Необхідність регулювання напруги в окремих споживачів (їх груп), або, іншими словами, *місцевого* регулювання, виникає тоді, коли регулювання в ЦЖ не дозволяє забезпечити необхідний режим напруги у всій мережі. Місцеве регулювання напруги можна підрозділити на групове та індивідуальне. *Групове регулювання* здійснюється для групи споживачів, а *індивідуальне* – в основному для споживачів з особливими вимогами щодо якості електроенергії.

На потужних підстанціях понижувальні трансформатори обладнуються локальними системами *автоматичного регулювання напруги* (АРН). Вони реагують на зміну напруги на шинах НН і струм навантаження і перемикають відпайки трансформатора відповідно до прийнятого закону регулювання напруги.

2.5 Закони регулювання напруги і реалізація їх в електричних мережах

Стабілізація напруги на якомусь її значенні застосовується для споживачів з практично незмінним навантаженням. Такими є, наприклад, промислові підприємства з тризмінною роботою. Для них необхідно підтримувати напругу постійною протягом всієї доби. Добовий графік навантаження таких споживачів наведено на рис. 2.8,а.

Для споживачів з вираженим мінімумом і максимумом навантаження, коли графік навантаження може бути зведений до двох ступенів (див. рис. 2.8,б), найприйнятнішим є *двоступінчате регулювання*. За такого регулювання підтримується два рівні напруги протягом доби у відповідності до добового графіка навантаження.

У випадку змінного протягом доби навантаження (див. рис.2.8,в) застосовується *зустрічне регулювання напруги*. Сенс цього закону полягає в такому. При збільшенні електричного навантаження збільшуються потоки потужності в лініях і, як наслідок, збільшуються втрати напруги в них. В результаті напруга у електроприймачів знижуються. При зменшенні

навантажень все навпаки. Тому логічно при збільшенні навантаження для компенсації зростаючих втрат напруги збільшувати напругу на шинах НН центру живлення, доводячи його до максимально допустимого значення в години максимуму навантаження, рівного $1{,}05U_{ном}$. Зі зменшенням навантаження напруга знижується, досягаючи при мінімальному навантаженні номінального значення $U_{ном}$. Цього цілком достатньо, щоб біля найбільш електрично віддалених приймачів напруга не ставала нижчою за допустимий рівень.

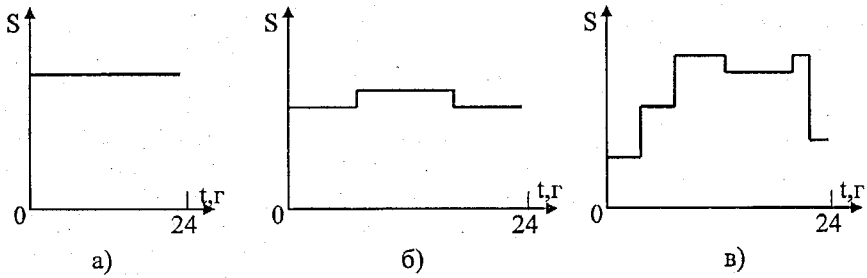


Рисунок 2.8 – Графіки навантаження
а – постійний; б – двоступінчатий; в – багатоступінчатий

При зустрічному регулюванні напруги для кожного значення навантаження будуть мати своє значення і втрати напруги, відповідно, і сама напруга буде змінюватися зі зміною навантаження. Для того, щоб відхилення напруги не виходили за рамки допустимих значень, регулювати напругу необхідно в залежності від струму навантаження. Оскільки навантаження змінюється не тільки протягом доби, але і протягом року, то зустрічне регулювання полягає в зміні напруги в залежності не тільки від добових, але також і від сезонних змін навантаження протягом року.

Для повнішого розуміння зустрічного регулювання звернемося до рис. 2.9. На рис. 2.9,а показана заступна схема, на якій трансформатор поданий як два елементи – опір трансформатора та ідеальний трансформатор. На рис. 2.9,а прийняті такі позначення: U_1 – напруга на шинах центру живлення; $U_{2В}$ – напруга на шинах первинної напруги (ВН) підстанції; $U_{2Н}$ – напруга на шинах вторинної напруги (НН) підстанції; U_3 – напруга біля споживачів.

Напруга на шинах ВН підстанції

$$U_{2В} = U_1 - \Delta U_{12}.$$

Напруги на шинах ВН і НН відрізняються на значення втрат напруги в трансформаторі ΔU_T і, крім того, в ідеальному трансформаторі напруга знижується відповідно до коефіцієнта трансформації, який необхідно враховувати під час вибору регулювального відгалуження.

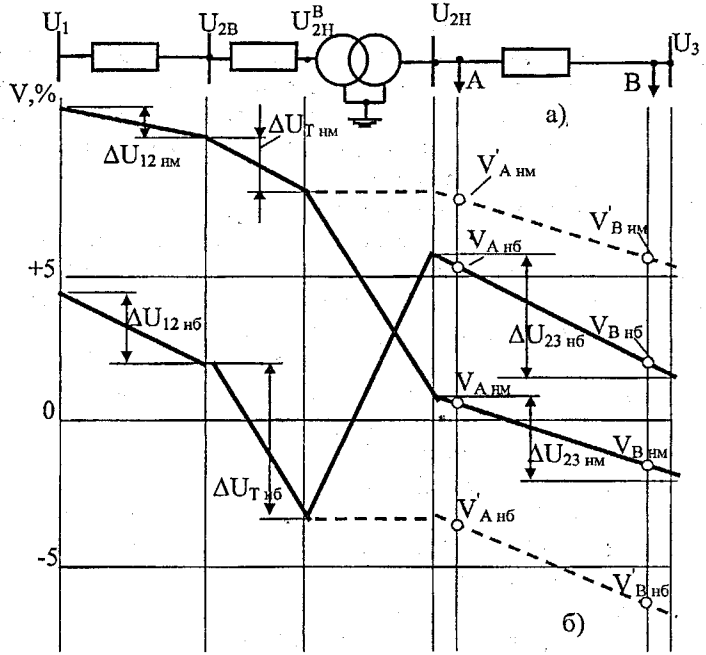


Рисунок 2.9 – Зустрічне регулювання напруги
а – заступна схема; б – епюра напруг

На рис. 2.9,б наведені графіки зміни напруги для двох режимів: найменших і найбільших навантажень. По осі ординат відкладені значення відхилень напруги у відсотках від номінальної. Відхилення у відсотках для всіх V і ΔU показані на полі цього рисунку.

З рис. 2.9,б (штрихові лінії) видно, що при k=1 в режимі найменших навантажень напруги біля споживачів будуть вищі, а в режимі найбільших навантажень – нижчі допустимого значення (тобто відхилення U більші за допустимі). При цьому приймачі електроенергії, приєднані до мережі НН (наприклад, в точках А і В), працюватимуть в неприпустимих умовах. Змінюючи коефіцієнт трансформації трансформатора k, змінюємо $U_{2Н}$, тобто регулюємо напругу (суцільна лінія на рис. 2.9,б).

У режимі найменших навантажень зменшують напругу $U_{2Н}$ до значення, якомога ближчого $U_{ном}$. У цьому режимі вибирають таке найбільше стандартне значення k, щоб виконувалася така умова:

$$U_{2Нм} \geq U_{ном}.$$

У режимі найбільших навантажень збільшують напругу $U_{2Н}$ до значення, найближчого до 1,05–1,1 $U_{ном}$. У цьому режимі вибирають таке

найбільше стандартне значення k, щоб виконувалася така умова:

$$U_{2Н\,нб} \geq (1{,}05 \div 1{,}1)U_{ном}.$$

Отже, напруга на шинах споживачів як віддалених від центру живлення – в точці В, так і близьких – в точці А, вводиться в допустимі межі. За такого регулювання в режимах найбільших і найменших навантажень напруга відповідно підвищується і знижується. Тому таке регулювання і називають зустрічним.

В електричних мережах з напругою $U_{ном} \geq 110$ кВ регулювання напруги має свої особливості. Ці мережі мають складнозамкнуту структуру і оснащені пристроями телемеханіки, що дозволяють передавати в диспетчерський центр керування інформацію про режимні параметри в різних точках мережі, а з центру керування – команди на зміну параметрів регулюючих пристроїв. В наш час керування режимами ЕЕС здійснюється за допомогою автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДК). Під час розв'язання задачі регулювання напруги в таких мережах слід враховувати деякі їх особливості:

– мережі різних номінальних напруг в режимному відношенні тісно взаємозв'язані і необхідно враховувати системний ефект регулюючих пристроїв, тобто необхідне централізоване координоване регулювання напруги за допомогою АСДК;

– режими живильних і місцевих мереж, приєднаних до ЦЖ живильної мережі, можна розглядати незалежно один від одного, тому для розрахунків рівнів напруги місцеву мережу можна подати зведеним навантаженням на шинах ВН відповідного ЦЖ;

– у живильних мережах можливі великі перетікання реактивної потужності, викликані її місцевим дефіцитом або надлишком. Ці перетоки призводять до збільшення втрат активної потужності. В цьому випадку задачею регулювання напруги є зниження втрат активної потужності при дотриманні допустимих рівнів напруги.

Тобто, основним критерієм регулювання напруги в живильних мережах є економічний (мінімум втрат активної потужності) за умов дотримання режимних і технічних обмежень щодо діапазону регулювання регулюючих пристроїв і допустимості рівнів напруги.

В мережах з $U_{ном} \geq 330$ кВ необхідно окрім перерахованих вище особливостей враховувати втрати активної потужності на корону в лініях електропередачі, які суттєво залежать від напруги.

У такому складному випадку, коли критерієм керування є мінімум втрат потужності за умов дотримання режимних і технічних обмежень, застосовується *програмне регулювання напруги*. Суть такого регулювання полягає в тому, що встановлюються залежності критерію керування від значень параметрів режиму ЕЕС, які змінюються в часі. Ці залежності інтерпретуються як закони керування, для реалізації яких в енергосистемі

створюються автоматизована (за участю диспетчера) або автоматична системи керування. Детальніше регулювання цього виду буде розглянуте в наступних розділах.

Задачі регулювання напруги в електричних мережах ЕЕС розв'язуються як *при їх проектуванні, так і під час експлуатації.*

При проектуванні електричних мереж ЕЕС, плануванні їх розвитку і реконструкції комплексно розв'язуються задачі забезпечення балансу реактивної потужності і виявлення умов регулювання напруги в мережах, обґрунтування пунктів розміщення регулюючих пристроїв, вибору їх типу і потужності. Одночасно опрацьовуються питання розвитку АСДК. До складу задач АСДК включаються задачі регулювання напруги і реактивної потужності. В частині інформаційного і алгоритмічного забезпечення АСДК розвиваються системи збору і обробки інформації.

При проектуванні передусім необхідно забезпечити керованість ЕЕС за напругою і реактивною потужністю. Під цим розуміється можливість забезпечення допустимих напруг в усіх точках ЕЕС в нормальних і післяаварійних режимах її роботи, обумовлених зміною навантажень і складу працюючого устаткування. Керованість досягається як правильним вибором місць розміщення пристроїв регулювання, так і координацією впливів на них.

Керованість ЕЕС – необхідна умова для вирішення задачі регулювання напруги, з метою забезпечення показників якості напруги і надійність режимів з точки зору устаткування і стійкості. Тільки забезпечивши керованість ЕЕС, можна на наступних етапах проектування передбачити можливість встановлення додаткових регулюючих пристроїв (або розширити діапазони вже встановлених пристроїв) з метою зниження втрат активної потужності. При цьому, як правило, передбачається встановлення додаткових джерел реактивної потужності.

Під час керування режимами ЕЕС за допомогою АСДК задача регулювання напруги вирішується на етапах планування режимів і оперативного керування і полягає в якнайповнішому використанні наявних пристроїв для досягнення економічного ефекту. Під час плануванні режимів на основі прогнозів навантаження і складу працюючого устаткування завчасно розраховуються оптимальні режими напруг на заданий інтервал часу, наприклад, на наступну добу. Одержані таким чином графіки оптимальних напруг передаються на енергооб'єкти (електростанції, підстанції з регулюючими пристроями), де і повинні витримуватися оперативним персоналом або автоматичними пристроями.

Під час оперативного керування використовується інформація про фактичний стан ЕЕС і її режими. Інформація формується на основі телевимірювань і телесигналізації. Вона вводиться в ЕОМ АСДК, обробляється і надається диспетчеру в зручному для сприйняття вигляді. У сучасних АСДК разом з поданням фактичної режимної інформації

виробляються також рекомендації диспетчеру щодо корекції планових графіків напруг.

Контрольні запитання

1. Як впливає баланс реактивної потужності на рівні напруги у вузлах електричної мережі?
2. Яка роль споживачів та джерел реактивної потужності в забезпеченні її балансу?
3. Дайте характеристику джерел реактивної потужності.
4. Наведіть задачі компенсації реактивної потужності в електричних мережах.
5. Наведіть способи виконання вимог з забезпечення рівнів напруг в ЕЕС.
6. Дайте характеристику законів регулювання напруги.
7. Які принципи регулювання напруги використовуються в місцевих розподільних мережах?
8. Сформулюйте принципи зустрічного регулювання напруги.
9. Запишіть і поясніть рівняння балансу реактивної потужності.
10. Яке значення втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах електроенергетичних систем?
11. Назвіть причини лавини напруги.
12. Дайте характеристику схемам увімкнення конденсаторних батарей.

3 ДЖЕРЕЛА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЯК ЗАСІБ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

3.1 Задачі, які розв'язуються з використанням джерел реактивної потужності

Джерела реактивної потужності (ДРП) призначені для цілеспрямованого впливу на баланс реактивної потужності в ЕЕС. Ця дія може бути досягнута збільшенням (зменшенням) реактивної потужності, що як генерується, так і споживається. ДРП це регульований пристрій, потужність якого змінюється вручну або автоматично, дискретно (ступенями), плавно або плавно-ступінчато. Основним параметром регулювання ДРП є напруга в точці його приєднання або реактивна потужність навантаження, або і те, і інше одночасно. Для підвищення ефективності регулювання в регулятор ДРП вводять канали, що реагують на швидкість зміни напруги або реактивної потужності. Структура органів регулювання ДРП і закон регулювання, який реалізовується, визначаються його призначенням.

Загалом ДРП є багатофункціональним пристроєм саме завдяки можливості регулювання реактивної потужності, яка є одним з основних режимних параметрів електричної системи. В електричних мережах напругою 110 кВ і вище ДРП застосовують для вирішення таких завдань:

– зниження втрат активної потужності та електроенергії;

– регулювання напруги у вузлах навантаження;

– збільшення пропускної здатності ліній електропередачі;

– збільшення запасу статичної стійкості електропередач і генераторів електростанцій;

– покращення динамічної стійкості електропередач;

– обмеження перенапруг;

– симетрування напруги.

В розподільних мережах і системах електропостачання (СЕП) промислових підприємств ДРП застосовують з метою компенсації реактивної потужності, яка споживається потужним різкозмінним навантаженням, і для симетрування навантаження. Крім того, в СЕП з нелінійним (несинусоїдним) навантаженням, яке генерує вищі гармоніки, ДРП можуть виконувати і роль фільтрокомпенсуючих пристроїв.

3.2 Особливості джерел реактивної потужності

Регульована компенсація реактивної потужності забезпечується за допомогою шунтувальних пристроїв, що приєднуються до шин підстанції або навантаження паралельно. Ці пристрої можна розділити на дві принципово відмінні одна від одної групи. До першої групи ДРП відносяться синхронні машини, що обертаються: синхронні генератори електростанцій, синхронні компенсатори, синхронні двигуни. Ці пристрої

дозволяють плавно регулювати реактивну потужність як в режимі генерування, так і споживання. До другої групи відносяться статичні ДРП або статичні компенсатори реактивної потужності. До них відносяться конденсаторні батареї, шунтові реактори, пристрої на базі перетворювачів (випрямлячі, інвертори) з штучною комутацією тиристорів або їх комбінації.

Конденсаторні батареї здатні регулювати потужність, яка генерується ними, тільки ступінчато. Для їх комутації (вмикання, вимикання) в мережах до 1 кВ застосовують звичайні контактори, в мережах 6 – 10 кВ і вище вимикачі або тиристорні ключі (два тиристори або тиристорних блоки з'єднаних зустрічно-паралельно).

Реактивну потужність, споживану реакторами, можна регулювати як ступінчато, використовуючи для цього таку ж як і для конденсаторів комутаційну апаратуру, так і плавно за допомогою тиристорів. До особливої групи відносяться реактори, які насичуються. Вони здатні плавно змінювати споживану реактивну потужність без регулятора залежно від прикладеної до нього напруги в точці приєднання.

Для більшості задач ЕЕС і особливо для систем електропостачання промислових підприємств застосовуються ДРП, здатні генерувати реактивну потужність. До таких ДРП відносяться синхронні машини і конденсаторні батареї. Проте перші, маючи здатність плавно регулювати реактивну потужність, що є їх перевагою, разом з тим характеризуються великою інерційністю, обумовлену постійною часу системи збудження. Конденсаторні батареї, особливо комутовані тиристорами, мають високу швидкодію (10 – 20 мс) при ступінчатому регулюванні реактивної потужності. У ряді задач, наприклад, забезпечення статичної стійкості електропередач, ступінчате регулювання практично неприйнятне. Вирішення проблеми знаходять в застосуванні комбінованих ДРП, які здатні при високій швидкодії плавно регулювати реактивну потужність. Такі ДРП звичайно складаються з регульованої ступінчато конденсаторної батареї і плавно регульованого реактора, увімкнених паралельно.

На відміну від статичної БК реактор в такому ДРП виконує допоміжну роль, забезпечуючи плавність регулювання тоді, коли ДРП в цілому генерує реактивну потужність. ДРП такого типу залежно від співвідношення встановлених потужностей конденсаторів і реакторів може не тільки генерувати, але і споживати реактивну потужність при плавному переході від одного режиму до іншого. Проте при відносно великій потужності регульованій тиристорами комбіновані ДРП стають джерелами вищих гармонік. Це їх недолік, усунення якого можливо шляхом встановлення фільтрів вищих гармонік струму. Звичайно роль фільтрокомпенсуючих пристроїв виконують секціоновані конденсаторні батареї. Для цього послідовно з конденсаторами вмикають невеликої потужності реактори, забезпечуючи умови, за яких опір кола конденсатор

– реактор наближається до нуля на частоті настройки на гармоніку, яка компенсується.

3.3 Синхронні генератори електростанцій

Зміна реактивної потужності синхронних генераторів досягається відповідною зміною струму збудження. У номінальному режимі генератор виробляє номінальні значення активної і реактивної потужностей при $\cos\varphi_{ном}$. Зменшуючи струм збудження, можна знизити реактивну потужність, що видається генератором. При зниженні активної потужності порівняно з номінальним значенням можливе збільшення реактивної потужності понад номінальну. Таке збільшення допускається в межах, що обмежуються номінальними струмами статора і ротора. Умови обмеження за реактивною потужністю можна визначити за допомогою векторних діаграм (рис. 3.1,б). В заступну схему генератора входять незмінний подовжній синхронний реактивний опір x_d і ЕРС $\dot{E}_q$.

Комплексна ЕРС $\dot{E}_q$ визначається як сума векторів $\dot{U}_г$ і $\sqrt{3}\dot{I}_{ном}jx_d$:

$$\dot{E}_q = \dot{U}_г + \sqrt{3}\dot{I}_{ном}jx_d,$$

де $\sqrt{3}\dot{I}_{ном}jx_d$ – вектор спаду напруги на опорі x_d.

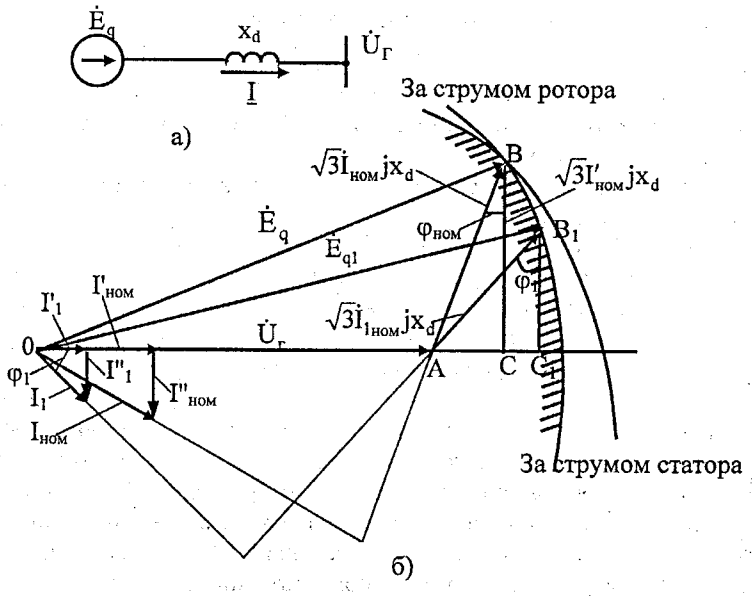


Рисунок 3.1 – Обмеження реактивної потужності генератора
а – заступна схема; б – векторна діаграма для $Q_г > Q_{ном}$

На векторній діаграмі з точки О проведена дуга радіусом E_q, яка визначає допустимі значення струму збудження або ЕРС E_q за умов нагріву ротора машини. Для зручності зіставлення параметрів режиму, граничних за умовами нагріву як статора, так і ротора, з точки А проведене коло радіусом $\sqrt{3}I_{ном}jx_d$. При цьому $OB = E_q \equiv i_з$, $OA = U_г$.

У трикутнику АВС

$$CA \sim I'_{ном} \sim Q_2, \quad BC \sim I'_{ном} \sim P_2,$$

$$Q_2 = \sqrt{3}I_{ном}x_d \sin\varphi_{ном}, \quad P_2 = \sqrt{3}I_{ном}x_d \cos\varphi_{ном},$$

де $I_{ном} = AB/\sqrt{3}x_d$.

Розглянемо роботу генератора при $\varphi_1 > \varphi_{ном}$, тобто при $\cos\varphi_1 < \cos\varphi_{ном}$. Допустимий для генератора режим відповідає $E_{q1} = E_{qном}$ (наприклад, вектор OB_1). В цьому випадку реактивна складова струму статора I''_1 буде більша $I''_{ном}$. Отже, генератор може видати реактивну потужність

$$Q_1 = \sqrt{3}U_{ном}I''_1 > Q_{ном}.$$

Проте перевищення реактивної потужності над $Q_{ном}$ буде відносно невеликим через обмеження за струмом ротора.

З рис. 3.1 видно, що активна складова струму статора при $\varphi_1 > \varphi_{ном}$ менша за номінальну. Це витікає з того, що $B_1C_1 < BC$, тобто I'_1 менше $I'_{ном}$. Отже, генератор може видати активну потужність

$$P_1 = \sqrt{3}U_{ном}I'_1 < P_{ном}.$$

Робота генераторів при $\varphi_1 > \varphi_{ном}$ або $\cos\varphi_1 < \cos\varphi_{ном}$ відповідає виробленню активної потужності, більшої ніж номінальна, і меншої за номінальну – реактивної.

Робота генератора при більшій ніж номінальна активній потужності пов'язана з перевантаженням турбіни і не завжди допустима.

Можливість збільшення реактивної потужності за рахунок зменшення активної допустимо використовувати у випадку надлишку активної потужності, тобто в режимі мінімуму активного навантаження. В цьому випадку деяка частина генераторів, що несуть активне навантаження, може переводитися на роботу зі зниженим коефіцієнтом потужності.

Резерв реактивної потужності і можливість перевантажень за реактивною потужністю дуже важливі при аварійному зниженні напруги. Всі генератори обладнані автоматичним регулятором збудження (АРЗ) і при зниженні напруги на затискачах генератора автоматично збільшують струм збудження і вироблення реактивної потужності. Однак для збільшення вироблення реактивної потужності потрібно мати в нормальному режимі резерв за струмом ротора при $\varphi_1 > \varphi_{ном}$ і за струмом статора при $\varphi_1 > \varphi_{ном}$.

Наведений аналіз режиму генератора показує, що збільшити реактивну потужність, що виробляється ним, можна лише за рахунок зменшення активної. Збільшення $Q_г$ в режимі найбільших навантажень за рахунок зменшення $P_г$ економічно недоцільно. Ефективніше замість зниження $P_г$ застосовувати для вироблення реактивної потужності компенсуючі установки.

Синхронні генератори як основні джерела реактивної потужності є також одним з основних засобів регулювання напруги. Можливість генератора як регулюючого пристрою визначається його виконанням (гідро- або турбогенератор), тепловим режимом, системою збудження і АРЗ. Регульованим параметром генератора є напруга на його затискачах, яка для більшості генераторів може змінюватися в межах $0{,}95U_{ном} \le U_Г \le 1{,}05U_{нсм}$. Задана напруга може підтримуватися тільки в тому випадку, якщо вироблення генератором реактивної потужності знаходиться в допустимих межах: $Q_{min} \le Q \le Q_{max}$.

Для турбогенераторів внаслідок їх конструктивної особливості регулювальний діапазон за реактивною потужністю можна приймати залежно від його коефіцієнта потужності $\cos\varphi$, як показано на діаграмі, наведеній на рис. 3.2. Для гідрогенераторів повна потужність, як правило, не залежить від $\cos\varphi$. Гідрогенератори в більшості випадків проектуються для можливої роботи в режимі синхронного компенсатора, тобто для них $Q_Г = S_{Г.ном}$.

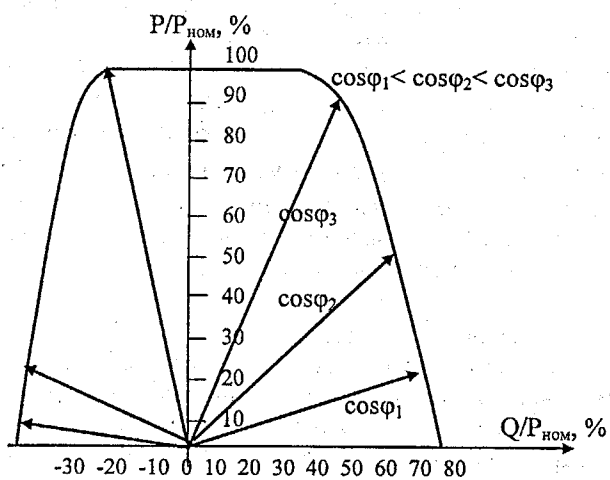


Рисунок 3.2 – Діаграма обмежень видачі і споживання реактивної потужності для турбогенератора

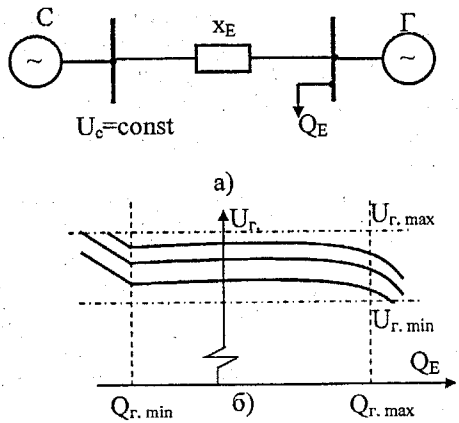


Рисунок 3.3 – Схема простого зв'язку електростанції з системою С (а) і статичні характеристики генератора Г (б)

Як видно з рис. 3.2, турбогенератор може не лише генерувати, але і споживати реактивну потужність. Необхідність в цьому пов'язана з регулюванням (підтримкою) напруги на затискачах генератора (на шинах генераторної напруги). Здатність генератора в цьому сенсі ілюструється його статичною характеристикою $U_Г = f(Q_E)$ (рис. 3.3) і забезпечується його АРЗ шляхом зміни струму збудження. Із збільшенням струму збудження реактивна потужність зростає, змінюючись при цьому в допустимих межах від $Q_{Г.min}$ до $Q_{Г.max}$. Якщо при зменшенні Q_E реактивна потужність генератора зменшується, то напруга на його шинах починає зростати. І навпаки, якщо реактивна потужність збільшується до $Q_{Г.min}$, напруга на його шинах знижується. На ділянці від $Q_{Г.min}$ до $Q_{Г.max}$ напруга завдяки дії АРЗ підтримується із заданим статизмом, який визначається нахилом його статичної характеристики. Таке регулювання напруги можливо, як вже наголошувалося, в діапазоні $(0{,}95 \div 1{,}05)U_{ном}$.

3.4 Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори (СК) призначені для стабілізації напруги в точці приєднання СК в межах ±5 % номінального значення, а також для генерування і споживання реактивної потужності, чим вони і впливають на режим електроенергетичної системи (ЕЕС). Синхронні компенсатори встановлюються в тих точках ЕЕС, де *графік навантаження* змінюється в широких межах, у зв'язку з чим істотно змінюється баланс реактивної потужності. Як правило, це *підстанції* 330–750 кВ, де СК приєднуються до шин нижчої напруги 10 – 20 кВ.

СК – електрична машина, що обертається, працює в режимі

холостого ходу, тобто без активного навантаження. СК, увімкнений в систему без збудження, споживає реактивну потужність (індуктивний режим). Споживана в цьому режимі реактивна потужність може бути приблизно визначена як $Q_{СК} = \frac{U^2}{x_d}$, де x_d – синхронний реактивний опір СК. При вмиканні збудження і поступовому збільшенні струму ротора СК переходить в режим генерування реактивної потужності (ємнісний режим).

Мінімальна тривало допустима споживана реактивна потужність СК, як правило, не нижча 50 % номінальної потужності. Зниження споживаної в цьому режимі потужності супроводжується зниженням ЕРС синхронної машини, і, як наслідок, знижується запас стійкої роботи, чим і обмежується мінімальний рівень споживаної реактивної потужності.

В режимі генерування реактивної потужності $Q_{max} = S_{ном}$. Допускаються і короткочасні перевантаження шляхом форсування струму збудження СК. Так само, як і для генераторів, властивості СК визначаються і його регулятором збудження. Перевагою СК є позитивний регулюючий ефект, тобто здатність збільшувати реактивну потужність, що генерується, при зниженні напруги на його шинах. Параметрами регулювання СК є реактивна потужність і напруга, обмежені допустимими діапазонами зміни, $0{,}95U_{ном} < U_{СК} < 1{,}05U_{ном}$. Статична характеристика СК аналогічна характеристиці, наведеній на рисунку 3.3 для синхронного генератора.

3.5 Батареї конденсаторів

Батареї конденсаторів (КБ) є простим і надійним статичним пристроєм. Конденсаторні батареї збирають з окремих конденсаторів, які випускаються на різні потужності і номінальні напруги.

Конденсатор — це пристрій, який складається з двох провідників, розділених діелектриком. Конденсатор, якщо до нього прикладено напругу, здатний накопичувати електричний заряд (заряджатися) і віддавати його (розряджатися). У просторі між провідниками, які можуть мати будь-яку форму, при заряді конденсатора утворюється електричне поле. Заряд конденсатора тим більший, чим більша його ємність і прикладена до його провідників напруга. *Ємність конденсатора*, у свою чергу, тим більша, чим більша площа поверхні провідників, які утворюють конденсатор, і чим менша відстань між цими провідниками. Ємність конденсатора, вимірювана в мікрофарадах (мкФ), складає

$$C = \frac{\varepsilon S \cdot 10^{-6}}{d},$$

де S – площа поверхні обкладок (провідників) конденсатора, $м^2$; d – відстань між обкладками (товщина діелектрика, що розділяє ці обкладки), $м \cdot 10^{-6}$; ε – діелектрична проникність ізоляції між провідниками, Ф/м.

Простір між провідниками заповнений діелектриком. До таких матеріалів відносяться, наприклад, повітря, конденсаторний папір, кераміка, синтетична плівка. Діелектрик, використовуваний в конденсаторах, повинен мати високу електричну міцність, тобто зберігати свої ізолюючі властивості при високій напрузі і невеликій товщині (10–15 мкм). Якість діелектрика для конденсаторів тим вища, чим вища його діелектрична проникність, тобто здатність акумулювати електричний заряд. Наприклад, відносна діелектрична проникність конденсаторного паперу, просоченого маслом, складає 3,5 – 4, а плівки полістиролу – 2,5 – 2,7.

Конденсатор, як і будь-який елемент електроенергетичної системи, характеризується втратами активної потужності, які призводять до його нагріву. Ці втрати тим більші, чим вищі прикладена напруга, її частота і ємність конденсатора. Втрати в конденсаторі залежать і від властивостей діелектрика, які визначаються тангенсом кута діелектричних втрат ($tg\delta$) і характеризують питомі втрати (Вт/квар) в конденсаторі. Залежно від типу і призначення конденсатора втрати в них можуть складати від 0,5 до 4 Вт/квар.

В електроенергетиці для компенсації реактивної потужності застосовуються так звані косинусні конденсатори, призначені для роботи на частоті напруги 50 Гц. Їх потужність, вимірювана в кіловольт-амперах реактивних (квар), складає від 10 до 100 квар.

Конструктивно конденсатор є металевим корпусом (сталевий або алюмінієвий), в якому розміщуються секції (пакети), намотані з декількох шарів алюмінієвої фольги, перекладених конденсаторним папером або синтетичною плівкою товщиною 10–15 мкм (0,01–0,015 мм). З'єднані між собою секції мають виводи, розташовані зовні корпусу, в його верхній частині. Трифазні конденсатори мають три фарфорові виводи, однофазні – один.

Шкала *номінальних напруг* конденсаторів від 230 В до 10,5 кВ, що дозволяє складати з них установки для мереж напругою від 380 В і вище. Конденсатори мають хорошу перевантажувальну здатність за струмом (до 30 % від номінального) і за напругою (до 10 % від номінального). Групу конденсаторів, з'єднаних між собою паралельно або послідовно, або паралельно-послідовно, називають *батареєю конденсаторів*.

Конденсаторна батарея, обладнана комутаційною апаратурою, засобами захисту і керування, утворює *конденсаторну установку* (КУ).

Потужність, що генерується БК, при заданій її ємності C пропорційна квадрату прикладеної напруги і його частоті

$$Q_{кб} = U^2 \omega C.$$

Тому нерегульовані БК мають негативний регулюючий ефект, що, на відміну від синхронних компенсаторів, є їх недоліком. Це означає, що потужність БК знижується із зниженням прикладеної напруги, тоді як за

умовами режиму цю потужність необхідно збільшувати.

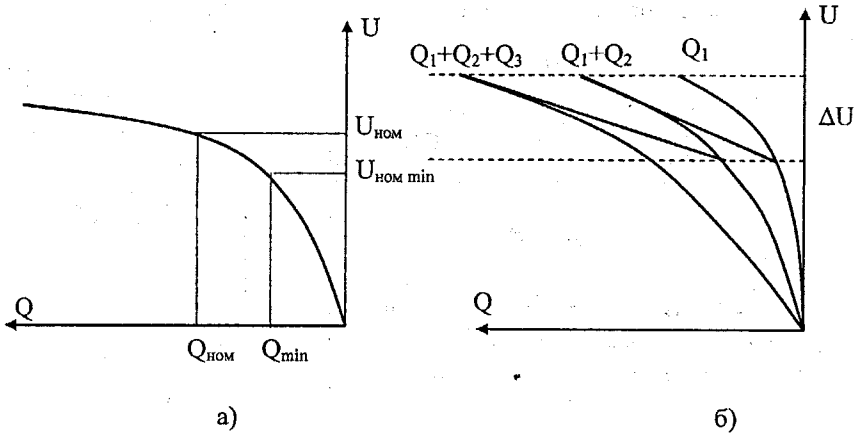


Рисунок 3.4 – Статичні характеристики КУ
а – складені з однієї секції; б – складені з трьох секцій

Регулюючий ефект КУ за реактивною потужністю показаний на рис. 3.4,а, а КУ, що складається з декількох секцій, – на рис. 3.4,б. Як видно з рис. 3.4, *а*, при зниженні напруги від $U_{ном}$ до U_{min} реактивна потужність знижується пропорційно квадрату напруги від $Q_{ном}$ до Q_{min}.

Подолати цей недолік можна, якщо сформувати БК з декількох секцій, кожна з яких, керована регулятором напруги і (або) потужності, приєднується до мережі через свій вимикач, нарощуючи таким чином ємність батареї в цілому. Це і дозволяє збільшувати сумарну потужність БК при зниженні напруги. Потужність КУ при зниженні напруги зростає ступенями Q_1, $Q_1 + Q_2$, $Q_1 + Q_2 + Q_3$, як показано на рис. 3.4,б для КУ, що складається з трьох секцій КБ.

Ступінчате регулювання вимагає введення в регулятор напруги КУ *зони нечутливості* ΔU. В межах цієї зони при зниженні напруги приєднання чергової секції не допускається. Невиконання цієї умови привело б до нестійкої роботи КУ. Ширина зони нечутливості повинна бути більша, ніж приріст напруги, викликаний приєднанням чергової секції КУ. Інакше напруга на КУ досягне напруги уставки спрацьовування на вимкнення цієї секції відразу після її вмикання. Ймовірність такого ефекту тим більша, чим більша потужність секції, що приєднується, і чим менше зона нечутливості регулятора КУ.

КУ складається, як правило, з декількох секцій, що мають загальну систему керування. Низьковольтні КУ напругою 380 В складаються з трифазних конденсаторів, ввімкнених паралельно. Для захисту таких КУ від

коротких замикань і перевантаження застосовують запобіжники (рис. 3.5,б). Високовольтні конденсаторні установки складаються з однофазних конденсаторів, ввімкнених послідовно-паралельно (рис. 3.5,а).

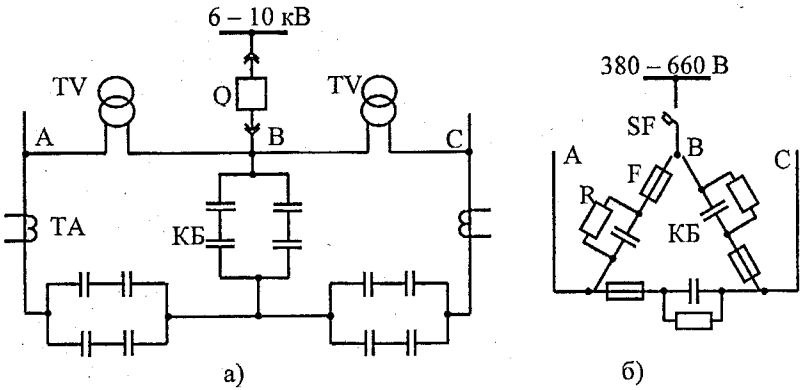


Рисунок 3.5 – Принципова схема однієї трифазної секції КУ
а – для мережі 6 – 10 кВ; б – для мережі 380 В

Ввімкнення КУ супроводжується кидками струму, а вимкнення – перенапругами, що негативно позначається на терміні служби конденсаторів і комутаційної апаратури. Тому КУ, обладнану вимикачами (контакторами), не рекомендується вмикати-вимикати більше 2 – 4 разів за добу. Для обмеження кидків струму конденсатори перед вмиканням обов'язково повинні бути розряджені за допомогою розрядних резисторів R або трансформаторів напруги TV (рис. 3.5). Зазвичай ці пристрої постійно приєднані до конденсаторів, а резистори можуть бути вбудовані усередині конденсатора.

В зв'язку з цим такі КУ придатні тільки для регулювання реактивної потужності з метою забезпечення її балансу в тій або іншій точці мережі або у вузлі навантаження. У цьому режимі КУ застосовують для зниження втрат напруги в мережі, якою передається електроенергія, а також втрат потужності і електроенергії. Ефект і в тому, і в іншому випадку виявляється за рахунок компенсації реактивної потужності, що протікає лініями, якими живиться навантаження.

Конденсатори через їх параметричні властивості дуже чутливі до спотворень синусоїдної форми кривої напруги, тобто до вищих *гармонік струму*. Дійсно, опір конденсатора $x_C = \frac{1}{n\omega C}$ тим менший, чим вища частота $n\omega$ гармоніки в несинусоїдній кривій прикладеної напруги. В результаті за рахунок вищих гармонік, які проникають в конденсатор, різко зростають втрати потужності ΔP в конденсаторах, що приводить до

їх додаткового нагріву

$$\Delta P = \sum_{n=1}^{m} U_{(n)}^2 n\omega C \cdot tg\delta,$$

де $U_{(n)}$ – напруга гармоніки; n – порядок гармоніки; C – ємність конденсатора; $\omega = 2\pi f$ – частота напруги мережі (f=50 Гц); tgδ – характеристика діелектрика конденсатора.

Як вже зазначалось, параметричну властивість конденсаторів широко використовують під час створення фільтрокомпенсуючих установок (ФКУ).

Чутливість БК до вищих гармонік завжди повинна враховуватися при застосуванні конденсаторів в електричних мережах. Застосування БК зв'язане з можливістю резонансних явищ завдяки утворенню індуктивними і ємнісними елементами мережі послідовних і паралельних кіл. Резонансні явища супроводжуються посиленням напруг (резонанс напруг) або струмів (резонанс струмів) на частотах вищих за номінальну (50 Гц), обумовлених наявністю в мережі джерел вищих гармонік струму. На резонансній частоті індуктивний $x_{L(n)}$ і ємнісний $x_{C(n)}$ опори рівні. Тобто,

$$n\omega L = \frac{1}{n\omega C}.$$

З останньої формули знаходять номер гармоніки n, на якій можливий резонанс. Під час вибору потужності БК і, отже, її опору, а також місця приєднання БК необхідно переконатися в тому, що резонансні явища виключені. Ця вимога відноситься і до БК, що входять до складу ФКУ.

3.6 Статичні тиристорні компенсатори на базі БК

Застосування КУ в задачах, де потрібне *швидкодіюче регулювання* реактивної потужності, часте перемикання секцій БК практично неможливе через систематичні кидки струму і перенапруги, що виникають при комутаціях БК звичайними вимикачами. Для обмеження цих явищ, практично їх усунення, в 60-х роках XX ст. у МЕІ були запропоновані способи, що дозволили знизити кидки струму при вмиканні БК і перенапруги при їх вимиканні. Це дозволило зняти обмеження за частотою комутацій БК і надати пристроям такі властивості, при яких їх стало можливо застосовувати в задачах компенсації реактивної потужності з метою поліпшення статичної і динамічної стійкості електропередач, компенсації коливань напруги, спричинених роботою різкозмінним навантаження.

Вказаний ефект досягнутий за рахунок застосування замість звичайних вимикачів *тиристорних ключів*, що забезпечують комутацію БК в певний момент часу.

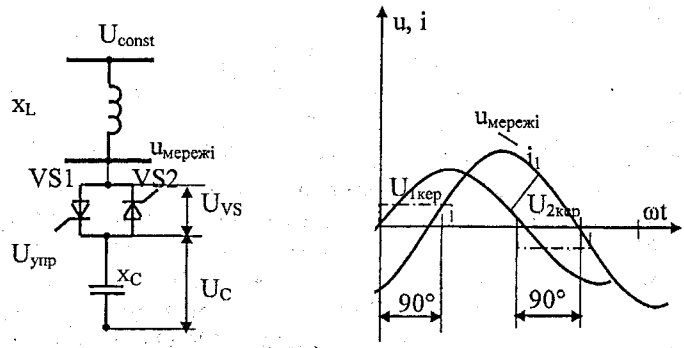


Рисунок 3.6 – Тиристорний вимикач для комутації БК
а – принципова схема однієї фази; б – струм і напруга на БК в сталому режимі

Тиристорний ключ складається з двох тиристорів, увімкнених зустрічно-паралельно, як показано на рис. 3.6, а. Їх застосовують для регулювання конденсаторних батарей і реакторів. Через специфіку комутаційних властивостей конденсаторів і реакторів керування їх потужністю за допомогою тиристорів принципово різне.

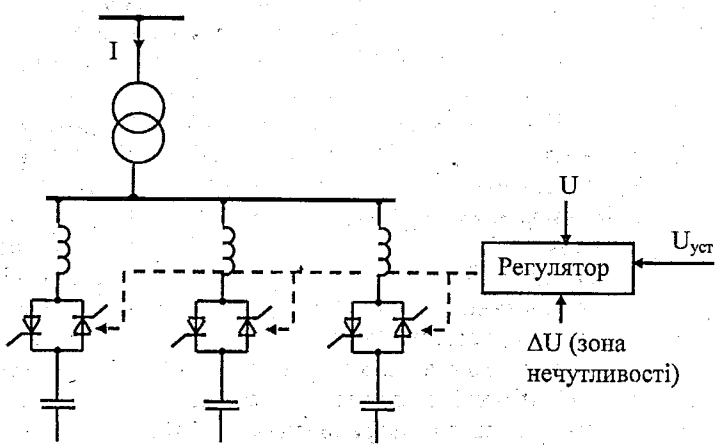


Рисунок 3.7 – Принципова схема СТК, БК якого складається з трьох секцій, комутованих тиристорами

Для обмеження кидків струму тиристор слід відкривати в той момент часу, коли миттєві значення напруги мережі і на БК рівні (ідеальний випадок) або близькі. А для обмеження перенапруг під час вимкнення БК тиристор слід закривати під час переходу струму в ньому через нульове

значення. Дотримуючись цього принципу, можна практично уникнути кидків струму і перенапруги, знявши таким чином обмеження на частоту перемикання БК. Однофазна схема БК, комутованої тиристорами, приведена на рис. 3.6, а. Як показано на рис. 3.6, б, робота пристрою в сталому режимі, який настає після відкриття тиристора через 0,01–0,02 с, не супроводжується ні кидками струму, ні перенапругами.

На рисунку 3.7 показаний СТК в однофазному виконанні, який складається з трьох секцій КБ. Кожна з них комутується своїм тиристорним ключем. Статичні характеристики таких пристроїв аналогічні наведеним на рис. 3.4. Зберігаються і вимоги, що висуваються до регулятора щодо зони нечутливості. Однак число вмикань і вимикань секцій БК тут не обмежене і вони можуть здійснюватися по черзі через кожні 0,02 с, тобто через один період промислової частоти.

3.7 Реактори

Реактори, комутовані вимикачами. Зазвичай реактор приєднується за допомогою вимикача або віддільника безпосередньо до шин електропередачі або до обмотки трансформатора. Високовольтний реактор, як і трансформатор, може бути одно- або трифазним. Осердя реактора виконується з зазором або броньового типу. Статична характеристика реактора лінійна, тобто реактор має постійний реактивний опір

$$x_L = \omega L,$$

де L – індуктивність реактора.

Низьковольтні реактори звичайно не мають сталевого осердя. Вимикачі, призначені для комутації реакторів, можуть бути обладнані зовнішніми резисторами, а самі реактори – розрядниками для обмеження перенапруг, викликаних вимкненням електропередачі.

Статична характеристика реактора зі сталевим осердям лінійна в робочому діапазоні, а за його межами вона може бути і нелінійною (рис. 3.8). Швидкодія реактора, тобто час виходу на сталий режим після його вмикання, складає близько 100 мс. Такий реактор, функціонуючи в робочому діапазоні, не є джерелом вищих гармонік струму. Проте вищі гармоніки можуть виникати в струмі реактора в тому випадку, якщо підвищення напруги на ньому виведе його характеристику на нелінійну частину або в так званий режим насичення (ділянка 2 на рис. 3.8).

Втрати в реакторі досить невеликі і звичайно складають 0,2–0,4 % його номінальної потужності. Такі реактори нечутливі до перенапруг і надструмів, тобто не виходять з ладу в цих випадках. Реактори мають позитивний регулюючий ефект, тобто збільшують споживання реактивної потужності при збільшенні напруги, чим і сприяють його обмеженню.

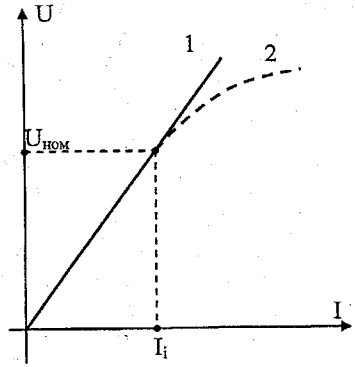


Рисунок 3.8 – Статична характеристика реактора
1 – без осердя; 2 – зі сталевим осердям

Тому реактори застосовують для регулювання напруги в довгих електропередачах напругою 220 кВ і вище шляхом компенсації зарядної потужності в них. Встановлена потужність реактора може складати від 10 Мвар в розподільних мережах до 150 Мвар в мережах 750 кВ. Реактори встановлюються на кінцевих і проміжних підстанціях. Їх вмикання і вимикання звичайно здійснюється експлуатаційним персоналом за розпорядженням диспетчера системи.

Насичувані реактори. Насичуваним називають реактор, робочий діапазон регулювання якого знаходиться саме в насиченій частині його статичної характеристики. Завдяки цьому такий реактор можна розглядати як параметричний пристрій для регулювання реактивної потужності. Опір реактора в нелінійній частині характеристики змінюється залежно від прикладеної до нього напруги. Зі збільшенням напруги струм в реакторі інтенсивно зростає, збільшуючи споживану реактивну потужність і, тим самим, сприяючи стабілізації напруги в точці його приєднання.

У зв'язку з тим, що робочий діапазон реактора знаходиться в нелінійній частині характеристики, його слід розглядати як джерело вищих гармонік струму. Для їх компенсації застосовують складні 6-ти і 9-ти стрижньові осердя і спеціальні схеми з'єднання обмоток. Застосування таких реакторів зважаючи на складність їх конструкції дуже обмежене.

На рис. 3.9 наведена принципова схема ДРП на базі такого реактора. Тут паралельно ввімкнена БК дозволяє забезпечити параметричне регулювання як в режимі споживання, так і в режимі генерування реактивної потужності. Відповідні статичні характеристики наведені на тому ж рисунку. При цьому потужність БК, яка, як правило, виконує і функції фільтрокомпенсуючого пристрою, вибирається так, щоб за номінальної напруги сумарна потужність ДРП була рівна нулю. Тоді при

збільшенні напруги вище за $U_{ном}$ ДРП споживає, а при зниженні нижче за $U_{ном}$ – генерує реактивну потужність.

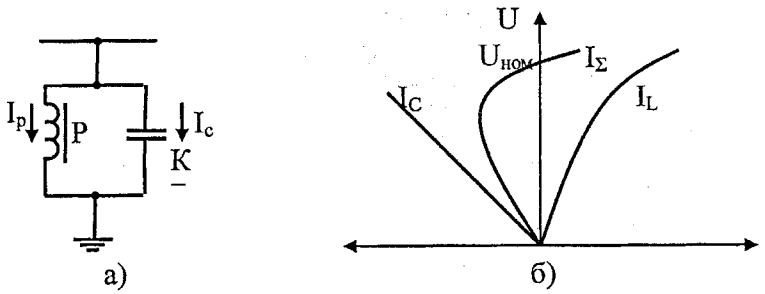


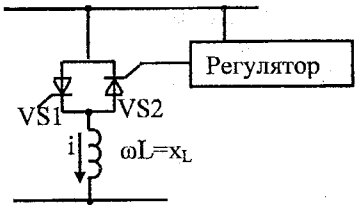
Рисунок 3.9 – Параметричний ДРП з реактором, що насичується
а – принципова схема; б – статична характеристика

Реактори, комутовані тиристорами. Для плавного регулювання реактори можна вмикати через тиристорні ключі, кут керування якого змінюється і тим самим забезпечується зміна струму в реакторі.

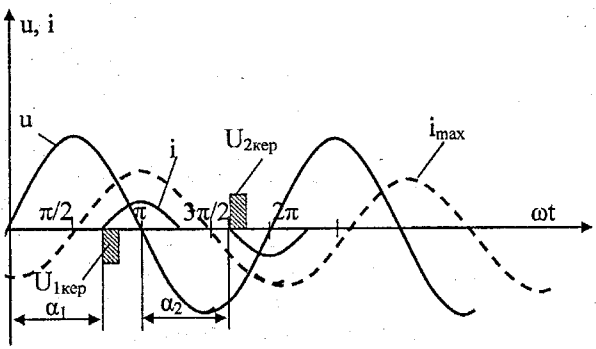
Принципова схема такого плавно регульованого реактора наведена на рис. 3.10. Регулювання потужності реактора забезпечується зміною струму в ньому шляхом збільшення або зменшення кутів керування α_1 і α_2 відповідними тиристорами VS_1 і VS_2, які ввімкнені зустрічно-паралельно. При цьому завжди $\alpha_1 = \alpha_2$. Якщо, тиристори відкриті повністю, то струм в реакторі максимальний і синусоїдний (при синусоїдній напрузі). Цей струм показаний пунктирною лінією на рис. 3.10, б. В міру збільшення α і його зміни в діапазоні $\pi/2 \le \alpha \le \pi$ струм в реакторі зменшується, втрачаючи при цьому синусоїдну форму. Форма цього струму на рис. 3.10,б показана суцільною лінією. Перша гармоніка цього струму відносно повного струму $I_L = \dfrac{U}{x_L}$ складає

$$I_{(1)}/I_L = (1/\pi)[2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha].$$

Статична характеристика реактора залежно від першої гармоніки струму $I_{(1)}$ показана на рис. 3.11. Статизм характеристики, тобто кут її нахилу в робочому діапазоні (ділянка 1), який визначається настройками регулятора, вибирається так, щоб зі зростанням напруги струм в реакторі зростав. Це забезпечує стабілізацію напруги в робочому діапазоні регулювання від $\alpha = \pi/2$ до $\alpha = \pi$. При $\alpha < \pi/2$ реактор втрачає керованість (тиристори відкриті повністю) і переходить на природну характеристику (ділянка 2), визначувану його власним опором x_L.



а)



б)

Рисунок 3.10 – Реактор, який комутується тиристорами
а – принципова схема одної фази; б – діаграма струмів і напруг для α>90° (α>π/2)

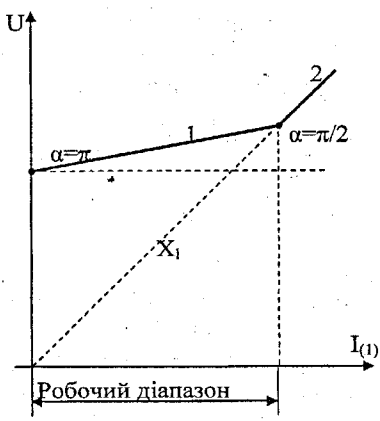


Рисунок 3.11 – Статична характеристика реактора при плавному керуванні тиристорами за схемою, наведеною на рис. 3.10

Основний недолік реактора, керованого тиристорами, пов'язаний з тим, що для кутів $\alpha > \pi/2$ він стає джерелом вищих гармонік струму.

Порядок гармонік і їх значення близькі до гармонік, що генеруються шестипульсним перетворювачем. Для їх компенсації реактори вмикають так само, як і перетворювачі, через трансформатори з розщепленою обмоткою, складеною за схемою $Y/\Delta/Y$. Крім того, як правило, до складу ДРП такого типу включають фільтрокомпенсуючі пристрої. ДРП, складені за такою схемою, можна віднести до комбінованих джерел реактивної потужності.

3.8 Комбіновані ДРП

Комбіновані ДРП застосовують тоді, коли необхідно забезпечити плавне регулювання реактивної потужності в режимі як її споживання, так і генерування. Такі ДРП складаються з керованих тиристорами реакторів або реакторів, що насичуються, і комутованих вимикачами або тиристорами конденсаторних батарей. Принципова схема такого ДРП, який відомий як статичний тиристорний компенсатор (СТК), приведена на рис. 3.12.

Робочий діапазон регулювання реактивної потужності, встановлена потужність нерегульованої або ступінчато регульованої конденсаторної батареї, потужність регульованих тиристорами реакторів вибираються залежно від призначення СТК.

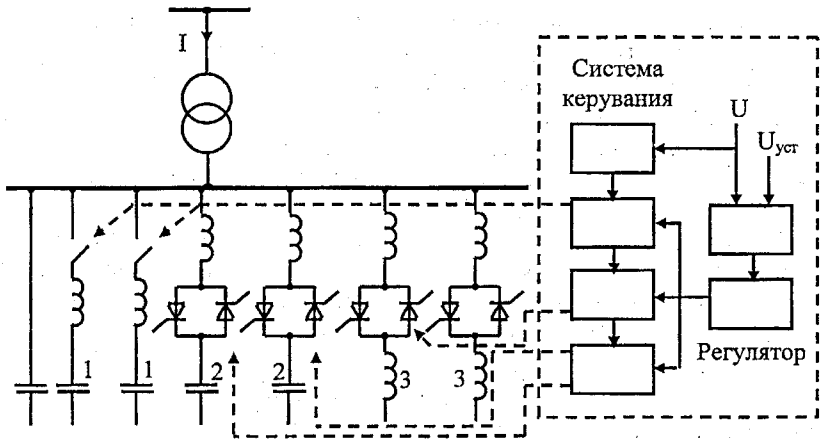


Рисунок 3.12 – Принципова схема комбінованого СТК
1 – комутована вимикачами БК; 2 – комутована тиристорами БК; 3 – керовані тиристорами реактори

Можливі, наприклад, такі співвідношення цих потужностей для СТК, БК якого складається з нерегульованої секції і регульованого тиристорами реактора:

– встановлені потужності реактора і БК рівні;

– встановлена потужність реактора більше потужності БК, наприклад, $Q_р = 2Q_{КБ}$.

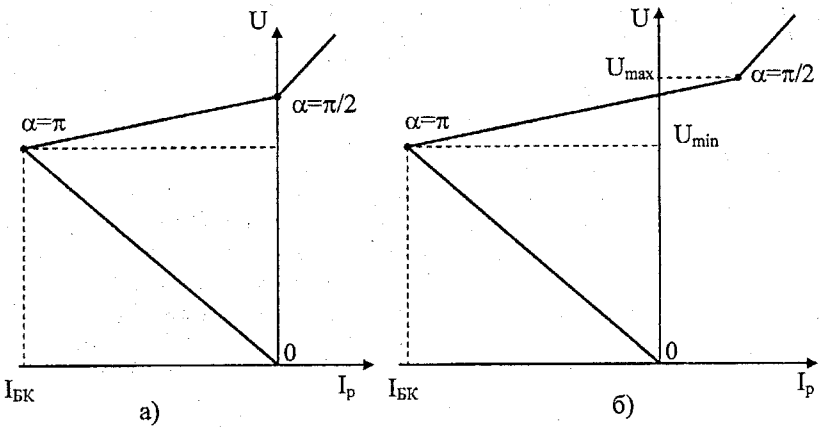


Рисунок 3.13 – Статичні характеристики комбінованого СТК
а – для $Q_р = Q_{БК}$; б – для $Q_р = 2Q_{БК}$

У першому випадку завдяки тому, що потужність реактора регулюється в діапазоні $0 < Q_р < 1$, а $Q_{БК} = -1$, сумарна потужність СТК може змінюватися в діапазоні $-1 \le Q_{СТК} \le 0$. Робочий діапазон регулювання реактивної потужності, що генерується, розташовується у області режимів від генерування потужності, рівної встановленій потужності КБ, до нуля, коли тиристори реактора відкриті повністю. Статична характеристика такого СТК наведена на рис. 3.13,а.

У другому випадку потужність реактора може змінюватися в діапазоні $0 < Q_р < 2$, а потужність нерегульованої БК залишається рівною $Q_{КБ} = -1$. Такий СТК може працювати в режимі генерування і споживання реактивної потужності так, що $-1 \le Q_{СТК} \le 1$ (рис. 3.13, б).

Контрольні запитання

1. Дайте характеристику груп джерел реактивної потужності.
2. Яка роль синхронних генераторів електростанцій у забезпеченні балансу за реактивною потужністю?
3. Дайте характеристику синхронних компенсаторів.
4. Дайте характеристику конденсаторних установок.
5. Батареї конденсаторів з тиристорним керуванням, їх особливості.
6. Яка роль реакторів під час підтримання нормованих рівнів напруг у вузлах мережі?

4 РЕГУЛОВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ З РЕГУЛЮЮЧИМИ ПРИСТРОЯМИ

4.1 Трансформатори з перемиканням відгалужень без збудження

При даному способі регулювання перемикання здійснюється не просто за відсутності струму в колі комутації, але і за повної відсутності напруги на всіх обмотках трансформатора, внаслідок чого цей спосіб і називається перемиканням без збудження (ПБЗ).

Для розподільних трансформаторів, що живлять тупикове навантаження, наприклад, для електропічних трансформаторів, досить від'єднати трансформатор від живильної мережі високої напруги. У решті випадків трансформатор повинен бути вимкнений зовнішніми комутаційними апаратами від всіх приєднаних до нього мереж.

Пристрій ПБЗ складається з перемикача відгалужень і привода.

Пристрої ПБЗ трансформаторів загального призначення виконуються з ручним приводом, виконаним у вигляді рукоятки, виведеної, як правило, на кришку трансформатора. Цей привід обладнаний пристосуванням, що надійно фіксує пристрій ПБЗ в кожному його робочому положенні, відповідно вибраному відгалуженню обмотки. Число таких положень зазвичай не більше 5, діапазон регулювання не перевищує ±5 %.

Для здійснення перемикання необхідно вимкнути трансформатор вимикачами підстанцій і роз'єднувачами, звільнити фіксатор, повернути рукоятку в нове положення, після чого знову встановити фіксатор.

Зрозуміло, що таке перемикання не може здійснюватися часто. Його застосовують в таких випадках:

– встановлення відгалуження, яке забезпечує середній рівень напруги, вищий в той період року, коли навантаження більші, і нижчий – при менших навантаженнях (сезонне регулювання);

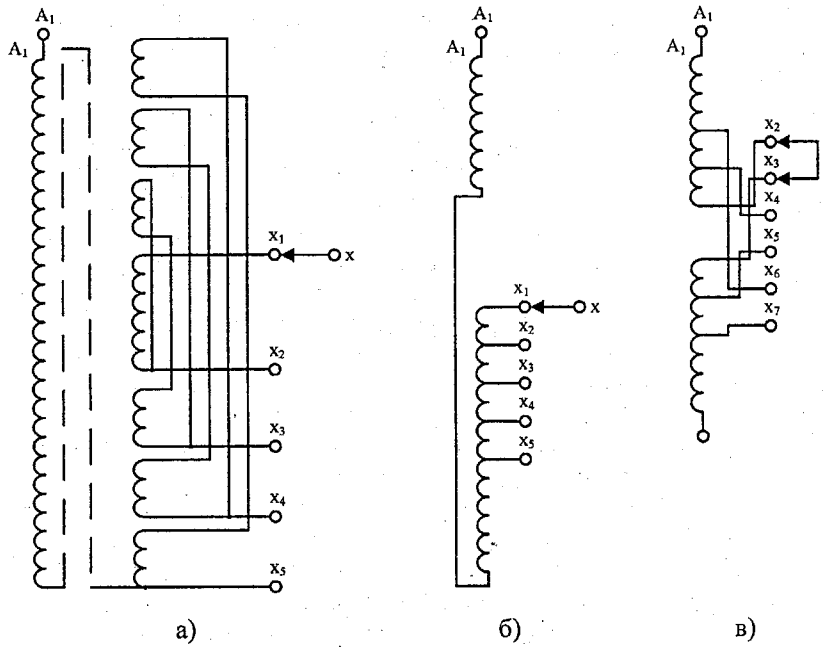
– коли необхідно встановити коефіцієнт трансформації так, щоб отримати заданий середній рівень вторинної напруги, при первинній напрузі, характерній для даного місця встановлення трансформатора. Можливо, зокрема, що трансформатор вибраний із запасом за потужністю з розрахунку на розвиток мережі і збільшення навантаження споживача. В цьому випадку напруга може бути підвищена, коли будуть приєднуватися нові навантаження (адаптивне регулювання).

Оскільки навантаження, а, отже, і напруга, може змінюватися протягом доби, а здійснювати перемикання з такою частотою неможливо, то зрозуміло, що ПБЗ не може забезпечити регулювання напруги навіть у простих випадках.

ПБЗ цього типу застосовується в розподільних трансформаторах малої і середньої потужності, в яких воно використовується для перемикання обмоток сторони високої напруги (6, 10, рідше 20 і 35 кВ), а також для перемикання на стороні середньої напруги потужних

високовольтних трансформаторів, у яких обмотки вищої напруги перемикаються під навантаженням.

Інакше використовується ПБЗ в трансформаторах промислових електроустановок, наприклад, електропічних. У цих випадках пристрій ПБЗ забезпечується електричним приводом з дистанційним керуванням. Вимкнення трансформатора від мережі на час перемикання відгалужень здійснюється швидкодіючим і зносостійким вимикачем навантаження (наприклад, вакуумним вимикачем).



а) б) в)

Рисунок 4.1 – Схеми перемикання відгалужень без збудження

Кількість положень і діапазон регулювання таких пристроїв можуть досягати, відповідно, 12 і більш ніж ±20%. У тих випадках, коли короткочасне припинення живлення споживача є допустимим за умовами технології, регулювання з ПБЗ може виявитися кращим, ніж застосування складніших і дорожчих пристроїв перемикання під навантаженням.

Приклади схем регулювання ПБЗ для трансформаторів загального призначення наведені на рис. 4.1. У схемах на рис. 4.1,а і 4.1,б рухомий контакт переміщується по нерухомих контактах, приєднаних до виводів обмотки. В схемі на рис. 4.1,в рухома контактна система виконана у вигляді містка, що з'єднує відгалуження частин обмотки.

Виконання і розташування регулювальних відгалужень повинні бути такими, щоб при від'єднанні частини витків обмотки не відбувалося зниження електродинамічної міцності обмотки. Це може бути досягнуто різними способами. Наприклад, в схемі на рис. 4.1,а регулювальні котушки займають всю висоту окремого концентра і ввімкнені таким чином, що при перемиканні не порушується його магнітна симетрія. У схемі на рис. 4.1,б частина обмотки, що містить регулювальні котушки, має зворотний напрям намотування і "вивернута" щодо решти її частин. У схемі на рисунку 4.1, в парні і непарні відгалуження розташовуються в різних частинах обмотки.

Рисунки 4.2 та 4.3 дають уявлення про найбільш поширені конструкції пристроїв ПБЗ. При барабанній конструкції (рис. 4.2) нерухомі контакти розташовані по колу, а при рейковій (рис. 4.3) – уздовж прямої.

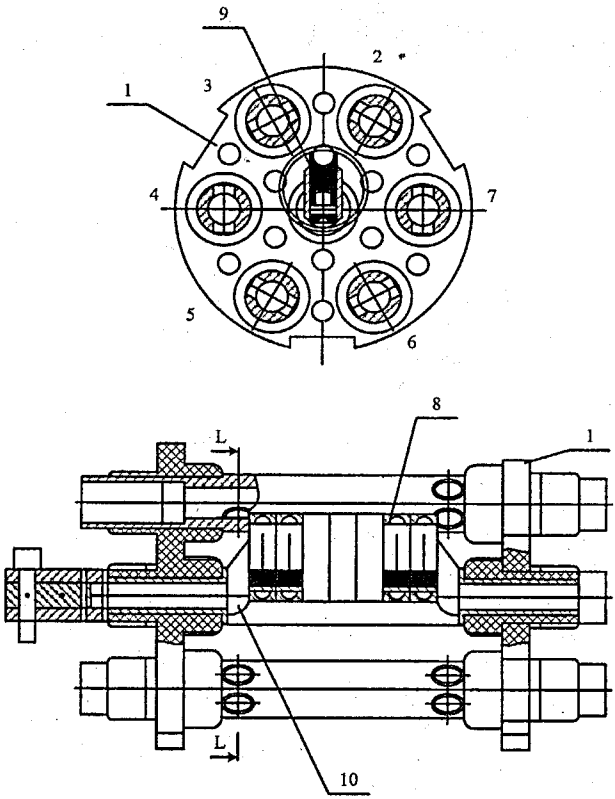


Рисунок 4.2 – Приклад виконання пристроїв ПБЗ

Барабанна конструкція з кільцевими контактами: 1– ізоляційні диски, 2–7 – нерухомі стрижньові контакти, 8 – рухомі кільцеві контакти, 9 – пружинний натискний пристрій, 10 – колінний вал

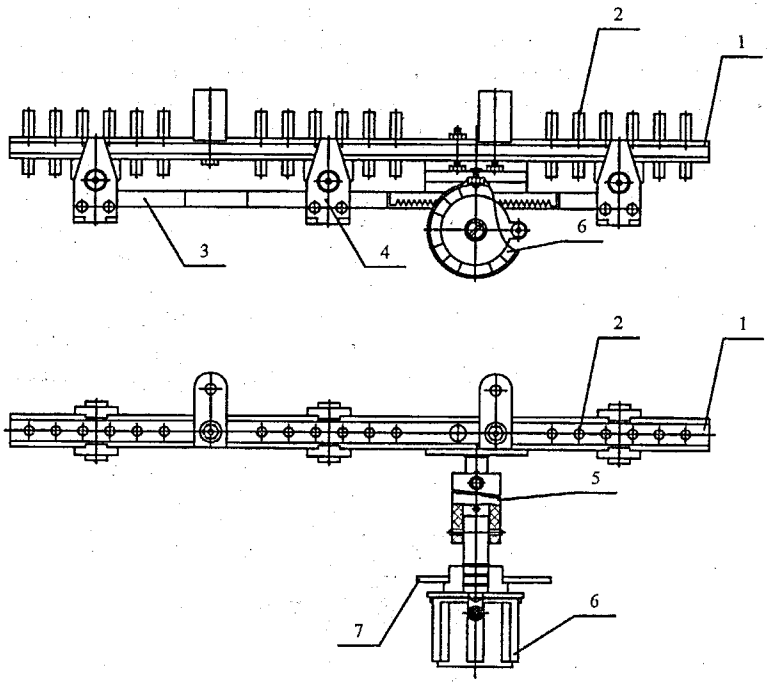


Рисунок 4.3 – Приклад виконання пристроїв ПБЗ

Рейкова конструкція: 1 – рейка з нерухомими контактами, 2 – нерухомі контакти, 3 – рейка з рухомими контактами, 4 – рухомі контакти, 5 – ізоляційний вал, 6 – ручний привод, 7 – стінки трансформатора

Основні технічні вимоги до пристроїв ПБЗ:

– при тривалому проходженні робочого струму температура контактів і інших струмоведучих деталей повинні бути допустимі для ізоляції і навколишнього середовища. При роботі в трансформаторному маслі допускається перевищення температури контактних деталей без срібного покриття над температурою цього масла не більше 20 °С. Таким чином, вимоги до допустимого нагріву контактів цих пристроїв є значно жорсткішими, ніж відповідні вимоги до інших комутаційних апаратів, оскільки трансформаторні перемикальні пристрої працюють в гарячому маслі (при температурі до 100 °С). Значніший нагрів контактів може привести до погіршення стану контактних поверхонь унаслідок забруднення продуктами розкладання масла;

– пристрої повинні витримувати дію струму короткого замикання трансформаторів (зазвичай, десяти-, двадцятикратного відносно номінального струму);

– зносостійкість ПБЗ трансформаторів загального призначення

повинна бути не менше 1-2 тис. перемикань, а для ПБЗ промислових трансформаторів з електроприводом вона може досягати декількох сотень тисяч перемикань. Слід зазначити, що зважаючи на мале число перемикань ПБЗ трансформаторів загального призначення, їх контактні системи тривалий час працюють в одному і тому ж положенні, тому до якості їх виконання висуваються більш жорсткі вимоги;

– ізоляція пристроїв повинна бути достатньою з погляду дій на неї напруги під час випробування трансформатора.

4.2 Основні схеми пристроїв РПН

Залежно від типу струмообмежувального елементу розрізняють реакторні і резисторні пристрої РПН. Реактори або резистори призначені для обмеження значення струму, під час переходу з одного відгалуження на друге. На рис. 4.4 наведена найбільш поширена схема пристрою РПН і послідовність операцій контактів однієї фази реакторного РПН з симетричним приєднанням реактора.

Реактор виконаний таким чином, що коефіцієнт зв'язку між двома половинами його обмотки рівний одиниці, тобто взаємна індуктивність між ними рівна індуктивності кожній з них. Такий реактор з трьома виводами, по суті, є автотрансформатором з коефіцієнтом трансформації 2. Індуктивність реактора найчастіше вибирається такою, щоб циркулюючий струм дорівнював половині номінального струму пристрою.

У початковому стані (рис. 4.4,а) обидва рухомі контакти вибирача ($В_1$ і $В_2$) встановлено на його нерухомий контакт, який з'єднаний з виводом 1 регулювальної обмотки, а обидва контактні вузли контактора ($К_1$ і $К_2$) замкнуто. Через кожну вітку схеми протікає половина струму навантаження $I_н$.

Перемикання починається з розмикання контактів $К_2$. Ці контакти вимикають струм $0{,}5I_н$. Після згасання електричної дуги (рис. 4.4,б) весь струм $I_н$ протікає через контакти $В_1$ і $К_1$. Між розімкненими контактами $К_2$ прикладена напруга на реакторі.

Контакт $В_2$ вибирача без струму переходить на вивід 2 регулювальної обмотки (рис. 4.4,в), при цьому струми в колі не змінюються, а напруга між контактами $К_2$ стає рівною геометричній різниці напруги ступеня і напруги на реакторі.

Після замикання контактів $К_2$ встановлюється положення моста (рис. 4.4,г). Струм навантаження знову розподіляється порівну між вітками, але окрім цього струму в них тепер протікає також циркулюючий струм. У колі $В_1$–$К_1$ він геометрично складається з половиною струму навантаження, а в колі $В_2$–$К_2$ – віднімається.

Далі розмикаються контакти $К_1$, вимикаючи струм, рівний геометричній сумі половини струму навантаження і циркулюючого струму. Після згасання дуги (рис. 4.4,д) струм навантаження протікає через

контакти B_2 і K_2. Між розімкненими контактами K_1 прикладена напруга, рівна геометричній сумі напруги ступеня і напруги на реакторі.

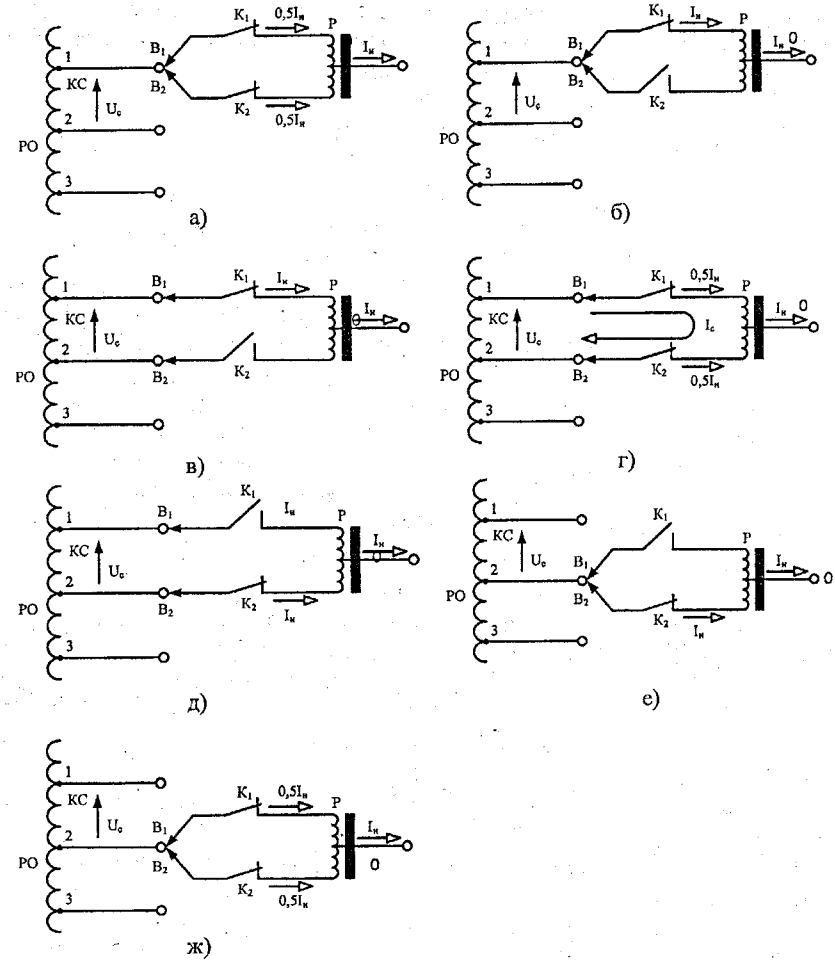


Рисунок 4.4 Схема і послідовність роботи реакторного пристрою РПН

РО – регулювальна обмотка; КС – ступінь комутації; 0 – зовнішній вивід пристрою; 1, 2, 3 – відгалуження РО; B_1, B_2 – контакти вибирача; K_1, K_2 – контакти контактора; Р – реактор; U_c – напруга ступеня; $I_н$ – струм навантаження; I_c – циркулюючий струм

Тепер контакт вибирача переходить без струму на вивід 2 (рис. 4.4,е), після чого контакти K_1 замикаються. Процес перемикання з відгалуження 1 на відгалуження 2 завершений.

На рис. 4.5 показана кутова діаграма перемикання, яка відповідає послідовності на рис. 4.4. Прийнято, хоча це і необов'язково, що перемиканню на одне положення відповідає один оберт електропривода.

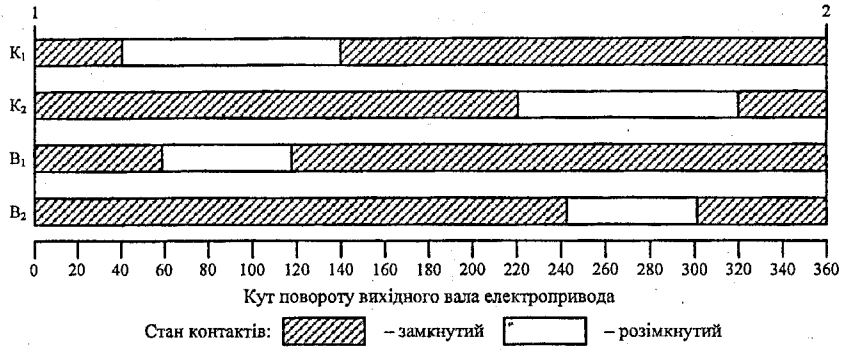


Рисунок 4.5 – Кутова діаграма роботи реакторного пристою РПН
1, 2 – номери положень; B_1, B_2, K_1, K_2 – діаграми стану контактів (позначення – на рис. 4.4)

Перемикання з відгалуження 2 на відгалуження 1 здійснюється у зворотному порядку. При цьому контакти K_1 розмикають половину струму навантаження, а контакти K_2 – геометричну різницю половини струму навантаження і циркулюючого струму.

Реактор розрахований на протікання струму протягом тривалого проміжку часу, тому положення моста, показане на рисунку 4.4,г, в деяких випадках використовується як нормальне положення пристрою РПН. Напруга в цьому положенні рівна середньому арифметичному значенню напруги двох сусідніх відгалужень регулювальної обмотки.

Оскільки циркулюючий струм є чисто індуктивним струмом, то найбільш важкі умови роботи контактів К будуть при індуктивному навантаженні, коли струми навантаження і циркулюючий та відповідна цим струмам напруга між розімкненими контактами (напруги відновлення) складаються алгебраїчно. Навпаки, контакти K_2 працюють в цьому випадку за найбільш легких умов, оскільки вимикають різницю струмів. При активному навантаженні струми і напруга складаються і віднімаються, тому умови роботи обох контактних груп однакові.

Важливо відзначити, що коефіцієнт потужності навантаження впливає тільки на значення струмів і напруги. Зміщення фаз між струмом і напругою для реакторних пристроїв РПН завжди рівне 90°.

На рис. 4.6, наведена найбільш поширена симетрична схема і послідовність операцій контактів однієї фази резисторного пристрою РПН.

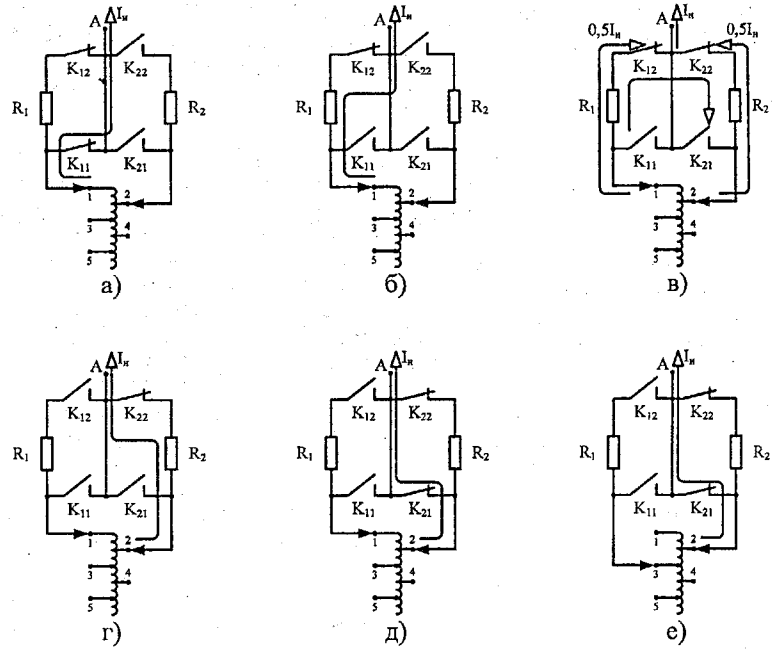


Рисунок 4.6 – Схема і послідовність роботи резисторного пристрою РПН

K_{11}, K_{12}, K_{21}, K_{22}, – контакти контактора; R_1, R_2 – резистори; решта позначень як на рис. 4.4

У схемі є два струмообмежувальних резистори з однаковими опорами. Дана схема має дві суттєві відмінності від реакторної схеми.

По-перше, один з рухомих контактів пристрою для перемикання (B_1) комутує тільки непарні, а інший (B_2) – тільки парні відгалуження регулювальної обмотки. По-друге, резистори, не розраховані на тривале протікання струму, тому в нормальних положеннях вони зашунтовані, а перемикання контактора повинне здійснюватися достатньо швидко. Зазвичай це досягається шляхом застосування пружинного механізму.

Опір резисторів вибирається так, щоб циркулюючий струм, як і в реакторній схемі, був би рівний половині номінального струму навантаження.

У початковому стані (рис. 4.6,а) рухомі контакти вибирача B_1 і B_2 встановлені на його нерухомі контакти, з'єднані відповідно з виводами 1 і 2 регулювальної обмотки, замкнуті контактні вузли непарної половини контактора (K_1 і K_2). Через контакти K_1 і K_2 протікає струм навантаження $I_н$, а парна вітка струмом не обтікається.

Перемикання починається з розмикання контактів K_{11}. Ці контакти

вимикають струм $I_н$. Після згасання електричної дуги (рис. 4.6,б) цей струм $I_н$ протікає через контакти вибирача $В_1$, резистор R_1 і контакти контактора $К_{12}$. Напруга між розімкненими контактами $К_{11}$ рівна спаду напруги на резисторі R_1.

Далі замикаються контакти $К_{22}$ парної вітки контактора і встановлюється положення моста (рис. 4.6,в). При цьому струм навантаження розподіляється порівну між вітками, крім того, в них тепер протікає циркулюючий струм. У колі $В_1$-R_1-$К_{12}$ він геометрично складається з половиною струму навантаження, а в колі $В_2$-R_2-$К_{12}$ – віднімається.

Тепер розмикаються контакти $К_{12}$. Після згасання дуги (рис. 4.6,г) струм навантаження протікає через контакти вибирача $В_2$, резистор R_2 і контакти контактора $К_{22}$. Між розімкненими контактами $К_{12}$ прикладена напруга, рівна геометричній сумі напруги ступеня і спаду напруги на резисторі R_2, в колі не змінюються, а напруга між контактами $К_2$ стає рівною геометричній різниці напруги ступеня і напруги на реакторі.

Після цього замикаються контакти контактора $К_{21}$ і шунтують резистор R_2 (рис. 4.3,д). Таким чином, процес перемикання з відгалуження 1 на відгалуження 2 завершився без перемикання вибирача.

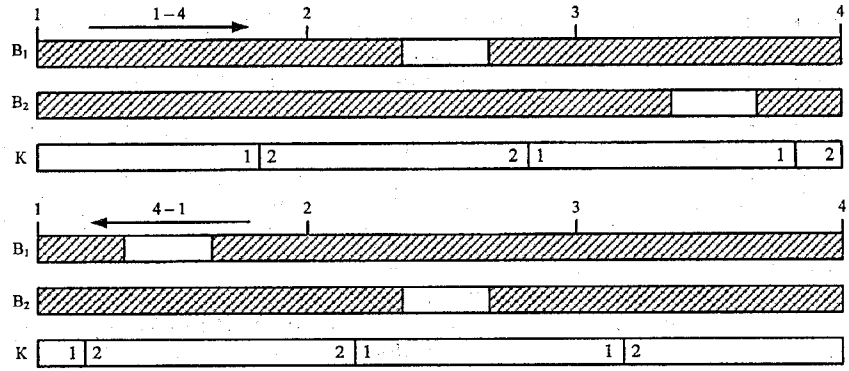
Контакт $В_1$ вибирача переходить (природно, без струму) на вивід 3 (рис. 4.6,е) лише спочатку процесу перемикання з відгалуження 2 на відгалуження 4.

На рис. 4.7,а наведена кутова діаграма перемикання вибирача резистора, відповідна послідовності на рис. 4.6. Показано перемикання на три положення.

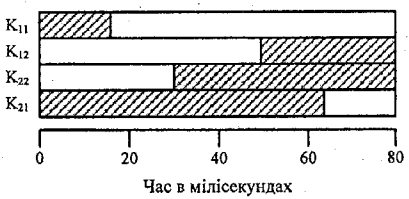
У загальному випадку перехід вибирача з одного нормального положення в інше здійснюється тільки тоді, коли попереднє перемикання було зроблене в ту саму сторону. Якщо напрям перемикання був зворотним, перемикається тільки контактор, а вибирач не перемикається.

Рухомий контакт області вибирача, який обтікається струмом, на будь-якому положенні перемикального пристрою замкнутий на рухомий контакт, з'єднаний з виводом, номер якого збігається з номером положення. Інший контакт вибирача у всіх положеннях, окрім крайніх, замкнутий на нерухомий контакт, відповідний тому положенню, з якого було здійснено попереднє перемикання.

Розглянутий порядок перемикання, що досягається спеціальним пристроєм кінематики, дозволяє уникнути зайвих перемикань вибирача і добитися однакових кутів між положеннями приводного вала, відповідними перемиканню вибирача і контактора, незалежно від напряму обертання.



а)



б)

Рисунок 4.7– Діаграми роботи резисторного пристрою РПН:
а – кутова діаграма; б – часова діаграма роботи контактів контактора. 1,2,3 – номери положень; B_1, B_2 – діаграми станів контактів вибирача; К – діаграма положень контактора (1 – непарне, 2 – парне); 1–4 і 4–1 – напрями перемикання; K_{11}, K_{12}, K_{21}, K_{22} – діаграми станів контактів контактора

На кутовій діаграмі (рис. 4.7,а) кожне перемикання контактора (К) подане однією лінією, оскільки в масштабі цієї діаграми кут повороту вала, що відповідає цьому перемиканню досить малий. Розгортка процесу перемикання контактора подана на рис. 4.7,б у вигляді часової діаграми.

Вплив коефіцієнта потужності навантаження протилежний тому, який має місце для реакторного пристрою (циркулюючий струм є чисто активним струмом, тому найбільш важкі умови роботи контактів симетричного резистивного пристрою виникають при активному навантаженні). Коефіцієнт потужності навантаження впливає тільки на значення струмів і напруги. Зміщення фаз між струмом і напругою для резисторів пристрою РПН завжди рівне 0°.

Показані на схемах дугогасильні контактні вузли виконуються із спеціальних дугостійких металокерамічних матеріалів, застосовуються також вакуумні дугогасильні камери. Контакти цих елементів зазвичай мають достатньо високий електричний опір, тому контактори таких

пристроїв РПН додатково забезпечуються спеціальними контактами, які тривалий час проводять струм і не призначені для гасіння електричної дуги. Наприклад, у вказаних схемах вони вмикаються паралельно контактам $К_1$ і $К_2$ (рис. 4.4) або паралельно контактам $К_{11}$ і $К_{21}$ (рис. 4.6). Ці контакти розмикаються раніше і замикаються пізніше ніж відповідні дугогасильні контакти.

Окрім показаних на рис. 4.4 і 4.6 відомо інші схеми пристроїв РПН. Як приклади на рис. 4.8 наведені дві такі схеми.

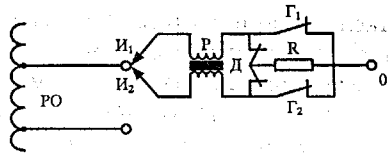
На рис. 4.8,а показана симетрична реакторна схема з мостовим вмиканням дугогасильного контактного вузла. Ця схема працює згідно з діаграмою, подібною до показаної на рис. 4.5, проте в моменти, показані на цій діаграмі як моменти розмикання контактів $К_1$ або $К_2$, відбувається спочатку розмикання головних контактів $Г_1$ і $Г_2$, а потім – контактів Д. У моменти, показані на цій діаграмі як моменти замикання контактів $К_1$ або $К_2$, спочатку замикаються контакти Д, а потім – контакти $Г_1$ і $Г_2$.

Таким чином, єдиний дугогасильний контактний вузол Д спрацьовує двічі за час перемикання, суміщаючи функції двох таких вузлів в схемі на рис. 4.4, що у багатьох випадках виявляється вигіднішим.

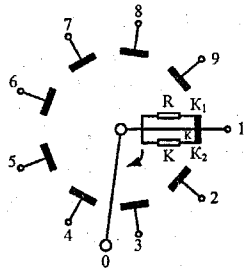
У цій схемі часто застосовується вмикання допоміжного резистора, який поперемінно шунтує кожен з послідовних розривів для полегшення гасіння дуги.

На рис. 4.8, б показана схема вибирача під навантаженням з розміщенням струмообмежувальних резисторів на частині (роторі) пристрою, що обертається. Розглядаючи процеси, що відбуваються при обертанні ротора, легко переконатися, що в цій схемі здійснюється такий же цикл роботи, що і в схемі на рис. 4.7. При цьому контакти $К_1$ і $К_2$ працюють в тих же умовах, що і контакти $К_{12}$ і $К_{22}$, а контакт Д суміщає в собі функції контактів $К_{11}$ і $К_{21}$.

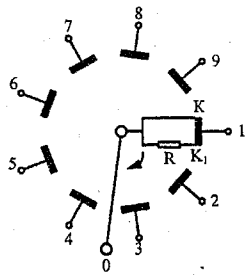
Досить широко застосовується несиметрична схема (реакторна – з вмиканням реактора тільки в одну з віток і резистивна – з одним резистором замість двох). Така схема (для вибирача під навантаженням) наведена на рис. 4.8,в. Циркулюючий струм у цій схемі зазвичай вибирається рівним номінальному струму навантаження. Щоб уникнути арифметичного складання цих струмів і суттєвого погіршення умов горіння дуги (вимикання подвійного струму), струмообмежувальний пристрій вмикається в ту вітку, яка розмикається першою при перемиканні пристрою в напрямі, відповідному підвищенню напруги на вторинній стороні трансформатора (незалежно від того, на якій стороні вбудований пристрій). Зрозуміло, що несиметрична схема повинна застосовуватися тільки для трансформаторів, які працюють або тільки для підвищення, або тільки для зниження напруги. Практично цю умову задовольняють всі трансформатори, окрім трансформаторів зв'язку енергосистем.



а)



б)



в)

Рисунок 4.8 – Деякі варіанти схем пристроїв РПН

а – схема реакторного РПН з мостовим вмиканням дугогасильних контактів; б – симетрична схема вибирача резистора під навантаженням; в – несиметрична схема резистора вибирача під навантаженням. $Г_1$, $Г_2$ – головні струмопровідні контакти, Д – дугогасильні контакти; 1–9 – нерухомі контакти, приєднані до відгалужень РО; R – резистори; $К_1$, $К_2$ – контакти резисторів; К – головний дугогасильний контакт

4.3 Схеми трансформаторів і автотрансформаторів з РПН

Трансформатори з вбудованим регулюванням напруги. В цих трансформаторах регуловальна обмотка і сам пристрій РПН розташовуються в самому трансформаторі. Найбільш поширені схеми трансформаторів загального призначення з вбудованим регулюванням напруги під навантаженням наведені на рис. 4.9. Перемикальний пристрій показаний спрощено – у вигляді однієї стрілки (движка) без позначення двох віток, описаних в попередньому підрозділі.

У схемі на рис. 4.9,а напрям вмикання регулювальної обмотки (РО) незмінний, і діапазон регулювання рівний напрузі цієї обмотки. Поширені також схеми з реверсуванням РО (рис. 4.9,б) і із ступенем грубого регулювання (рис. 4.9,в). Число витків ступеня грубого регулювання зазвичай рівне числу витків обмотки РО. Реверсування і перемикання ступеня грубого регулювання здійснюється передвибирачем, який перемикається без струму і конструктивно є одним цілим з вибирачем пристрою РПН. Передвибирач для реверсування РО називається також реверсором.

На всіх схемах показано положення пристрою, яке відповідає найменшій кількості увімкнених витків на стороні регулювання. У схемі на рис. 4.9,б РО увімкнена зустрічно відносно основної обмотки.

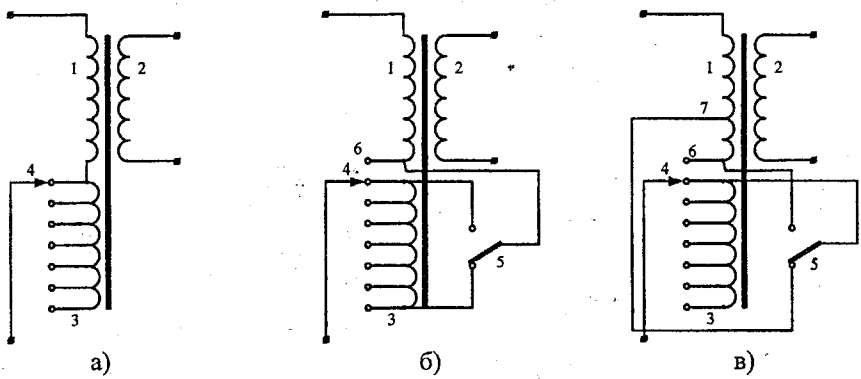


Рисунок 4.9 – Схеми вбудованого регулювання на трансформаторах

а – схема без передвибирача; б – схема з реверсуванням регулювальної обмотки; в – схема зі ступенями грубого регулювання. 1 – основна первинна обмотка, 2 – вторинна обмотка, 3 – регулювальна обмотка з відгалуженнями, 4 – перемикальний пристрій; 5 – передвибирач; 6 – додатковий контакт вибирача; 7 – ступінь грубого регулювання

При перемиканні пристрій спочатку проходить всі положення вибирача. При вказаному на схемі положенні передвибирача здійснюється перемикання на половину повного діапазону і РО виявляється знеструмленою. Для забезпечення можливості перемикання передвибирача без розриву кола необхідно додати ще один нерухомий контакт вибирача 7, приєднаний не до РО, а до основної обмотки.

Після перемикання передвибирача вибирач знов проходить всі свої положення – в схемі на рис. 4.9,б при узгодженому вмиканні РО, а в схемі на рисунок 4.9,в – при увімкненому грубому ступені. У трьох середніх положеннях число витків не змінюється і, отже, напруга не змінюється. Ці положення пристрою РПН, відповідні однаковій (зазвичай номінальній)

напрузі, часто називають "мертвими ступенями".

Автотрансформатори з вбудованим регулюванням напруги і лінійні регулювальні трансформаторні агрегати. На рис. 4.10 показані схеми регулювання в автотрансформаторах (АТ). Схема на рис. 4.10,а з регулюванням в нейтралі дозволяє застосовувати пристрої РПН порівняно низької напруги (такі ж, як на трансформаторах, до того ж розраховані на різницю струмів сторін ВН і СН). Проте регулювання за такою схемою виходить зв'язаним. При перемиканні одночасно змінюється напруга сторін ВН, СН і НН, що створює досить невигідний режим мережі і самого трансформатора і не дозволяє повністю використовувати діапазон регулювання. Цей недолік відсутній в схемі роздільного регулювання, яке здійснюється на стороні ВН (рис. 4.10,б) або на стороні СН (рис. 4.10,в і г). Проте для їх здійснення потрібні пристрої вищого класу напруги.

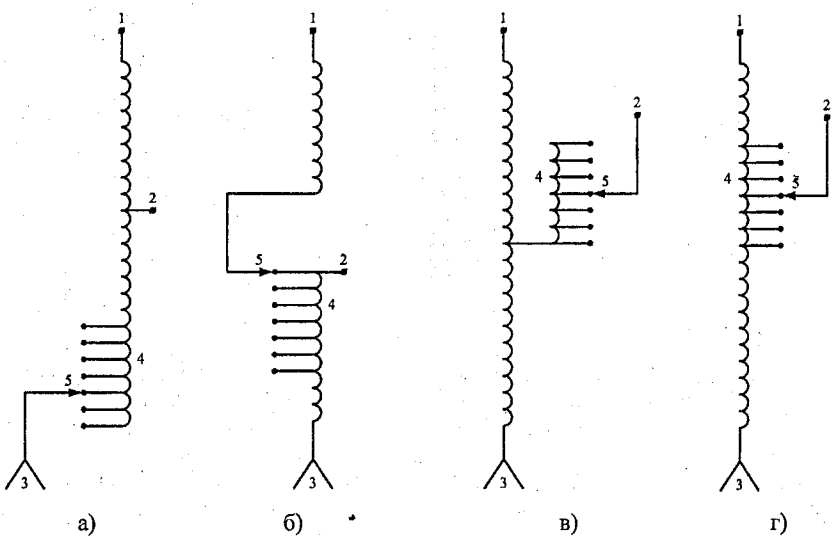


Рисунок 4.10 – Схеми вбудованого регулювання в АТ (обмотка НН не показана)

а – регулювання в нейтралі; б – на стороні ВН; в, г – на стороні СН. 1 – виводи ВН, 2 – виводи СН; 3 – нейтраль; 4 – регулювальна обмотка; 5 – перемикальний пристрій

АТ зі схемами, зображеними на рис. 4.10, застосовуються для зв'язку мереж різної напруги і дозволяють регулювати перетікання реактивної потужності між цими мережами.

Забезпечити необхідні рівні напруги в мережі за допомогою тільки одних трансформаторів і автотрансформаторів з вбудованим регулюван-

ням напруги не завжди можна. Коли мережі розвиваються, то часто буває необхідно змінити режим шляхом регулювання напруги в певній точці. Для цієї мети служать лінійні регулювальні трансформаторні агрегати або скорочено *лінійні регулятори*. Їх встановлення дозволяє здійснити регулювання без заміни раніше встановлених нерегулювальних трансформаторів.

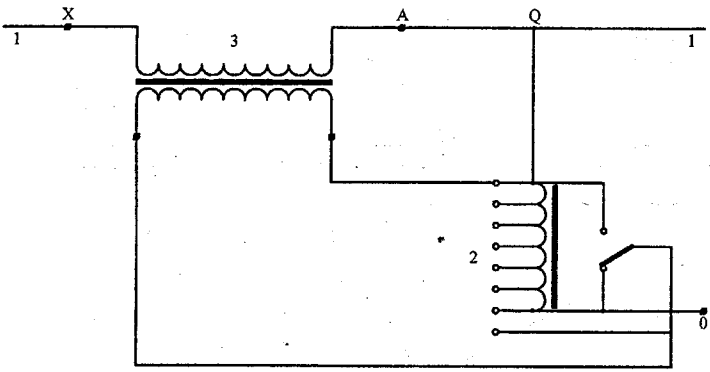


Рисунок 4.11 – Схема лінійного регулятора

1 – коло, в якому здійснюється регулювання, 2 – регулювальний АТ з перемикальним пристроєм; 3 – послідовний (вольтододатковий) трансформатор

Схема такого агрегату показана на рис. 4.11. Регульована напруга, що отримується від автотрансформатора, подається на послідовний трансформатор, увімкнений в мережу зі сторони лінійного вводу або нейралі основного (регулювального або нерегулювального) трансформатора. Реверсування в пристрої РПН забезпечує зміну фази напруги, що додається, на 180°. Вмикання агрегату як додаткового засобу іноді потрібне для компенсації зв'язаного регулювання, якщо пристрій РПН основного АТ встановлений в нейралі (схема на рис. 4.10,а).

У розглянутих схемах напруга змінюється тільки за своїм значенням (модулем). Таке регулювання зазвичай називають поздовжнім регулюванням. Іноді виникає потреба в регулюванні напруги також і за фазою. Таку можливість надають трифазні агрегати із спеціальними схемами з'єднання регулювальних обмоток.

На рис. 4.12 наведено приклад простої (одноагрегатної автотрансформаторної) схеми, що дозволяє здійснювати таке регулювання. У цій схемі між первинними і вторинними виводами кожної фази ввімкнені вольтододаткові обмотки з перемикальними пристроями. Вектор напруги кожної з цих обмоток зміщений на 90° відносно вектора потенціалу відповідної фази. Внаслідок цього вектори вторинної напруги зміщуються

щодо векторів первинної напруги на кут, який залежить від положення перемикального пристрою. Це ілюструється векторною діаграмою, наведеною на рисунку 4.13. Фактично напруга змінюється не тільки за фазою, але і за значенням. Проте при малому діапазоні регулювання остання зміна мала. Тому таке регулювання називається поперечним регулюванням.

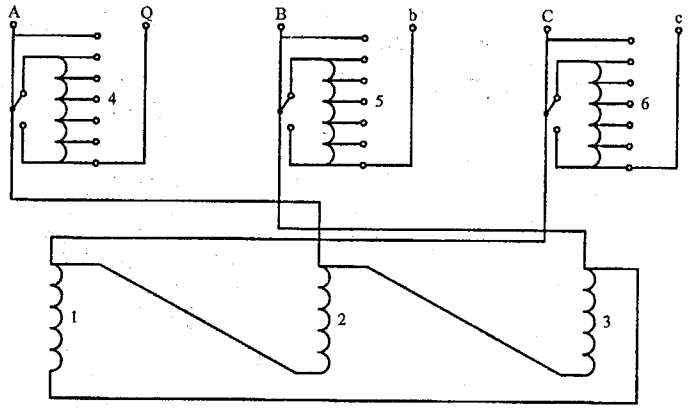


Рисунок 4.12 – Приклад схеми поперечного регулювання напруги
1,2,3 – основні обмотки; 4,5,6 – вольтододаткові обмотки; A, B, C – первинні виводи; a, b, c – вторинні виводи АТ

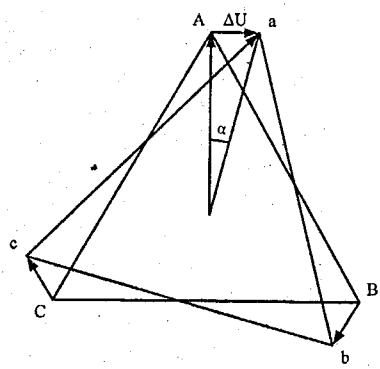


Рисунок 4.13 – Векторна діаграма напруги регулювального агрегату за схемою рис. 4.12
ΔU – регульована напруга, що додається; α – кут зміщення фаз між первинною і вторинною напругою

Комбінація поперечного регулювання з поздовжнім, для чого

потрібно два комплекти перемикальних пристроїв, дозволяє здійснити практично незалежне регулювання за значенням і за фазою (поздовжньо-поперечне регулювання).

4.4 Основні елементи конструкції пристроїв РПН

Класифікація пристроїв РПН. Пристрої РПН розрізняються за такими класифікаційними ознаками:

– тип струмообмежувального елементу – реакторні і резистивні пристрої;

– наявність контактора – пристрої з контакторами і пристрої без контакторів (вибирачі під навантаженням). Схеми, що відповідають цій класифікації, розглянуті вище. Головна конструктивна особливість перемикальних пристроїв резисторів – наявність швидкодіючого пружинно-акумулюючого механізму, який забезпечує завершення перемикання без зупинки в проміжному положенні незалежно від наявності електроживлення приводного механізму;

– тип комутації струму: гасіння дуги в трансформаторному маслі, зазвичай застосовуються дугогасильні контакти, що гасять дугу в об'ємі масла контактора без спеціальних пристроїв форсованого дугогасіння (дуття); гасіння дуги у вакуумі; застосування бездугового вимкнення струму за допомогою тиристорів; змішані способи комутації, наприклад, вмикання струму контактами, а вимкнення тиристорами.

Контактори пристроїв РПН і умови їх роботи. Умови гасіння дуги в контакторах і вибирачах під навантаженням залежать від виду струмообмежувальних елементів і від середовища, в якому здійснюється гасіння дуги. Процес розриву струму дугогасильними контактними вузлами відбувається таким чином. При розходженні контактів між ними виникає електрична дуга і струм продовжує протікати через плазмовий дуговий стовп. В масляному дугогасильному середовищі дуга горить в газовому середовищі, що складається з продуктів термічного розкладання масла і парів металів, з яких виготовлені контакти. При гасінні дуги у вакуумі – практично тільки з парів металу контактів.

Інтенсивність дуги залежить від значення струму, що протікає в колі в момент розходження контактів. В міру збільшення відстані між контактами опір дугового стовпа зростає, проте поки струм великий, воно залишається достатньо малим і не викликає помітного обмеження цього струму. Якщо у момент переходу струму через нуль концентрація іонів середовища виявляється достатньо малою, дуга стає нестійкою і гасне. Після припинення струму починається процес відновлення електричної міцності контактного проміжку і процес відновлення напруги між контактами. Якщо швидкість першого з цих процесів більша швидкості другого, дуга не поновлюється. Якщо навпаки, то дуга відновиться і горітиме до наступного переходу струму через нульове значення.

Процес відновлення напруги протікає по-різному залежно від виду струмообмежувального елементу. У перемикальних пристроях резисторного типу напруга відновлення практично точно збігається за фазою зі струмом, тому швидкість відновлення напруги зазвичай невелика.

У реакторних пристроях у момент переходу струму через нуль напруга максимальна, тому швидкість відновлення напруги значно більша. В результаті в перемикальних пристроях реакторного типу з розривом дуги в маслі час горіння дуги може складати декілька півперіодів, тоді як в резисторних пристроях він при неаварійних навантаженнях зазвичай не перевищує одного півперіоду. Внаслідок цього термін служби контактів в цих пристроях у декілька разів більший, ніж в реакторних. Застосування шунтувального резистора в схемі реакторного перемикального пристрою, (показаний на рис. 4.8,а) зменшує час горіння дуги до 2-3 півперіодів, що дає збільшення терміну служби контактів в 3-4 рази.

Істотним недоліком як реакторних, так і резистивних перемикальних пристроїв з розривом дуги в маслі є необхідність достатньо частої зміни масла, що особливо незручно в установках з високою інтенсивністю роботи РПН. Цей недолік відсутній у цих перемикальних пристроїв з розривом дуги в спеціальних вакуумних дугогасильних камерах. Швидка конденсація пари тугоплавкого металу у момент переходу струму через нуль і практично відсутність іншого газового середовища, що іонізується, забезпечує надзвичайно високу швидкість відновлення електричної міцності. Тому практично за будь-яких неаварійних навантажень дуга гасне при першому переході струму через нуль.

На швидкість відновлення напруги впливає також деяка (зазвичай невелика) індуктивність ступеня, яка комутується.

У вакуумних дугогасильних камерах (ВДК) через надто швидке відновлення електричної міцності дугового проміжку в них може відбуватися передчасний розрив струму до його переходу через нуль – так званий зріз струму, що може призводити до перенапруг. У резисторних пристроях для зменшення перенапруги застосовуються конденсатори, а в реакторних – нелінійні резистори (варистори). В наш час випускаються ВДК із зниженими, причому обов'язково нормованими струмами зрізу, що полегшує захист від перенапруги.

Електричні приводні механізми перемикальних пристроїв. Електричні приводні механізми складаються з електродвигуна, системи керування, сигналізації і захисту та системи механічного передавання (редуктора).

Як електроприводи в наш час застосовуються виключно асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором загального промислового призначення.

Система керування забезпечує виконання таких функцій і вимог:

– вмикання електродвигуна в заданому напрямі його обертання за

допомогою зовнішнього командного апарата або пристрою автоматики. Для цієї мети використовуються магнітні пускачі, що забезпечують пуск і реверс;

– здійснення перемикання на необхідну кількість положень і точної зупинки на будь-якому положенні. Ступінь точності зупинки визначається вимогами надійності роботи пристрою. Для достатньо точної зупинки часто застосовуються спеціальні методи гальмування електродвигуна, наприклад, динамічне гальмування шляхом подання на вимкнений двигун постійної напруги від допоміжного джерела. Застосовується спосіб гальмування шляхом приєднання конденсаторів для запобігання заходу привода за крайні положення. Застосовується і електричне і механічне блокування;

– забезпечення безупинного проходу "мертвих ступенів";

– забезпечення доведення привода до нормального положення після перерви і подальшого відновлення живлення;

– при необхідності синхронної роботи декількох приводів, наприклад, при паралельній роботі трансформаторів, повинне бути забезпечене узгодження роботи приводів по положеннях (номерах відгалужень).

Система сигналізації повинна забезпечувати такі функції:

– сигналізацію про знаходження привода в нормальному положенні;

– сигналізацію про знаходження привода в стані перемикання;

– відображення номера положення перемикального пристрою.

Повинен бути покажчик положення як на самому приводі, так і на пульті керування перемикальним пристроєм. Для місцевого відображення положення застосовується механічний покажчик, а для дистанційного – синхронне передавання кута повороту за допомогою сельсинів або за допомогою системи "реостатний датчик-логометр".

Система захисту повинна забезпечувати:

– захист від перевантаження електродвигуна при аварійному зростанні крутного моменту;

– захист від коротких замикань в електричній схемі привода;

– захист від перемикань при аварійному перевантаженні або короткому замиканні трансформатора.

Система механічного передавання обертання від вала електродвигуна до вихідного вала привода (редуктор) повинна забезпечувати необхідну швидкість обертання цього вала. Застосовуються як зубчаті, так і черв'ячні передачі.

Умовно розрізняють тихохідні і швидкохідні приводні механізми. Одному перемиканню пристрою РПН відповідає один оберт приводного механізму або навіть 1/2 обороту (при використанні положення "міст") перемикального пристрою. В цьому випадку час одного перемикання

складає зазвичай близько 1,5–3 с. У швидкохідних приводних механізмах на одне перемикання пристрою відбувається декілька обертів вала (наприклад, 33), а час перемикання становить 5–8 с.

Передбачається також керування приводом за допомогою рукоятки при проведенні випробувань і налагоджувальних робіт.

Корпус приводного механізму забезпечує захист від вологи, опадів і випадкового контакту персоналу з частинами, що обертаються і знаходяться під напругою.

Компоновка перемикальних пристроїв на трансформаторі. Перемикальні пристрої резистивного типу зазвичай складаються з двох конструктивних вузлів – механізму перемикання і приводного механізму.

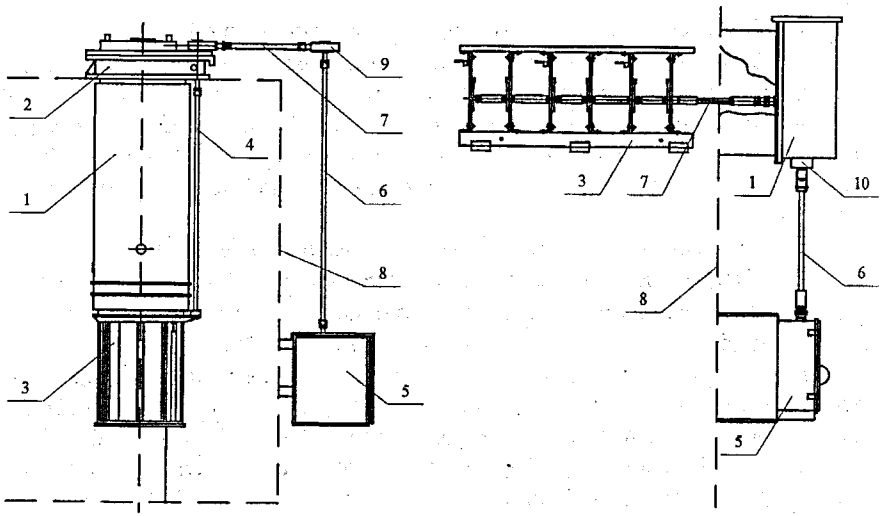


Рисунок 4.14 – Схеми компоновки пристроїв РПН

а – резистивного типу; б – реакторного типу. 1 – контактор, 2 – головка контактора, 3 – вибирач, 4 – внутрішній вертикальний вал, 5 – приводний механізм, 6 – зовнішній вертикальний вал, 7 – горизонтальний вал, 8 – стінка бака, 9 – конічна передача, 10 – сальник

Механізм перемикання – це вибирач з передвибирачем і контактором, виконаних як єдина елементна одиниця. Найбільш поширена так звана заглиблена конструкція пристрою РПН. Компоновка такого пристрою показана на рис. 4.14,а. Аналогічно встановлюються на трансформатор вибирачі під навантаженням як реакторного, так і резистивного типу. Механізм перемикання розміщується в основному баку трансформатора або (рідше) в окремому відсіку. Масло в баку контактора відокремлене від масляного об'єму трансформатора. Конструкція повинна

забезпечувати можливість вийняття контактора і заміни масла в ньому без зливу масла з бака трансформатора. Масляний об'єм контактора з'єднаний з окремим відсіком розширювача трансформатора і забезпечується захистом від аварійних режимів (газове реле, реле тиску або захисна мембрана).

У реакторних пристроях РПН вибирач і контактор є зазвичай окремими складовими одиницями і встановлюються на трансформатор окремо. Типова компоновка такого пристрою показана на рис. 4.14,б.

4.5 Перспективи розвитку перемикальних пристроїв

Пристрої ПБЗ розвиваються, в основному, у напрямі появи нових модифікацій з електроприводом зі збільшеним числом ступенів і з вдосконаленням ізоляційних конструкцій.

Що стосується пристроїв РПН, то ширше впроваджуються вакуумні дугогасильні камери як комутуючі елементи контакторів. Основна мета – зблизити величини електричного і механічного ресурсу пристроїв і повністю позбавитися від необхідності заміни масла в контакторі. Наприклад, фірма Reinhasen для свого нового пристрою називає однакову величину (800 тис. перемикань) і для того, і для іншого і вказує термін ревізії пристрою 15 років при терміні служби трансформатора 40 років. У перспективі цілком реальна можливість витіснення пристроїв з гасінням дуги в маслі пристроями з вакуумним дугогасінням (в першу чергу для реакторних, а потім і для резисторних пристроїв).

Для елегазових трансформаторів з РПН застосування гасіння дуги у вакуумі поки є єдиною реальною можливістю, оскільки пристрої з гасінням дуги в елегазі поки не розроблені.

Застосування бездугової (тиристорної) комутації не виключається, але навряд чи отримає широке застосування, головним чином, у зв'язку з складністю поєднання з механічною частиною пристроїв РПН, а також відсутністю тиристорів з великими струмами і напругою. Через це на потужних пристроях доводиться застосовувати послідовне і паралельне з'єднання тиристорів, що зменшує надійність і збільшує габарити.

4.6 Особливості випробувань і експлуатації регульованих трансформаторів

Випробування регульованих трансформаторів і перемикальних пристроїв. Випробування регульованого трансформатора в цілому проводиться таким же чином, як і випробування трансформаторів без регулювання з такими доповненнями:

– перевірка коефіцієнта трансформації і вимірювання опору обмоток, в які вбудовано пристрій регулювання, на всіх положеннях перемикального пристрою;

– зняття кутових діаграм перемикальних пристроїв на

трансформаторах.

Перемикальні пристрої на трансформаторних заводах, що виготовляють такі пристрої для своїх потреб і на спеціалізованих підприємствах, що виготовляють перемикальні пристрої, піддаються таким випробуванням.

Приймально-здавальні випробування пристроїв ПБВ і РПН:

– випробування електричної міцності ізоляції, перевірка контактних зусиль, вимірювання електричних опорів і крутних моментів на валу, випробування приводних механізмів;

– зняття кутових діаграм вибирача і контактора, зняття часових діаграм швидкодіючого контактора, зняття кутових діаграм пристрою в складеному стані.

Приймальні, типові і періодичні випробування пристроїв ПБВ і РПН:

– випробування на нагрів контактів при робочих струмах;

– випробування на стійкість до струмів короткого замикання;

– випробування на механічну зносостійкість;

Приймальні, типові і періодичні випробування пристроїв РПН:

– випробування контакторів на вимикаючу здатність;

– випробування контакторів на електричну зносостійкість.

Технічні вимоги до пристроїв ПБВ і РПН визначаються технічними умовами і стандартами на конкретні пристрої і їх серії.

Експлуатація і контроль зносу перемикальних пристроїв. Наявність перемикаючого пристрою на трансформаторі, безумовно, вимагає підвищеної уваги при його експлуатації. На сьогодні в енергосистемах країни широко поширена "боязнь перемикань", яка в більшості випадків є необґрунтованою. Це підтверджується, наприклад, досвідом експлуатації електропічних трансформаторів з досить інтенсивним використанням перемикальних пристроїв та практикою використання РПН в енергосистемах західних країн.

Для запобігання можливому погіршенню стану контактів пристроїв ПБВ рекомендується час від часу проводити їх перемикання, навіть якщо це не викликано необхідністю. Для трансформаторів РПН такої проблеми виникати не повинно, якщо такий трансформатор працює без перемикання, значить, його встановлення в даному місці мережі є просто зайвою.

Заводські інструкції вітчизняних підприємств приписують проводити ревізію контакторів пристроїв РПН після 20000 перемикань. Це викликано необхідністю огляду контактів і заміни трансформаторного масла. Таке число перемикань визнається рядом організацій недостатнім і підлягає перегляду. Необхідність зміни контактів в таких випадках зазвичай не виникає. Пристрої РПН провідних фірм вимагають заміни контактів через 300-500 тис. перемикань.

Досвід експлуатації підтверджує, що для трансформаторів енергосистем оптимальне число перемикань пристрою РПН на добу не

перевищує 10–20. Практично навіть такі показники використання досягаються не завжди, тому проблем заміни контактів для таких трансформаторів зазвичай не виникає.

Інша справа промислові установки, наприклад, дугові електричні печі, на яких за умовами технології виробництва можлива значно велика частота перемикань (до 50–200 протягом доби). У цих випадках необхідні вищі вимоги до надійності і зносостійкості контактів.

За відсутності спеціальних вказівок про допустимі межі зносу дугогасильних контактів контакторів їх слід вважати працездатними, якщо значення кутів на кутових діаграмах і часу на часових діаграмах знаходяться в допустимих межах і ні в одній точці поверхні контакту не спостерігається повного зносу металокераміки. Не допускається відшаровування металокераміки від мідної основи і виплавлення шару припою.

Погіршення якості масла в контакторі наступає значно швидше, ніж знос контактів, проте, критерієм необхідності такої заміни є не зміна прозорості масла, а винятково зниження його електричної міцності нижче за межі, вказані в інструкціях з експлуатації. При заміні масла бак контактора повинен бути очищений від бруду і промитий чистим сухим маслом.

Експлуатація трансформаторів з РПН вимагає підвищеної уваги до якості масла в баку самого трансформатора, зокрема до газовмісту, зважаючи на можливість підвищеного нагріву контактів і іскріння у вибирачі унаслідок ослаблення контактного натиснення.

Контрольні запитання

1. Яка область застосування перемикачів без збудження?
2. Наведіть типи та схеми регуляторів під навантаженням.
3. Схеми вбудованого регулювання напруги на силових трансформаторах.
4. Які особливості регулювання напруги на автотрансформаторах?
5. Наведіть класифікацію пристроїв регулювання під навантаженням.
6. Зобразіть принципову схему трансформатора з ПБЗ?
7. Який діапазон регулювання напруги трансформаторів з ПБЗ і РПН?
8. В якій обмотці і в яких її частинах встановлюється РПН в трансформаторах і автотрансформаторів?

5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

5.1 Структура регулювання напруги в ЕЕС

На рис. 5.1 наведена типова схема електричних мереж різної напруги з різними елементами регулювання напруги.

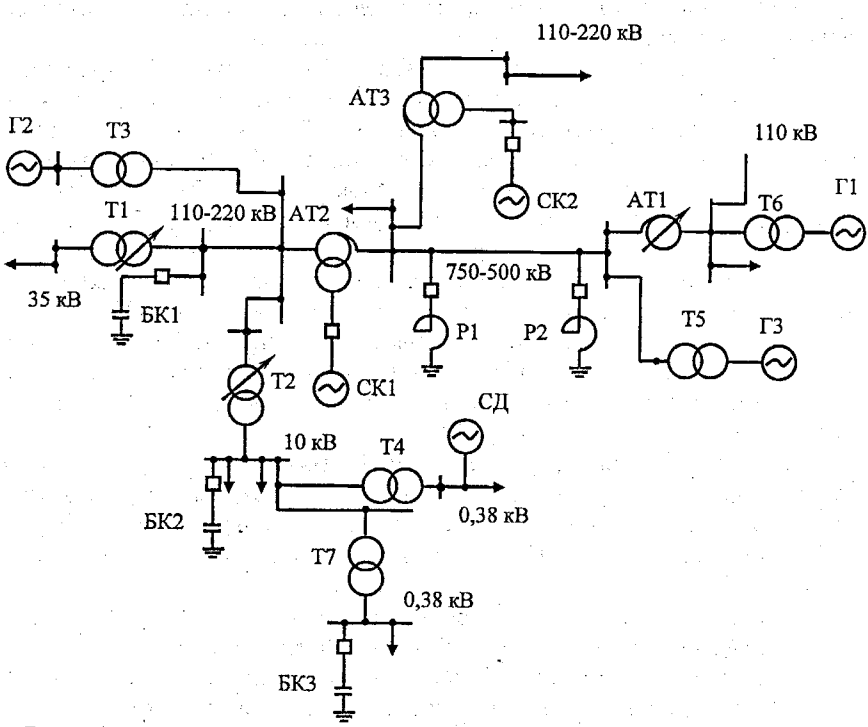


Рисунок 5.1 – Схема електричних мереж різної напруги з елементами регулювання напруги

Напруга в живильних електричних мережах енергосистем підтримується генераторами на електростанціях. Таку ж функцію виконують синхронні компенсатори (СК), які розташовуються на крупних вузлових підстанціях. Вони приєднуються або до шин розподільних мереж, зв'язаних з мережею енергосистеми трансформаторами з регулюванням напруги під навантаженням (РПН), або до трансформаторних обмоток автотрансформаторів, що зв'язують мережі різних напруг.

В електричних мережах надвисоких напруг, лінії яких мають велику зарядну потужність, як пристрої, що споживають реактивну потужність, використовуються реактори Р1–Р3. Реактори в залежності від режиму можуть бути ввімкнені або вимкнені. Керування режимом таких реакторів

здійснюється ступінчато (дискретно). Споживання реактивної потужності реактором може змінюватися підмагнічуванням його осердя. Індуктивність реакторів з підмагнічуванням змінюється плавно у функції струму керування.

Підмагнічені реактори можуть працювати в поєднанні з батареями конденсаторів (БК), що у даному випадку виконують роль джерела реактивної потужності. Потужність батарей конденсаторів регулюється ступінчато зміною числа працюючих секцій батарей. Реактор з підмагнічуванням і конденсаторною батареєю, що має ступінчате керування, складають у цілому плавно регульований агрегат – статичний компенсатор реактивної потужності.

Як джерело реактивної потужності використовують батареї конденсаторів. Установки великої потужності (БК1) можуть приєднуватися до живильної мережі енергосистеми, менш потужні установки (БК2, БК3) – до розподільних електричних мереж і різних вузлів цієї мережі, включаючи мережу низької напруги.

Зміна режиму вказаних елементів регулювання напруги призводить до зміни потокорозподілу реактивної потужності і, як наслідок, до зміни напруги у вузлах і до зміни втрат потужності в ЕЕС.

Особливе місце серед засобів регулювання напруги в електричних мережах займають трансформатори з РПН. Перемикання відгалужень трансформаторів приводить до зміни вторинної напруги на його виводах на ΔU. Якщо мережа, що живиться через нього (наприклад, трансформатор Т1), радіальна і не містить великих джерел реактивної потужності, то практично це не призводить до зміни потоків реактивної потужності. Перемикання відгалужень трансформаторів зв'язку електричних мереж різних напруг або працюючих паралельно (наприклад, АТ1), приводить до перерозподілу реактивної потужності між цими мережами. У припущенні незмінності напруг перерозподіл

$$\Delta Q \approx (\Delta U / U_k) \cdot S_{ном}, \qquad (5.1)$$

де ΔU – ступінь регулювання, %; $U_к$ – напруга короткого замикання, %; $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

У дійсності напруга на виводах обмоток трансформатора змінюється відповідно до зміни потокорозподілу та коефіцієнта трансформації трансформатора зв'язку. При цьому зміна напруги на виводах регульованої обмотки трансформатора зв'язку виявляється менша напруги ступеня регулювання обмотки ΔU.

Регулювання напруги трансформаторами здійснюється дискретно. В табл. 5.1 наведені основні характеристики засобів регулювання напруги в ЕЕС.

Таблиця 5.1 – Характеристики елементів, за допомогою яких здійснюється регулювання напруги в електричних мережах

Режим елементу	Елемент енергосистеми	
	Плавне (неперервне) регулювання	Ступінчате (дискретне) регулювання
Генерування реактивної потужності	Генератори, СК, синхронні двигуни в режимі перезбудження, а також джерела на основі перетворювачів. Реактори з підмагніченням в поєднанні з батареями конденсаторів	Батареї конденсаторів
Споживання реактивної потужності	Генератори, СК, синхронні двигуни в режимі недозбудження, реактори з підмагніченням	Звичайні реактори
Перерозподіл потоків реактивної потужності між мережами різних напруг		Трансформатори з РПН

5.2 Балансування реактивної потужності вузла навантаження

Баланс реактивної потужності повинен задовольнятися при значеннях параметрів, що забезпечують нормальні умови роботи мережі та електроприймачів. Активний опір елементів мережі, як правило, порівняно невеликий, індуктивний опір для повітряних ліній визначається в основному відстанню між фазами і, отже, залежить від номінальної напруги ліній. З урахуванням індуктивних опорів трансформаторів індуктивні опори живильних мереж енергосистем на порядок вищі активних. Тому передавання по них реактивної потужності приводить до великих втрат напруги.

Електроприймачі можуть нормально працювати при змінах напруги в порівняно вузьких межах. Невеликі зміни напруги допускаються і за інших умов роботи енергосистем. Цим пояснюється те, що реактивна потужність не може передаватися на значні відстані. Економічно доцільно забезпечувати баланс реактивної потужності практично на кожному ступені трансформації за допомогою місцевих джерел реактивної потужності.

Баланс реактивної потужності навантажувального вузла забезпечується за умови, що напруга у вузлі знаходиться в допустимих межах. Отже, параметром, що повинен регулюватися для виконання балансу реактивної потужності, є напруга вузла.

Закономірності забезпечення балансів реактивної потужності вузла навантаження можна простежити за допомогою графічних побудов (див. рис. 5.2). Як вузол навантаження енергосистеми розглянемо шини вторинної напруги понижувальної підстанції, яка є центром живлення для розподільних мереж напругою 6-20 кВ.

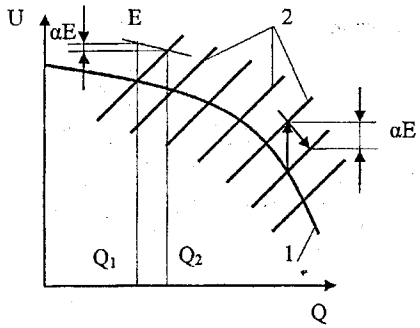


Рисунок 5.2 – Статичні характеристики генерування реактивної потужності і навантаження

Крива 1 характеризує залежність напруги у вузлі від реактивної потужності, яка отримується із системи. При невеликому споживанні реактивна потужність в основному покривається місцевими джерелами. При цьому напруга змінюється незначною мірою. В міру росту споживання реактивна потужність покривається усе більш віддаленими джерелами. Передавання реактивної потужності елементами мережі з великими індуктивними опорами супроводжується втратами напруги, у результаті чого коефіцієнт $k_c = \Delta Q / U$, що характеризує крутість статичної характеристики електричної системи, значно зменшується. У той же час, щоб компенсувати втрати напруги, що збільшуються, у розподільних мережах з ростом навантаження напруга на приймальних шинах повинна підвищуватися. З характеристики 1 випливає, що необхідна залежність напруги від навантаження не може бути досягнута в результаті природного ходу процесу. Вона вимагає штучного втручання в режим роботи мережі.

Споживання реактивної потужності навантаженням вузла також залежить від напруги. Залежності 2 наведені для різних рівнів споживання. Баланс споживання і генерації реактивної потужності встановлюється в вузлах перетинання характеристик 1 і 2. При рості навантаження баланс встановиться в новому вузлі перетинання. Однак нове стале значення напруги не задовольняє нормальні умови роботи приймачів і, можливо, енергосистеми. Тому необхідно вжити заходів щодо підвищення напруги, що досягається переміщенням характеристики 1 вверх. Таке переміщення

може бути здійснено підвищенням напруги в вузлі живлення мережі шляхом додаткового збудження генераторів або перемиканням відгалужень трансформаторів. В результаті послідовного переміщення характеристик системи (залежності 1-5, рис. 5.3) і зростання навантажень (залежності 6-9) утвориться деяка регулювальна характеристика 10, відповідно до якої змінюється напруга в навантажувальному вузлі.

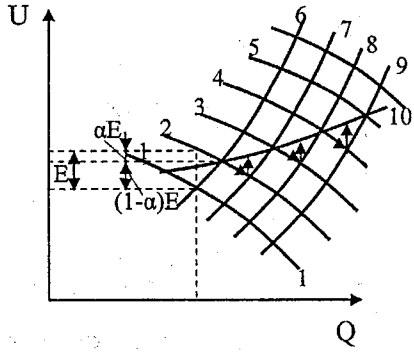


Рисунок 5.3 – Характеристика регулювання напруги

Для широкого діапазону зміни напруги статичні характеристики навантажень нелінійні. Однак на практиці в більш вузькому діапазоні зміни напруги їх можна замінити лінійними залежностями. Збільшення ординати характеристики на величину E призводить до росту напруги, а отже, і до збільшення споживання реактивної потужності. Ця величина характеризується статичним коефіцієнтом навантаження $k_н$. Результуюча зміна споживаної реактивної потужності визначається різницею:

$$\Delta Q = \Delta Q_Г - \Delta Q_Н,$$

де $\Delta Q_Г$ і $\Delta Q_Н$ – збільшення результуючої зміни реактивної потужності генеруючих джерел і зміна потужності навантаження внаслідок зміни напруги.

Отже,

$$\Delta Q_* = -k_с \cdot \Delta U_* - k_н \cdot \Delta U_*,$$

де ΔU_* – відносна зміна напруги:

$$\Delta U_* = -\Delta Q_* / (k_с + k_н).$$

Якби навантаження не залежало від напруги ($k_н = 0$), то зміна напруги визначалася б виразом:

$$\Delta U'_* = -\Delta Q_* / k_с.$$

Відношення $\Delta U_* / \Delta U'_*$ може бути отримане як

$$\Delta U_* / \Delta U' = k_с / (k_с + k_н) = 1 - \alpha. \qquad (5.2)$$

Звідки випливає, що зміна ЕРС на величину E супроводжується зміною напруги у відповідному вузлі мережі на величину $(1-\alpha)E$ (рис.

5.4). Величина α характеризує зниження ефективності регулювання напруги.

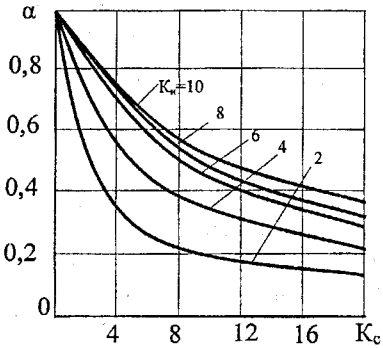


Рисунок 5.4 – Коефіцієнт зниження ефективності регулювання напруги в функції статичних коефіцієнтів системи і навантаження

Статичну характеристику можна переміщати плавною зміною величини Е, якщо впливати на збудження синхронних машин, вмикаючи або вимикаючи батарею конденсатора і змінюючи коефіцієнти трансформації трансформаторів.

При виникненні дефіциту реактивної потужності в навантажувальному вузлі величина $1-\alpha$ зростає, а ефективність регулювання знижується (рис. 5.4).

5.3 Регулятори напруги

Структурна схема регулятора напруги з зоною нечутливості наведена на рис. 5.5. Якщо контрольована величина знаходиться в межах зони нечутливості, то регулятор не приводиться у дію. Вихід контрольованої величини за межі зони нечутливості (рис. 5.6) запускає в хід регулятор, у результаті чого контрольована величина змінюється в напрямку, протилежному попередній зміні. У регуляторах подібного типу використовують вимірювальні органи з нечутливістю. Сигнал вимірювального органа розгалужується в два канали (рис. 5.5). У кожному каналі сигнал знову розгалужується, надходячи на елемент АБО, який керує елементом часу Ч, і елемент І, який керує вихідними реле Р1 і Р2.

Настроювання регуляторів можливе при використанні струмів лише однієї з фаз елементів електричної мережі. Для цього зручний регулятор, що має однофазний вимірювальний орган. Зауважимо, що поблизу генеруючих джерел режим живильної електричної мережі практично симетричний.

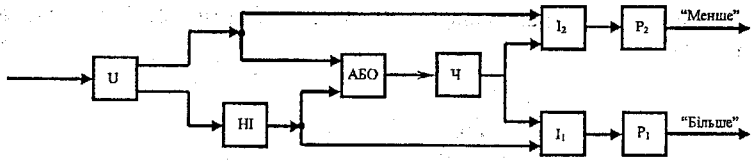


Рисунок 5.5 – Структурна схема регулятора напруги релейного типу

Якщо напруга на вимірювальному органі нижча U_2, то на виході вимірювального органа, що контролює нижню уставку, сигнал відсутній. На виході елемента НІ з'являється сигнал, що надходить одночасно на АБО і І. Після спрацьовування елементу часу Ч на елемент І надходять обидва вхідних сигнали і спрацьовує вихідне реле Р1, яке впливає на підвищення напруги.

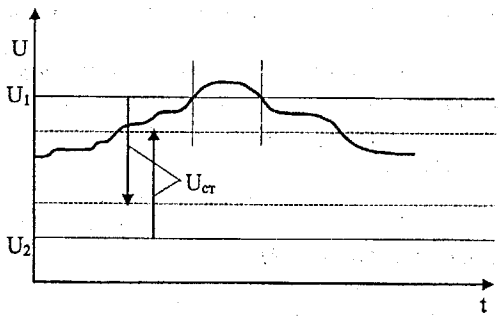


Рисунок 5.6 – Регулювання з зоною нечутливості: U_1 – верхня уставка зони нечутливості; U_2 – нижня уставка зони нечутливості

Якщо напруга знаходиться між уставками U_1 і U_2, то на вході НІ з'явиться сигнал, а на виході НІ сигналу не буде. У цей час нижній канал регулятора не діє.

Якщо $U>U_1$, то спрацює реле Р2 на зниження напруги.

5.4 Настроювання регуляторів напруги

Керування нормальним режимом електричних мереж включає процеси регулювання напруги, розподіл реактивних потужностей між ДРП, перерозподіл потоків потужності в паралельно працюючих неоднорідних електричних мережах. Метою такого керування є мінімізація втрат активної потужності в електричних мережах і відповідно цільова функція має вигляд:

$$\Delta P = F(P_i, Q_i, P_j, Q_j, U_n) \Rightarrow \min,$$

де P_i, Q_i – активні і реактивні потужності джерел електроенергії; P_j, Q_j –

потужності навантажень; U_n – напруги вузлів мережі.

Для реалізації такої функції у загальному випадку потрібна централізована система керування з великим обсягом одержуваної інформації з урахуванням обмежень з напруги, стійкості енергосистеми і вузлів навантаження. Керування вимагає ієрархічної структури, що включає локальні пристрої керування, які коригуються централізовано.

При вирішенні задач керування режимом електричних мереж доцільно по можливості використовувати універсальний апарат регулювання, який настроюється відповідно до конкретних умов експлуатації електричних мереж.

Найпростішою функцією настроювання регулятора є напруга

$$U = U_y, \tag{5.3}$$

де U – напруга вузла електричної мережі; U_y – уставка автоматичного регулятора напруги.

При цьому регулятор підтримує незмінною напругою у вузлі електричної мережі. На вимірювальний орган регулятора подається тільки напруга, що порівнюється з уставкою. Характеристика регулювання в цьому випадку буде астатичною.

Подібне настроювання регуляторів зустрічається порівняно рідко, оскільки різним рівням навантажень електричної мережі повинні відповідати різні напруги. Так, наприклад, у режимі максимальних навантажень напруга електричної мережі енергосистеми обмежується рівнем ізоляції, у той час як у режимі мінімальних навантажень вона обмежується регулювальним діапазоном понижувальних трансформаторів і повинна бути істотно знижена. В апаратах вторинного регулювання (наприклад, частоти й активної потужності) використовуються комбіновані параметри режиму, що складаються з двох параметрів або більше у певному частковому співвідношенні кожного з них.

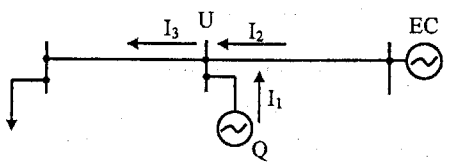


Рисунок 5.8 – Схема, що характеризує параметри режиму, які використовуються для настроювання регуляторів напруги

Регулятор напруги може реагувати на такі параметри (рис. 5.8):

– навантаження регульованого елементу енергосистеми (I_1);

– параметри, залежні від режиму регульованого елементу (I_2, U);

– параметри, практично не залежні від режиму елементів (I_3).

До залежних параметрів може бути віднесено, наприклад, напруга

електричної мережі, яка залежить не тільки від режиму даного регульованого елементу, але і від режиму інших елементів електричної мережі.

Функція настроювання регулятора

$$U + kI_1 = U_y, \tag{5.4}$$

де U – напруга вузла електричної мережі; k – постійний коефіцієнт, що має розмірність опору; I_1 – реактивний струм регульованого елементу (генератора, трансформатора зв'язку); U_y – уставка автоматичного регулятора.

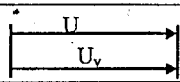
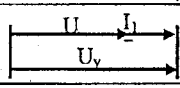
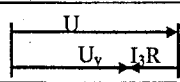
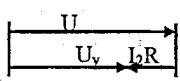
Подібне настроювання застосовується при роботі декількох регульованих елементів на вузол електричної мережі для розподілу реактивної потужності між ними. Функція (5.4) передбачає введення у вимірювальний орган регулятора додаткової напруги, пропорційного реактивному струму регульованого елементу, який збігається за фазою з напругою, що підводиться до вимірювального органу. Векторна діаграма величин наведена в табл. 5.2.

Напруга вузла електричної мережі в ряді випадків повинна змінюватися у функції незалежного параметра режиму, збільшуючись з його ростом. Як незалежний параметр режиму звичайно використовують струм елементу електричної мережі. У цьому випадку на вимірювальному органі реалізується функція

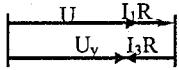
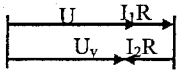
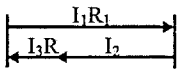
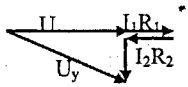
$$U_y = U - kI_3, \tag{5.5}$$

де I_3 – незалежний параметр режиму.

Таблиця 5.2 – Векторна діаграма величин, що надходять на вимірювальний орган регулятора напруги

Поєднання параметрів, що контролюються	Векторна діаграма	Функції регулятора
1	2	3
Напруга мережі		Регулювання напруги
Напруга і реактивний струм об'єкта, що регулюється		Регулювання реактивного струму в залежності від зміни напруги мережі
Напруга та струми, які не залежать від режиму об'єкта, що регулюється		Регулювання напруги в залежності від зміни незалежних струмів
Напруга та струми, які залежать від режиму об'єкта, що регулюється		Регулювання перетоку на контрольованій ділянці електричної мережі з уставкою, що залежить від напруги

Продовження таблиці 5.2

1	2	3
Напруга, струм об'єкта, що регулюється та незалежні струми		Завдання часткової участі об'єкта в балансі вузла з урахуванням напруги мережі
Напруга, струм об'єкта, що регулюється та залежні струми		Регулювання перетоку контрольованого елементу мережі з заданою частковою участю об'єкта з урахуванням напруги
Два залежних струми контуру мережі і незалежний струм (напруга як параметр вилучається)		Регулювання відношення струмів в контурі мережі (наприклад, активних) в відповідності зі зміною незалежних струмів
Напруга, залежні і незалежні струми, а також струм під кутом 90°		Завдання часткової участі об'єкта в балансі вузла, нелінійне за струмом (функціональне перетворення)

Отже, при незмінній U_y зниження струму I_3 буде супроводжуватися зниженням напруги U, тобто напруга регулюється з негативним статизмом за струмом навантаження елементу мережі. Векторні діаграма величин, що надходять на вимірювальний орган регулятора напруги, наведені в табл. 5.2.

У ряді випадків використовують функцію керування

$$U_y = U - kI_2 \quad \text{або} \quad I_2 = (U_y - U)/k, \tag{5.6}$$

де I_2 – залежний параметр режиму.

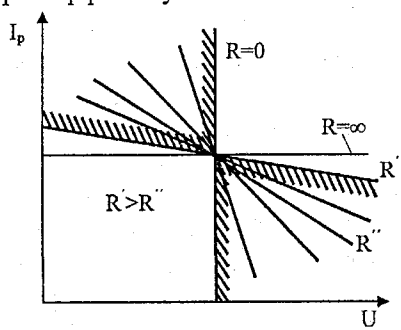


Рисунок 5.9 – Характеристика настроювання регулятора режиму конденсаторної батареї з уставками

При цьому за допомогою регульованого елементу підтримується реактивний струм I_p контрольованої ділянки електричної мережі з

уставкою, що залежить від напруги вузла мережі U. При різних коефіцієнтах k, які встановлюються за допомогою вибору величини R, можна одержати різні залежності між I_p і U (рис. 5.9).

Використовуючи різні поєднання згаданих параметрів, можна реалізувати різні більш складні функції керування режимом електричної мережі.

Застосовується також функція керування типу

$$U_y = U + k_1 I_1 - k_3 I_3, \tag{5.7}$$

де k_1, k_3 – постійні позитивні коефіцієнти.

Векторна діаграма величин, які подаються при цьому на вимірювальний орган регулятора напруги, наведена в табл. 5.2. Напруга, пропорційна реактивному струму I_1 регульованого елементу, збігається за фазою з напругою мережі, у той час як напруга, пропорційна незалежному параметру режиму I_3, має фазу, протилежну фазі напруги. Збільшення незалежного реактивного струму буде сприйнято регулятором напруги як зниження напруги, у результаті чого він буде діяти в сторону збільшення реактивного струму регульованого елементу. У результаті реактивний струм регульованого елементу буде приведений у відповідність з реактивним струмом навантаження вузла.

Якщо на вузол мережі працюють кілька регульованих елементів, то у вимірювальні органи регуляторів уводиться власний реактивний струм I_1 для забезпечення заданої часткової участі кожного з елементів у регулюванні. Так, наприклад, для двох регульованих елементів

$$\begin{aligned} U + k_1 I_1 - k_3 I_3 &= U_y; \\ U + k_1' I_1' - k_3' I_3 &= U_y, \end{aligned} \tag{5.8}$$

де I_1 і I_1' – реактивні струми навантажень регульованих елементів вузла; I_3 – незалежний параметр режиму; k_1, k_1', k_3, k_3' – коефіцієнти пропорційності, що враховують пайову участь кожного з регульованих елементів.

Використовується також функція

$$U - k_1 I_1 - k_2 I_2 = U_y, \tag{5.9}$$

Векторна діаграма величин, що подаються на вимірювальний орган регулятора, наведена в табл. 5.2. Відмінність функції (5.9) від (5.7) полягає в тому, що замість незалежного параметра I_3 використовується залежний I_2 і здійснюється регулювання потоку декількох джерел з заданою пайовою участю кожного з них.

Якщо деякі з джерел у процесі регулювання режиму можуть завантажуватися або розвантажуватися до граничної величини і надалі вибувають з числа регульованих агрегатів, то це позначається на напрузі вузла і залежному параметрі режиму I_2, зміна яких вплине на участь інших елементів, регулювання яких продовжується.

Якщо зменшити вплив напруги, то можна використовувати керуючу функцію, що встановлює взаємозв'язок:

$$I_2 = I_y + k_2 I_2' + k_3 I_3, \qquad (5.10)$$

де I_2 і I_2' – залежні параметри; I_3 – незалежний параметр; I_y, k_2, k_3 – постійні величини.

Функція (5.10) придатна для підтримки у певному відношенні струмів в елементах електричних мереж.

5.5 Регулювання напруги в розподільних мережах

Регулювання режиму розподільної мережі відбувається в центрах живлення (ЦЖ) трансформаторами з РПН, а також місцевими засобами регулювання напруги. Центрами живлення розподільної мережі є шини низької напруги (НН) понижувальної підстанції, а також шини генераторної напруги електростанцій.

Приклад розподільної мережі, що живиться від ЦЖ з трансформаторами, до яких приєднані розподільні трансформатори з мережами НН, наведений на рисунку 5.1. До цих мереж приєднуються розподільні трансформатори напругою 6-10/0,4 кВ.

Від шин вторинної напруги розподільних трансформаторів (РТ) живляться розподільні електричні мережі напругою до 1000 В (мережі НН). Напруга на шинах електроприймачів нормується (табл. 5.3). У відповідності з цими вимогами напруга на шинах НН повинна перевищувати мінімально допустиму напругу у найбільш віддаленого електроприймача на величину втрат напруги в мережі НН. В той же час ця напруга не повинна перевищувати гранично допустимі за ГОСТ значення.

Таблиця 5.3 – Напруга на шинах електроприймачів

Точка контролю напруги	Допустимі відхилення напруги, %
На затискачах електродвигуна	±5 (в окремих випадках +10)
На затискачах світильника На робочих місцях промислових підприємств, в житлових будинках (освітлення аварійне та зовнішнє) В аварійних режимах	±5÷-2,5 ±5 -12
На затискачах електроприймачів, що живляться від сільськогосподарських мереж або мереж електротяги	±7,5

Відхилення напруги від номінальної (%)

$$\delta U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100$$

на вторинних затискачах розподільного трансформатора може бути визначена з виразу:

$$\delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_T + \delta U_T,$$

де δU_1 – відхилення напруги від номінальної на первинних зажимах трансформатора, %; ΔU_T – втрати напруги в трансформаторі, %; δU_T – величина приросту напруги трансформатора, що залежить від встановленої відпайки, яка перемикається без збудження (ПБЗ).

Відомо, що відгалуження ПБЗ на РТ компенсують спад напруги в розподільній мережі вищої напруги і трансформаторах в режимі максимальних навантажень. Приблизна залежність відхилення напруги $\delta U_{н.н}$ на вторинних виводах РТ в функції втрат напруги в розподільній мережі вищої напруги в режимі максимальних навантажень наведена на рис. 5.10 (суцільна лінія). Поблизу ЦЖ на РТ використовуються (перші) відгалуження, які відповідають максимально можливій напрузі. В міру віддалення від ЦЖ встановлюються другі, треті відгалуження і т.д.

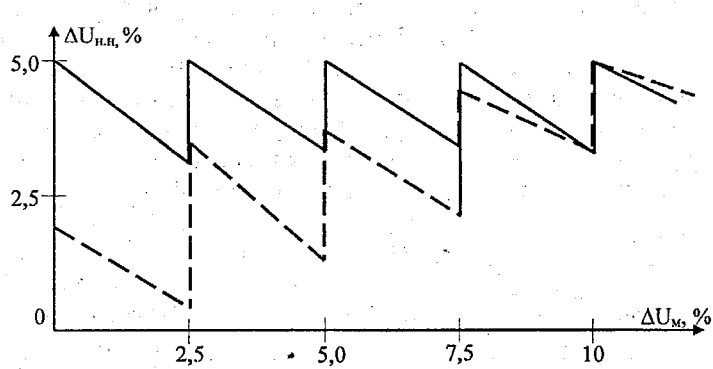


Рисунок 5.10 – Спрощена епюра відхилення напруги на шинах мереж НН в функції напруги розподільних мереж ВН

Відхилення напруги на шинах ЦЖ в режимі максимальних навантажень

$$\delta U'_{ц.п} = \delta U_+ + \Delta U_{бл} + \Delta U'_T,$$

де δU_+ – гранично допустимі відхилення за ГОСТ, %; $\Delta U_{бл}$ – спад напруги від шин ЦЖ до ближнього РТ, %.

Приблизно вважаючи, що $\Delta U_{бл} = 1\%$, $\Delta U'_T = 2\%$, отримаємо

$$\delta U'_{ц.п} = 5 + 1 + 2 = 8\%.$$

Оскільки напруга на шинах ЦЖ в період найменших навантажень

визначається приймачами РТ, на яких встановлені останні відгалуження, то вона повинна бути знижена на величину, рівну приросту напруги $(n-1)U_{ст}$ за виключенням втрат напруги в високовольтних розподільних мережах від ЦЖ до РТ з останніми відпайками. Цей приріст визначається як

$$\Delta U = (n-1)U_{ст}/k_u,$$

де n – число відпайок ПБЗ, що використовуються; $U_{ст}$ – напруга ступеня ПБЗ РТ; k_u – відношення спаду напруги в мережі в режимі максимальних навантажень до втрат напруги в режимі мінімальних навантажень.

Потрібне відхилення напруги на шинах ЦЖ в режимі мінімальних навантажень може бути знайдено з виразу:

$$\delta U''_{ц.п} = U_+ + \frac{n-1}{k_u}U_{ст} - (n-1)U_{ст} = U_+ + U_{ст}(n-1)\frac{1-k_u}{k_u}.$$

Вважаючи, що $U_{ст} = 2{,}5\%$, $n = 4$, $k_u = 3$, отримаємо

$$\delta U''_{ц.п} = +5 + 2{,}5(4-1)\frac{1-3}{3} = 0\%.$$

Відповідно, в режимі максимальних навантажень напруга на шинах ЦЖ вища, а в режимі мінімальних навантажень – нижча, тобто вона повинна змінюватись в відповідності зі зміною навантаження мережі. Подібне регулювання напруги, як вже відмічалося, є зустрічним регулюванням.

Настроювання регулятора для проведення зустрічного регулювання напруги виконується за виразом (5.5), де як параметр використовується струм навантаження розподільної мережі або окремих її ліній. Струм навантаження є незалежним параметром, оскільки в радіальній розподільній мережі він практично не залежить від напруги на шинах ЦЖ. Зустрічне регулювання напруги призводить до деякої компенсації зміни напруги на електроприймачах.

Регулювання напруги в ЦЖ в загальному випадку досягається ввімкненням в коло вимірювального органу комплексного опору, на якому виникає спад напруги від струму навантаження. Результуюча напруга, яка поступає на вимірювальний орган у вигляді суми напруг шин і спад напруги на опорі струмової компенсації, змінюється у відповідності зі зміною напруги. Необхідний ефект досягається вибором опорів R та X струмової компенсації, які підбираються так, щоб в відповідному масштабі подавати повний опір деякої частини лінії від ЦЖ до точки, в якій напруга підтримується незмінною:

$$R_к = R_л k_c k_н, \quad X_к = X_л k_c k_н,$$

де $R_к$ и $X_к$ – активний та індуктивний опір лінії; k_c і $k_н$ – коефіцієнти трансформації трансформатора струму і напруги.

Зона нечутливості вибирається на 20-30% більше ступеня

регулювання трансформатора. Уставки за напругою вибираються після ввімкнення регулятора в роботу, з тим щоб напруга на шинах відповідала навантаженню мережі в даний момент.

Найбільший діапазон узгодженого регулювання напруги потребується на шинах ЦЖ однорідних споживачів, навантаження яких однаково змінюється в часі. Якщо від розподільної мережі живиться різнорідне навантаження, то діапазон узгодженого регулювання необхідно знизити. При різко вираженій неоднорідності необхідна лише стабілізація напруги у відповідності з виразом $U = U_0$.

В окремих випадках для живлення особливих споживачів застосовується автоматичне регулювання напруги на РТ, які мають РПН. Налаштування автоматичних регуляторів напруги в цих випадках аналогічне розглянутим.

5.6 Регулювання режиму батарей конденсаторів

Для підвищення економічності режиму розподільних мереж і поліпшення якості напруги в електроприймачах крім централізованого регулювання використовують також місцеве регулювання. Найбільш розповсюдженими засобами місцевого регулювання в розподільних мережах є батареї конденсаторів (БК), а в мережах промислових підприємств – ще і синхронні двигуни (СД). Зміна реактивної потужності, що генерується місцевими засобами регулювання напруги, приводить до зміни:

– втрат потужності в електричній мережі за рахунок зміни потокорозподілу;

– напруги в вузлах приєднання місцевого джерела реактивної потужності на величину

$$\Delta U = \omega C x_c U / U_{ном},$$

де x_c – індуктивний опір ділянки електричної мережі, на якому змінюється потокорозподіл.

Перший з цих факторів визначає економічність режиму електричної мережі, другий – ефективність роботи електроприймачів.

При визначенні режиму місцевих джерел реактивної потужності в розподільній мережі необхідне урахування обох факторів. При цьому найвигідніший режим роботи розподільної мережі може бути отриманий як результат оптимізації з урахуванням активних і реактивних навантажень, за якими спостерігають одночасно, а також напруг у вузлах мережі. У загальному випадку враховуються також втрати потужності в місцевих засобах регулювання у функції реактивної потужності, а іноді вплив напруги на техніко-економічні показники електроприймачів.

Для виявлення закономірностей керування режимом місцевих джерел реактивної потужності доцільно визначити зв'язки між найбільш

значимими параметрами. Незначущі параметри режиму, які несуттєво впливають на режим місцевих засобів регулювання, можуть не враховуватися.

Значимими параметрами, звичайно, виявляються напруга в місці приєднання джерела реактивної потужності або поблизу його і реактивний струм живильної ділянки мережі, наприклад, I_2 (див. рис. 5.8) і, коли необхідно врахувати втрати потужності в місцевих засобах регулювання, його власний реактивний струм I_1.

Для керування режимом місцевих джерел реактивної потужності можна використовувати автоматичні регулятори напруги, на вимірювальному органі яких реалізується функціями типу

$$U_0 = U + I_1 k_1 - I_2 k_2,$$

де U – напруга вузла мережі; I_1, I_2 – реактивні струми джерела і живильної ділянки мережі, відповідно; k_1, k_2 – постійні коефіцієнти, що мають розмірність опору.

Для керування режимом силових конденсаторів, втрати в яких несуттєво впливають на режим мережі, можна використовувати функцію типу (5.6):

$$U_0 = U - I_2 k_2.$$

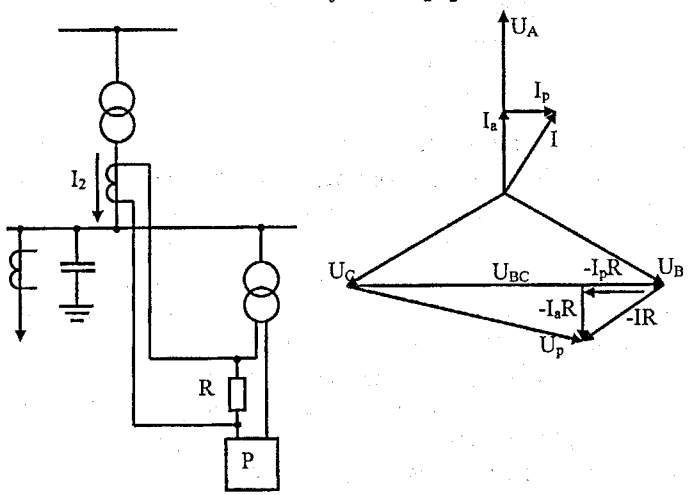


Рисунок 5.11 – Схема ввімкнення регулятора і векторна діаграма параметрів, які подаються на вимірювальний орган регулятора БК

Схема вмикання регулятора, що реалізує функцію (5.6), наведена на рис. 5.11,а, а векторна діаграма величин – на рис. 5.11,б. Збільшення реактивного струму живильної ділянки мережі супроводжується зменшенням напруги на вимірювальному органі регулятора. У результаті

регульована місцевим джерелом реактивна потужність збільшується, а реактивний струм живильної ділянки мережі на відповідну величину зменшується. Таким чином, практично здійснюється регулювання реактивного струму контрольованої ділянки мережі.

Уставка за реактивним струмом залежить від напруги. Збільшення напруги супроводжується збільшенням уставки за реактивним струмом, що перешкоджає підвищенню напруги. Зниження напруги, навпаки, приводить до зменшення реактивного струму живильної ділянки мережі, що перешкоджає зниженню напруги. Вплив напруги на уставку реактивного струму визначається величиною k_2: чим більший цей коефіцієнт, тим менший вплив напруги. У межі при $k_2 = 0$ регулятор реагує тільки на напругу; при $R \to \infty$ він практично реагує тільки на реактивний струм.

При необхідності підтримки стабільної напруги не в вузлі приєднання місцевого джерела реактивної потужності, а на деякій відстані від нього, у колі вимірювального органу використовують струмову компенсацію напруги.

Регулятор режиму БК характеризується зоною нечутливості, уставкою регулювання і витримкою часу. Зона нечутливості вибирається більшою зміни напруги на вимірювальному органі, що виникає в результаті вмикання або вимкнення секції БК:

$$\Delta U_{неч} = \frac{U_c}{k_н} + \Delta U' = \frac{U_c}{k_н} + \frac{\Delta I_c}{k_т} R,$$

де ΔU_c – зміна напруги у вузлі мережі, що виникає в результаті вмикання секції; $k_т, k_н$ – коефіцієнти трансформації трансформаторів струму і напруги; ΔI_c – реактивний струм секції БК; R – опір функціонального перетворювача.

Практично зона нечутливості вибирається так, щоб підвищення напруги до гранично допустимого для конденсаторів супроводжувалося їхнім вимкненням. Цю умову задовольняє $\Delta U_{неч} = 2{,}5 \div 3\%$. На рисунку 5.12 наведена розрахункова залежність, яка використовується для вибору нечутливості регулювання або опору резистора в колі вимірювального органу при різних потужностях секцій конденсаторних батарей Q_c і коефіцієнтах трансформації трансформаторів струму для регулятора типу АРКОН (автоматичне регулювання конденсаторів). При заданій величині $\Delta U'$ необхідно визначити величину R, а при заданому значенні R – величину $\Delta U'$ (яка для одержання $\Delta U_{неч}$ повинна бути збільшена на зміну напруги в електричній мережі ΔU_c і можливій похибці регулятора). Уставка U_y встановлюється після вмикання регулятора в роботу з таким розрахунком, щоб режим БК відповідав необхідному (повністю ввімкнена або вимкнена).

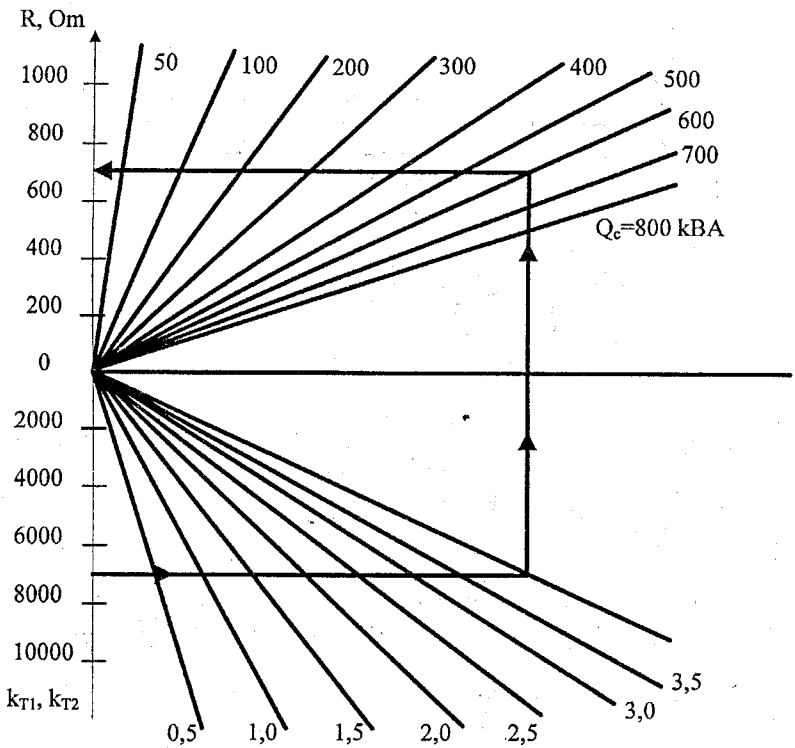


Рисунок 5.12 – Розрахункова залежність для настроювання регулятора конденсаторної батареї, що реагує на реактивний струм та напругу

Q_c – потужність секції батареї; R – опір резистора, що використовується як перетворювач струму в напругу; k_{c1}, k_{c2} – результуючі коефіцієнти трансформації трансформаторів струму; $\Delta U'$ – зміна напруги на вимірювальному органі, що зумовлена зміною реактивного струму

При реалізації на вимірювальному органі функції $U_y = U + I_1 k_1 - I_2 k_2$ джерело реактивної потужності струмом I_1 покриває не весь споживаний у вузлі реактивний струм, а тільки частину його. Ця функція дозволяє здійснювати необхідний розподіл реактивного струму, що генерується, між декількома паралельно працюючими місцевими джерелами, втрати в яких повинні враховуватися, наприклад, декількома синхронними двигунами.

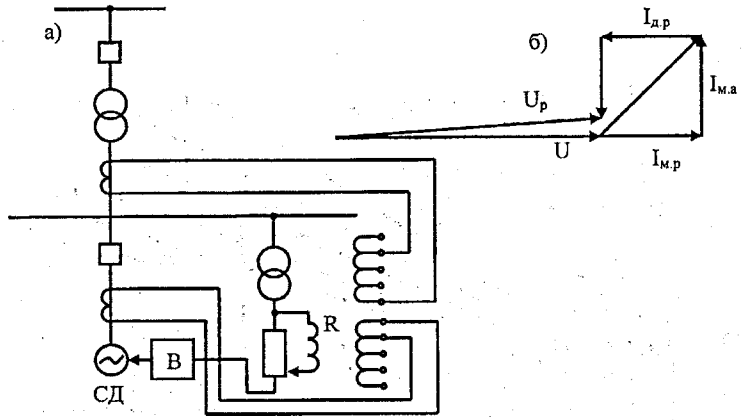


Рисунок 5.13 – Можлива схема вмикання регулятора напруги синхронних двигунів (а) і векторна діаграма величин, що подаються на вимірювальний орган регулятора напруги (б)

$I_{с.а}$ та $I_{с.р.}$ – струми мережі активний і реактивний; $I_{д.а}$ та $I_{д.р.}$ – струми двигуна активний і реактивний

Схема ввімкнення вимірювального органу і векторна діаграма величин регулятора напруги синхронних двигунів (СД) наведені на рис. 5.13.

З розглянутого випливає, що на відміну від централізованого регулювання напруги в ЦЖ, де використовується незалежний параметр, при керуванні місцевими джерелами реактивної потужності використовується залежний параметр режиму.

Контрольні запитання

1. Наведіть засоби регулювання напруги в електричних мережах.
2. Як залежить рівень напруги у вузлі навантаження від генерування реактивної потужності і її споживання?
3. Наведіть типи регуляторів напруги.
4. Які параметри налаштування регуляторів напруги ви знаєте?
5. Які особливості регулювання напруги у розподільних мережах?
6. Як проводиться налаштування регуляторів конденсаторних батарей?

6 АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ З РПН

6.1 Особливості автоматичного регулювання коефіцієнтів трансформації трансформатора

Сучасні потужні понижувальні трансформатори обладнуються пристроями перемикання відгалужень їх обмоток під навантаженням (РПН) і повинні постачатися заводами разом з автоматичними регуляторами коефіцієнта трансформації. Основні особливості автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації обумовлюються дискретністю його зміни під час перемикання відгалужень обмоток і відносною складністю і інерційністю процесу перемикання.

Основними особливостями автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації є:

– дискретність дії регулятора, нечутливість до змін напруги, менших ніж ступінь регулювання, і до спотворень форми кривої напруги гармоніками;

– дія з великою витримкою часу для запобігання перемиканням при короткочасних змінах напруги під час пусків і самозапусків електродвигунів, віддалених к. з. і в інших випадках;

– необхідність зустрічного (точніше, узгодженого) регулювання напруги на шинах підстанції, тобто регулювання з негативним статизмом, що необхідне для підтримки напруги у споживача на незмінному рівні при зростанні навантаження.

Вказані особливості обумовлюють відповідні вимоги до вимірювальної частини автоматичних регуляторів коефіцієнтів трансформації, а саме:

– реагування на середнє значення випрямленої напруги;

– релейність дії з зоною нечутливості вимірювального органу напруги;

– високий (близький до одиниці) коефіцієнт відпускання (повернення) релейних елементів;

– необхідність введення у вимірювальний орган напруги сигналу за струмом навантаження для установлення негативного статизму.

Високий коефіцієнт повернення необхідний для забезпечення можливої точності регулювання шляхом максимального наближення зони нечутливості регулятора до ступені регулювання. На рис. 6.1 показані номінальна напруга на шинах $U_{ном}$, ступінь регулювання $\Delta U_{ст}$, зона нечутливості δU, а також напруги спрацьовування $\Delta U_с$ і повернення $\Delta U_п$ елементів вимірювального органу, що обумовлюють дію регулятора на підвищення напруги ($\Delta U_{с\,п}$; $\Delta U_{п\,п}$) і його зниження ($\Delta U_{с\,з}$; $\Delta U_{п\,з}$).

Необхідною умовою настроювання регулятора є співвідношення $\delta U > \Delta U_{ст}$ і $2\Delta U_п > \Delta U_{ст}$. З урахуванням коефіцієнта запасу $k_з$=1,05÷1,1

напруга повернення $\Delta U_п = k_з \Delta U_{ст}/2$, а з врахуванням коефіцієнта повернення $k_п = \Delta U_п / \Delta U_c$ напруга спрацьовування $\Delta U_c = k_з / k_п \Delta U_{ст}/2$. Таким чином, зона нечутливості регулятора

$$\delta U = 2\Delta U_c = \frac{k_з}{k_в} \Delta U_{ст} \qquad (6.1)$$

тим ближче до ступеня регулювання $\Delta U_{ст}$, чим ближче до одиниці коефіцієнт повернення.

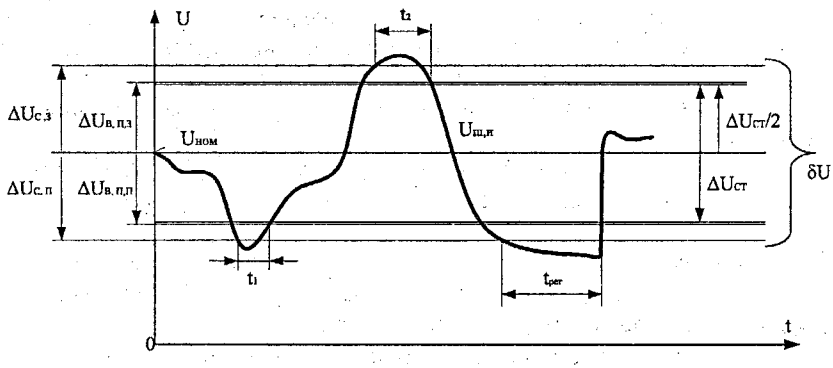


Рисунок 6.1 – Графіки, що ілюструють особливості автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора з РПН

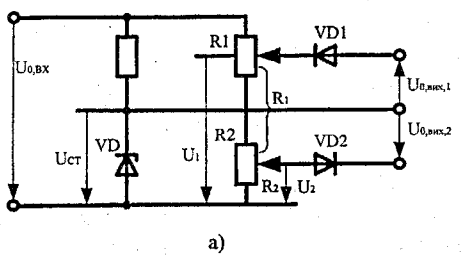
Графік зміни напруги (рис. 6.1) показує, що при змінах напруги з виходами за межі зони нечутливості на якийсь час t_1 або t_2 менше витримки часу $t_{рег}$ регулятора, перемикання відгалужень не відбувається; на рисунку показано і зміна напруги на $\Delta U_{ст}$ при дії регулятора, якщо $t \geq t_{рег}$. При невиконанні умови (6.1) відбувалися б численні перемикання відгалужень обмоток то у бік підвищення, то у бік зниження напруги, тобто автоматичне регулювання було б нестійким.

Складність процесу перемикання відгалужень обмоток, необхідність забезпечення узгодженої дії трьох однофазних пристроїв РПН, шести однофазних або два трифазних пристроїв РПН при перемиканнях відгалужень обмоток двох паралельно працюючих трансформаторів і відносно висока вірогідність появи відмов в складних електромеханічних пристроях обумовлюють ще дві особливості автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації, а саме: одноразовість і імпульсність регулюючої дії і необхідність автоматичного контролю завершення процесу перемикання і справності автоматичної системи регулювання в цілому.

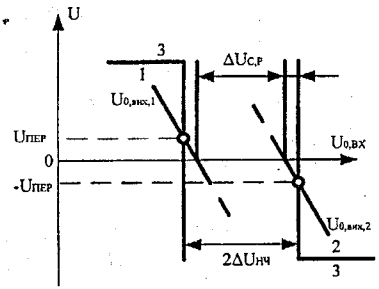
6.2 Автоматичні регулятори коефіцієнтів трансформації

Спроби реалізації автоматичних регуляторів коефіцієнта трансформації (АРКТ) на електромеханічних реле не привели до створення роботоздатного автоматичного пристрою. Розроблені ж на напівпровідниках АРКТ успішно експлуатувалися і продовжують експлуатуватися. Відомі розробки регуляторів, виконані в Латвенерго, Мосенерго, в МЕІ і у ВЕІ. Вони розрізняються вимірювальною частиною і алгоритмом функціонування.

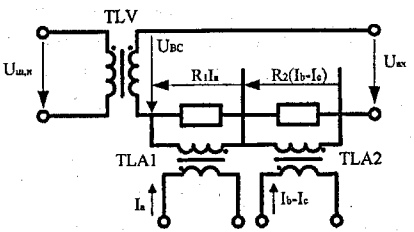
На рис. 6.2,а наведена схема вимірювального органу напруги *регулятора МЕІ типу УАРТН-2М* (устройство автоматического регулирования трансформаторов под нагрузкой). Вимірювальний орган виконаний на стабілітронному елементі порівняння середнього значення напруги ($U_{0,вх}$) з заданим значенням і спільно з підсилювачами працює в режимі перемикання.



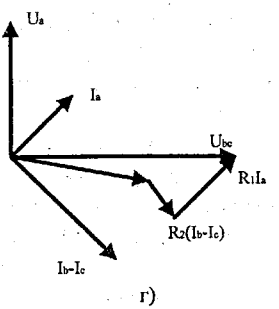
а)



б)



в)



г)

Рисунок 6.2 – Схема і характеристики вимірювального органу автоматичного регулятора коефіцієнта трансформації

а —схема; б — характеристика; в — схема елементу зустрічного регулювання напруги; г — векторна діаграма регулювання

Схема порівняння має два виходи, напруга на яких практично (без урахування динамічного опору стабілітрона VD, відповідного робочій ділянці його характеристики, $U_{СТ} \approx const$) дорівнює:

$$\left.\begin{aligned} U_{0,вих,1} &= U_{СТ} - U_1 = U_{СТ} - k_{Д,1}U_{0,вх} \\ U_{0,вих,2} &= U_{СТ} - U_2 = U_{СТ} - k_{Д,2}U_{0,вх} \end{aligned}\right\}, \qquad (6.2)$$

де $k_{д,1}$, $k_{д,2}$ – коефіцієнт дільників напруги на резисторах R_1, R_2:

$$k_{Д,1} = \frac{R_1 + R_2}{R_\Sigma} > k_{Д,2} = \frac{R_2}{R_\Sigma}. \qquad (6.3)$$

Згідно з (6.2) і (6.3) напруга $U_{0,вих,1}$ змінює знак при напрузі $U_{0,вх}$ меншій (характеристика 1 на рисунку 6.2,б), ніж напруга $U_{0,вих,2}$ (характеристика 2). Завдяки діодам VD1, VD2 на виходах схеми робочими є тільки додатна вітка першої і від'ємна вітка другої характеристики. На графіках показана напруга перемикання підсилювачів $\pm U_{пер}$ і зона нечутливості вимірювального органу напруги, яка може змінюватися при настроюванні регулятора змінними резисторами R_1, R_2. Напруга $U_{пер}$ перемикання підсилювачів з початкового стану в кінцеве, еквівалентного релейній дії, визначає міру відмінності зони нечутливості від ступеня регулювання:

$$\delta U = \Delta U_{ст} + 2\Delta U_{пер} k_з.$$

При $\Delta U_{пер} << \Delta U_{ст}$ забезпечується висока точність регулювання напруги. Перемикання підсилювачів обумовлює дію виконавчих реле і забезпечує релейність дії регулятора в цілому.

На рис. 6.2,в,г наведені схема і векторні діаграми елементу установки від'ємного статизму зміни напруги $U_{ш,н}$ на шинах нижчої напруги підстанції залежно від струму навантаження (елементу струмової компенсації). У зв'язку з помітним активним опором, особливо кабельних ліній живлення споживачів, передбачається відповідне настроювання схеми, що забезпечує зміну напруги $U_{вх}$, на вході регулятора переважно у функції реактивного струму навантаження.

Структурна схема АРКТ типу УАРТН-2М при встановленні його на триобмотковому трансформаторі наведена на рис. 6.3,а. Регулятор в цілому має два вимірювальні органи напруги ВОН1, ВОН2 і виконує перемикання відгалужень обмотки вищої напруги $U_{ш,в}$ за зміною нижчої напруги $U_{ш,н}$ з контролем максимально допустимого значення середньої напруги $U_{ш,с}$ трансформатора.

Підсилювально-перетворювальна частина регулятора виконана на модуляторах, що перетворюють постійну напругу на виходах елементу порівняння (див. рис. 6.2,а) в змінні, що змінюють фазу на протилежну при зміні знака $U_{0,вих,1}$ або $U_{0,вих,2}$, і підсилювачах змінного струму, позначених на схемі як підсилювачі з модуляторами АЕ1, АЕ2. Визначення фази напруги на виходах АЕ проводиться фазочутливими підсилювачами А1,

А2, що працюють в режимі перемикання і в умовах максимальної чутливості, оскільки фази напруги на їх входах змінюються на кут π.

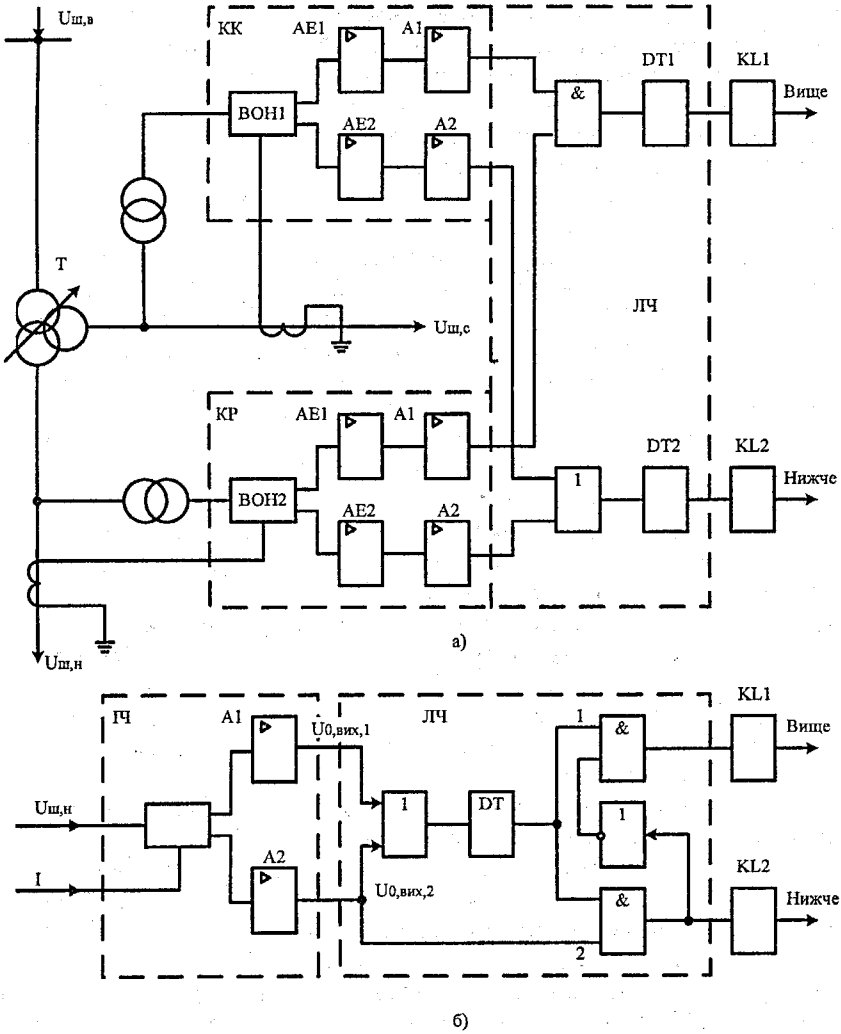


Рисунок 6.3 – Структурні схеми автоматичних регуляторів коефіцієнта трансформації
а – типу УАРТН-2М; б – типу БАУ РПН

По суті два комплекти регулятора утворюють відповідно канал регулювання (КР) напруги $U_{ш,н}$ і канал контролю (КК) напруги $U_{ш,с}$. Вони взаємодіють через логічну частину (ЛЧ) регулятора, що складається з елементів І, АБО і елементів DT витримки часу.

На зниження напруги регулятор може діяти по будь-якому з двох каналів. Відгалуження перемикаються при перевищенні як нижчою $U_{ш,н}$, так і середньою $U_{ш,с}$ напругою зони нечутливості регулятора: елемент часу DT2 запускається через логічний елемент АБО. Проте на підвищення напруги регулятору дозволяється діяти тільки за умови, що після перемикання середня напруга не перевищить допустиме значення: елемент часу DT1 запускається через логічний елемент І, тобто необхідна одночасна дія двох каналів на підвищення напруги. Витримка часу регулятора може встановлюватися до 1 хв. Виконавча частина регулятора складається з реле KL1 і KL2, які вмикають електродвигун привода РПН.

На рис. 6.3,б наведена структурна схема *АРКТ розробки Латвенерго типу БАУ (блок автоматического управления) РПН*. Таким регулятором було оснащено значну кількість трансформаторів. Вимірювальний орган напруги (ВОН) регулятора виконаний за часо-імпульсною схемою порівняння на тунельних діодах: релейність дії обумовлюється ділянкою прямої характеристики діода, що відповідає негативному динамічному опору. Імпульси схеми порівняння, що інтегруються підсилювачами А1 і А2, перетворяться в постійну напругу $U_{0,вих,1}$,$U_{0,вих,2}$ при виході напруги на шинах підстанції за межі зони нечутливості регулятора.

Вимірювальна частина (ВЧ) регулятора впливає на виконавчі реле KL1 і KL2 через ЛЧ, що координує дії на підвищення і зниження напруги і створює витримку часу дії регулятора. Логічна частина забезпечує пріоритет дії регулятора на зниження напруги. Напруга $U_{0,вих,2}$ на виході підсилювача А2 (рис. 6.3,б) через елемент АБО запускає елемент витримки часу DT і надходить на один з входів елементу І (2). Після появи напруги на другому вході І (2) від елементу DT запускається виконавче реле KL2 і впливає на РПН, яке знижує напругу на шинах підстанції.

Аналогічно запускає елемент витримки часу DT і напруга $U_{0,вих,1}$ на виході підсилювача А1. Проте дія від елементу DT на виконавче реле KL1, яке запускає РПН для підвищення напруги, може пройти через елемент І (1) лише за відсутності дії на KL2, оскільки напруга на другому вході елементу І (1) обумовлюється елементом НІ, вхід якого приєднаний до виходу І (2). Напруга на виході елементу НІ є тільки за відсутності дії на KL2.

Остання модифікація *АРКТ типу АРТ-1Н Латвенерго* є більш довершеним автоматичним пристроєм, виконаним з урахуванням всіх вказаних особливостей автоматичного регулювання коефіцієнтів трансформації. Схема і графіки на рис. 6.4,а–г ілюструють спосіб здійснення і дії вимірювальної частини регулятора.

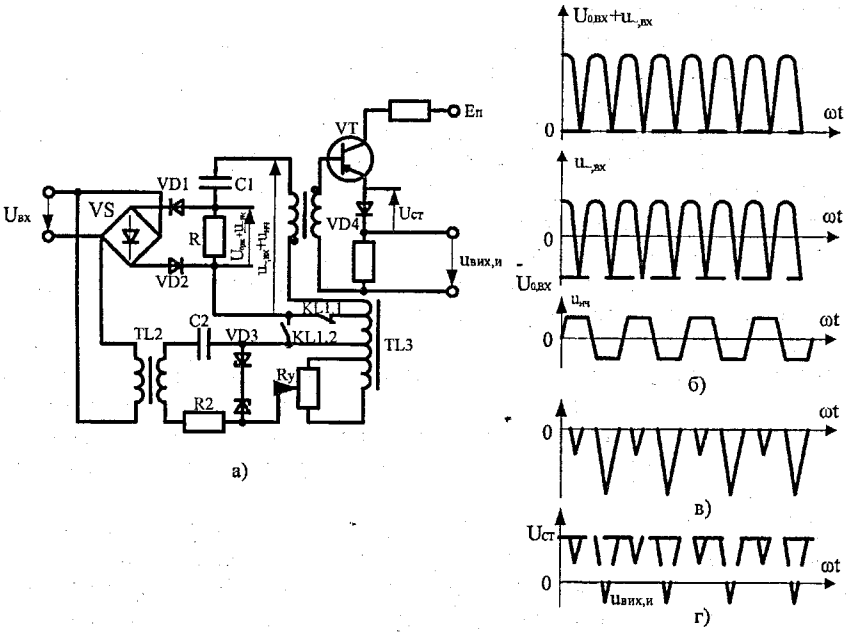


Рисунок 6.4 – Схема і графіки, що ілюструють дію вимірювальної частини автоматичного регулятора коефіцієнта трансформації типу АРТ-1Н

а – схема; б – г – графіки

З випрямленої вхідної напруги $U_{вх}$, рівної сумі вторинної напруги $U_{ш,н}$ або низької напруги на шинах підстанції і напруги на елементах струмової компенсації (див. рис. 6.4,в, г), схемою на діодах VD1, VD2, резисторі R і конденсаторі C1 виділяється змінна складова $u_{\sim,вх}$ (рис. 6.4,б) (постійна складова $U_{0,вх}$ виділяється на резисторі R). Максимальне негативне миттєве значення змінної складової пропорційне середньому значенню $U_{0,вх}$ випрямленої вхідної напруги. Змінна складова $u_{\sim,вх}$ додається до напруги $u_{нч}$, що має форму, близьку до прямокутної, сформовану з вхідної напруги стабілітронами VD3; резисторно-конденсаторне коло R2 – C2 створює необхідне зміщення за фазою основної гармоніки напруги $u_{нч}$ відносно $u_{вх}$. Напруга $u_{нч}$, створює зону нечутливості вимірювального органу: з суми напруги $u_{\sim,вх}+u_{нч}$ виділяються негативні імпульси (рис. 6.4,в), які порівнюються з постійною напругою $U_{ст}$ стабілітрона VD4 елементу порівняння, яка вмикає транзистор VT (рис. 6.4,а). Якщо імпульс перевищує напругу $U_{ст}$, то транзистор VT

відкривається і на виході елементу порівняння з'являється імпульсна напруга $u_{вих,и}$ (рис. 6.4,г).

Напруга $u_{вих,и}$ у вигляді послідовності імпульсів частотою 50 Гц (рис. 6.4,г) відповідає напрузі $U_{ш,н}$, що не виходить за межі зони нечутливості δU регулятора (див. рис. 6.1). При цьому сигнал на виході вимірювальної частини регулятора відсутній. Коли напруга $U_{ш,н}$ підвищується і виходить за межі зони нечутливості (див. інтервал часу t_2 на рис. 6.1), максимальні миттєві значення менших імпульсів (рис. 6.4,в) також перевищують напругу стабілітрона і напруга $U_{вих,и}$ на виході елементу порівняння (рис. 6.4,а) є послідовністю імпульсів частотою 100 Гц. Якщо напруга $U_{ш,н}$ знижується і виходить за межі зони нечутливості (див. інтервали t_1 і $t_{рег}$ на рис. 6.1), то імпульси напруги $U_{вих,и}$ відсутні.

При частоті імпульсів 100 Гц елементом РІ2 (типу розширювача імпульсів релейної дії) вимірювальної частини регулятора (рис. 6.4) формується потенційний сигнал $U_{вих,2}$, необхідний для дії регулятора на зниження напруги. За відсутності імпульсів елементом РІ1 з інверсією видається потенційний сигнал $U_{вих,1}$, за яким формується дія регулятора на підвищення напруги.

Таким чином, вимірювальна частина регулятора функціонує відповідно до вказаних вимог: формує сигнали згідно з відхиленням середнього значення регульованої напруги, має зону нечутливості і релейність дії, містить елемент струмової компенсації; коефіцієнти повернення релейних елементів практично рівні одиниці, оскільки при властивій розширювачам імпульсів високої чутливості спрацьовування і повернення визначаються появою або зникненням імпульсів $u_{вих,и}$ на виході елементу порівняння. Зона нечутливості при $U_{ст}$=const визначається напругою $u_{нч}$ (див. рис. 6.4) і може змінюватися при настроюванні регулятора безперервно резистором R_y і автоматично дискретно перемиканням контактів реле KL1.1 і KL1.2 (див. рис. 6.4,а).

Структурна схема автоматичного регулятора коефіцієнта трансформації типу АРТ-1Н наведена на рис. 6.5. Регулятор АРТ-1Н складається по суті з двох пристроїв – автоматичного регулятора (АР) і автоматичного пристрою керування і контролю (АПУК), який складається з керованого генератора тактових імпульсів G і автоматичного пристрою контролю (АПК), який створює коло зворотного зв'язку (ЗЗ).

Генератор G забезпечує необхідні одноразовість та імпульсність дії регулятора на приводний механізм (ПМ) РПН, а ланцюг зворотного зв'язку забезпечує координацію дії регулятора залежно від процесу перемикання відгалужень обмоток трансформатора і контроль справності регулятора і РПН. Генератор G впливає на логічну частину (ЛЧ) регулятора і на АПК, що функціонують за логічним алгоритмом. Автоматичний пристрій контролю після кожної дії регулятора АР на приводний механізм змінює

період проходження тактових імпульсів G і збільшує зону нечутливості вимірювального органу напруги (ВОН).

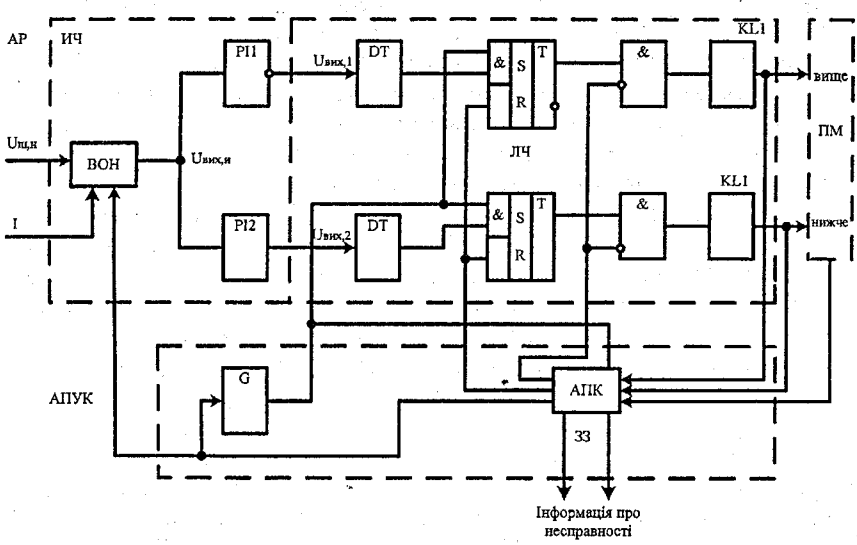


Рисунок 6.5 – Структурна схема автоматичного регулятора коефіцієнта трансформації типу АРТ-1Н

При виході напруги $U_{ш,н}$ за межі зони нечутливості напругою $U_{вих,1}$ або $U_{вих,2}$ запускається відповідний елемент витримки часу DT. Спрацьовування елементу часу запам'ятовується тригером Т, в який записується логічна одиниця під час подання на вхід запису через логічну схему І напруги від елементу DT і тактового імпульсу від G. Запам'ятовування необхідне для одноразовості дії регулятора на ПМ. Через елемент ЗАБОРОНА сигнал з виходу тригера проходить на виконавче реле KL1 або KL2, що запускає ПМ. Після початку процесу перемикання від ПМ поступає сигнал в АПК, який:

– від'єднує виконавче реле, подаючи логічну одиницю на інверсний вхід елементу І (заборонний сигнал);

– знімає запам'ятовування (прочитує одиницю) з тригера Т, впливаючи на вхід R зчитування;

– збільшує період проходження тактових імпульсів G в часі, який перевищує тривалість процесу перемикання одного відгалуження трансформатора;

– збільшує зону нечутливості регулятора.

Перераховані операції необхідні, як вказувалося, для перевірки справності регулятора і привода РПН. Якщо привод не запустився (не

прийшов сигнал в АПК про початок процесу перемикання) або якщо до моменту появи імпульсу від G через збільшений період в АПК не поступить сигнал від ПМ про завершення процесу перемикання, то фіксується несправність привода, повторна дія регулятора на ПМ забороняється, видається інформація про його несправність.

Збільшенням зони нечутливості проводиться перевірка регулятора. Зокрема, при відхиленнях регульованої напруги, при яких необхідне перемикання не менше двох відгалужень обмоток трансформатора, збільшення зони нечутливості обумовлює відсутність сигналу справної вимірювальної частини після перемикання одного відгалуження. Тому зона нечутливості відновлюється і відбувається наступний запуск привода ПМ на перемикання другого відгалуження без повторної витримки часу (конденсатор елементу DT за час перевірки не розряджається). Якщо ж після збільшення зони нечутливості сигнал вимірювальної частини не знімається, то фіксується несправність регулятора, повторний запуск ПМ забороняється, видається інформація про несправність регулятора.

Описана дія регулятора АРТ-1Н (у заводській документації називається блоком автоматичного регулювання (БАР)) показує підвищену структурну надійність і автоматичну діагностику системи регулювання, що відповідає сучасним вимогам до автоматичних систем регулювання.

Для тих конструкцій РПН, які експлуатуються в ЕЕС, регулятор напруги типу АРТ-1Н часто не може забезпечити стійкий і надійний процес регулювання через властивий йому недолік, обумовлений тим, що після закінчення часу затримки $\tau_з$ регулятор посилає команду на зміну коефіцієнта трансформації трансформатора, якщо навіть модуль відхилення напруги зменшується, і через деякий час, дещо більший за $\tau_з$, сам увійде в допустимі межі, тобто в зону нечутливості. Відпрацювання регулятором АРТ-1Н закону регулювання призводить до того, що при перевищенні напругою мережі верхнього допустимого значення після закінчення часу витримки $\tau_з$ регулятор посилає на електропривод пристрою РПН сигнал «Зменшити», якщо навіть напруга в цей час має сильно виражену тенденцію до зменшення і вже підходить зверху до верхньої межі зони нечутливості. При збереженні напругою мережі тенденції до зменшення після відпрацювання електроприводом команди «Зменшити» вихідна напруга трансформатора може опинитися нижче за нижню межу зони, на що регулятор відреагує виробленням сигналу «Додати». Але якщо за час витримки $\tau_з$ напруга мережі, перестави зменшуватися, почне зростати, то, відпрацювавши команду «Додати», пристрій РПН знову виведе трансформатор в режим перевищення напругою верхньої межі зони нечутливості. Таким чином, регулятор АРТ-1Н, реалізовуючи закон регулювання, змушує функціонувати пристрої РПН силових трансформаторів в режимі перемикань, число яких

нерідко буває більше допустимого за умовами надійної і тривалої експлуатації.

Для підвищення надійності і стійкості автоматичного регулювання напруги регулятор АРТ-1Н модернізований. У Вінницькому політехнічному інституті розроблена *приставка до АРТ-1Н*, яка дозволяє здійснювати регулювання не тільки за відхиленням регульованої напруги від заданої уставки, але і за знаком похідної, яка огинає цю напругу. Модернізований регулятор не має вказаних вище недоліків і дозволяє підвищити ефективність автоматичного регулювання напруги в ЕЕС.

З появою нової елементної бази, зокрема сучасних мікропроцесорів і мікроконтролерів, почали розроблятися нові регулятори, які якісно відрізняються від попередніх.

Так компанія "Энергомашвин" почала випуск нових *пристроїв для автоматичного керування РПН типу УЗА-10В.4*. Пристрій призначений для автоматичного керування електроприводом РПН силового трансформатора, а також для контролю та дистанційного керування РПН з робочого місця диспетчера, при вмиканні УЗА-10В.4 в локальну мережу за допомогою порту RS-485. Протокол обміну – MODBUS^{TM}RTU.

Зовнішні кола пристрою УЗА-10В.4 максимально адаптовані до типових схем керування РПН (рис. 6.6), тому він використовується як для комплектації нових трансформаторів, так і для заміни старих пристроїв автоматичного регулювання.

Робочий діапазон температур від –25 до +50°С дозволяє встановлювати пристрій як на панелях в релейних залах, так і в релейних шафах зовнішньої установки.

Дворядковий мінідисплей (2 рядки по 16 алфавітно-цифрових символів), 8 світлодіодних індикаторів і п'ятикнопкова клавіатура дозволяють не тільки здійснювати візуальний контроль напруги, яка контролюється, поточного стану пристрою, функцій, які спрацювали, але і без додаткового обладнання контролювати і змінювати виставлені уставки. Зміну уставок захищено чотиризначним паролем.

Після натискання будь-якої клавіші на одну хвилину вмикається підсвічування екрана, що дозволяє зчитувати інформацію при будь-якому освітленні. В нормальному режимі пристрій показує рівень напруги, яка контролюється.

Для контролю стану РПН використовується штатний покажчик стану, який входить в комплект привода РПН.

Особливістю, якою відрізняється УЗА-10В.4, є наявність декількох вбудованих захистів від пошкоджень привода РПН (в тому числі й безперервного ходу) і від небезпечного підвищення напруги.

Пристроєм виявляється самовільний хід привода РПН, коли відсутні паузи між перемиканнями (менше 1,5 с). При цьому спрацьовує реле RL3, що діє на зупин привода РПН шляхом вимкнення кіл керування.

В пристрої УЗА-10В.4 передбачений захист від небезпечного підвищення напруги, який діє на його зниження (опція). При підвищенні рівня контрольованої напруги понад $1{,}5U_н$ відбувається блокування команди "Прибавить" й прискорення команди "Убавить", а після зниження рівня контрольованої напруги до значення $1{,}1U_н$, повертаються вихідні уставки.

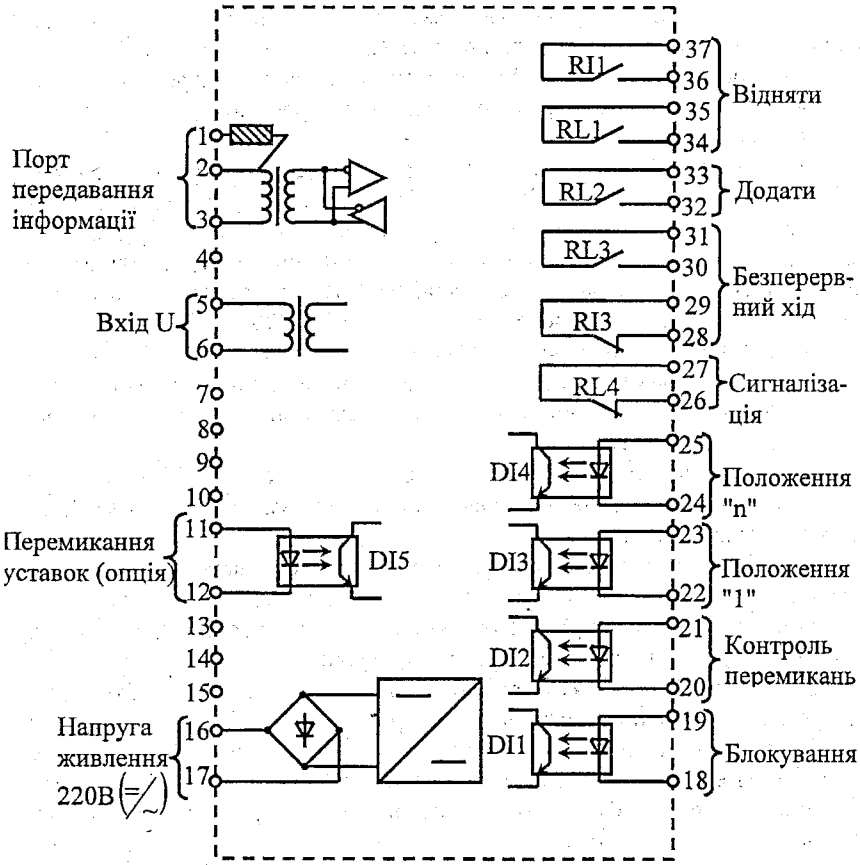


Рисунок 6.6 – Приєднання зовнішніх кіл пристрою УЗА-10В.4

При збереженні умов подання блоком УЗА-10В.4 повторної команди протягом 20 с після закінчення першої операції, виконується друга операція перемикання. При наявності команди на третє перемикання робота регулятора блокується і спрацьовує реле RL3.

Передбачено блокування роботи УЗА-10В,4:

– при зниженні вимірюваної напруги нижче $U \le 0{,}8U_н$;

– від зовнішніх пристроїв (реле струмового блокування, датчик температури масла, контакти стану вимикача вводу);

– при телеуправлінні приводом каналами зв'язку;

– при знаходженні привода в одному з крайніх станів (першому або останньому);

– при застопорюванні привода або невиконанні приводом команди.

При блокуванні пристрою з перших трьох причин після зникнення блокуючого фактора робота блока автоматики РПН поновлюється.

При знаходженні привода РПН в одному з крайніх станів (першому або останньому), а також при невиконанні приводом команди, відбувається блокування видачі тільки тієї команди, яку привод виконати не в змозі.

При блокуванні пристрою з причини пошкодження привода РПН, розблокування й скидання індикації здійснюється оператором. Пристрій має чотири дискретних входи і чотири вихідних реле. Живлення дискретних входів здійснюється як від постійної, так і від змінної напруги, зокрема, від схеми керування РПН.

Чотири *дискретні входи* використовується для блокування регулювання від зовнішніх пристроїв та контролю перемикання (сигнал електропривода "Идет переключение"), а також призначені для приймання сигналів "Привод в положении 1" і "Привод в положении n", відповідно.

Вихідне реле RL1 використовується для команди "Прибавить".

Вихідне реле RL2 використовується для команди "Убавить".

Вихідне реле RL3 – реле захисту від безперервного ходу.

Вихідне реле RL4 використовується для сигналізації пошкодження привода (застопорювання, невиконання приводом команди і самовільний безперервний хід) або самого пристрою УЗА-10В.4

В пристрої передбачено світлодіодні індикатори, які вказують на стан пристроїв.

Світлоіндикатор "Пуск". Засвічується при виході рівня контрольованої напруги пристрою за межі зони нечутливості і світиться до закінчення перемикань і повернення напруги назад в зону нечутливості.

Світлоіндикатор "Переключение РПН". Світиться протягом часу перемикання привода РПН.

Світлоіндикатор "Блокировка". Світиться при блокуванні автоматичного регулювання від зовнішніх пристроїв, при зниженні вимірюваної напруги нижче $0{,}8U_н$ і при перемиканні на керування диспетчером по лінії зв'язку. При відсутності умов блокування індикатор гасне.

Світлоіндикатор "Непрерывный ход". Світиться, коли тривалість паузи між перемиканнями менше 1,5 с.

Світлоіндикатор "Застревание". Світиться при збільшенні часу перемикання привода РПН понад виставлену уставку.

Світлоіндикатор "Привод не пошел". Світиться при невиконанні приводом команди "Прибавить" або "Убавить", якщо при цьому не з'являється сигнал на дискретному вході "відбувається перемикання" до заданого інтервалу часу.

Світлоіндикатор "Регулирование ограничено". Світиться, коли привод РПН знаходиться в крайньому стані (блокування команди "Убавить" в стані "1" і блокування команди "Прибавить" в стані "n"), і при блокуванні регулювання, коли контрольована напруга підвищується до $1{,}15U_н$.

Світлоіндикатор "Исправно". Світиться при справності пристрою УЗА-10В.4 і привода РПН і гасне при їх несправності.

Пристрій УЗА-10В.4 постійно самотестується і при виявленні його несправності блокується команда "Прибавить" і "Убавить", спрацьовує реле сигналізації RL4 и перестає світитися індикатор "Исправно".

6.3 Автоматичний контроль та керування функціонуванням трансформаторів з РПН в ЕЕС

Для забезпечення можливості здійснення автоматичного керування трансформаторами з РПН в ЕЕС та узгодження керувальних впливів з оперативним керуванням на кафедрі електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету розроблено мікропроцесорний пристрій автоматичного контролю та керування функціонуванням трансформаторів та автотрансформаторів з поздовжньо-поперечним регулюванням (АКУФТ), а також алгоритм та програма його функціонування. Використання мікропроцесорних систем в електроенергетиці є ефективним і вони широко застосовуються в процесі виробництва, транспортування і розподілу електроенергії. Проте відставання в розробленні і впровадженні відповідного методологічного і програмного забезпечення не дозволяє повною мірою використовувати їх можливості.

При оперативному керуванні режимами ЕЕС закони керування реалізуються на основі двоконтурної системи оптимального керування, зображеної на рис. 6.7, за допомогою комплексу програм "АЧП" і пристроїв АКУФТ.

В цю систему введено дві моделі: повна математична модель ЕЕС і модель прийняття рішень щодо керування. Взаємодія цих моделей організована таким чином, що визначення керуючих впливів здійснюється в два етапи, розділених в часі.

На першому етапі (зовнішній контур керування) за повною інформацією режиму ЕЕС, матриця У, визначаються узагальнені залежності між параметрами оптимальних режимів, які дозволяють в компактній і зручній формі узагальнити фізичні властивості ЕЕС і її окремих елементів. В загальному вони можуть бути встановлені або в

інтервалі часу або, що важливіше, в результаті аналізу фізичної сутності причин неоптимального функціонування ЕЕС, головна з яких є її неоднорідність.

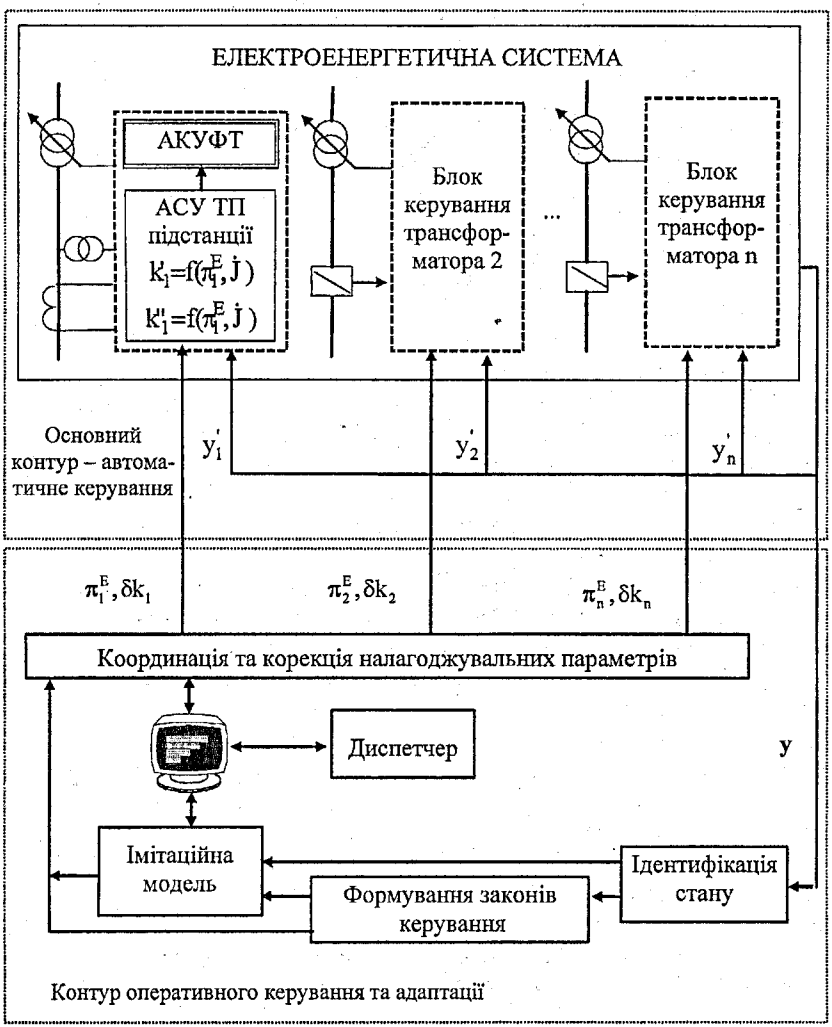


Рисунок 6.7 – Структурна схема оптимального керування

Аналіз причин, які викликають неоптимальний потокорозподіл в ЕС, і виявлення узагальнених залежностей між її параметрами, може

виконуватися методами теорії подібності і моделювання. В результаті такого аналізу встановлюються закони оптимального керування вигляду:

$$k'(t) = f(\pi^E, \dot{j}), \quad k''(t) = f(\pi^E, \dot{j}),$$

де k', k'' – відповідно дійсні і уявні (поздовжні і поперечні) складові коефіцієнтів трансформації; π^E – критерії подібності оптимальних за напругою і реактивною потужністю режимів ЕЕС, які розраховуються за допомогою програмного комплексу АЧП.

На першому етапі формується така модель, за допомогою якої в другому контурі керування визначаються керуючі впливи, а також область допустимих відхилень оптимальних параметрів режимів M_x і регулюючих пристроїв M_u.

На другому етапі (внутрішній контур керування) за допомогою моделі прийняття рішення визначаються керуючі впливи – значення параметрів регулюючих пристроїв u, які вводять режим в область M_x. При цьому для визначення параметрів u немає необхідності мати інформацію про параметри режиму в повному обсязі, тобто вектор спостереження y може бути визначений частково. Достатньо сформувати визначальну сукупність параметрів системи – y'. Виділення системи визначальних параметрів y' еквівалентне виділенню областей корекції і керування за місцевими параметрами. При цьому в темпі процесу керування нормальними режимами ЕЕС реалізується тільки у внутрішньому контурі.

В рамках розглянутого підходу можлива децентралізація частини інформаційних функцій системи керування без втрати принципів централізованого керування потоками потужності і рівнями напруг. Досягається це тим, що на певному інтервалі зміни навантажень ЕЕС регулювання здійснюється за місцевими параметрами областей корекції регулюючих пристроїв. При виході параметрів режиму з заданого інтервалу автоматично корегується закон регулювання. Оскільки така корекція здійснюється за результатами оптимізаційних розрахунків ЕС в цілому, то системний підхід дотримується і забезпечується мінімізація загальносистемного критерію керування, тобто втрат активної потужності.

В запропонованій схемі оперативне керування нормальним режимом здійснюється за допомогою узагальнених співвідношень між параметрами режиму з урахуванням чутливості втрат активної потужності до зміни напруги в окремих вузлах мережі. Керування режимом виконується шляхом вибору уставок регулюючих пристроїв.

Керування частиною регулюючих пристроїв може виконуватися централізовано з урахуванням ранжування їх за пріоритетом керування, а частиною – децентралізовано на основі місцевої інформації з періодичним уточненням налагоджувальних параметрів автоматичних регуляторів. Подібна тенденція підтверджується і закордонним досвідом, зокрема

розробками, що ведуться у Франції і Німеччині, де в експлуатації знаходиться ряд систем такого керування.

В умовах експлуатації систем автоматичного керування необхідно виявляти також реальні можливості регулюючих пристроїв в розв'язуванні задач оптимального керування. Практичним наслідком такого оцінювання є визначення їх ролі і місця в системі автоматичного керування. Це необхідно враховувати під час розроблення математичних моделей оперативного й автоматичного керування.

Структурна схема пристрою АКУФТ, що використовується в системі керування, наведена на рис. 6.8. Пристрій виконано за типовою схемою побудови мікропроцесорних приладів. Призначення основних функціональних блоків пристрою таке.

Постійні запам'ятовувальні пристрої (ПЗП) призначені для зберігання програми функціонування пристрою та інформації, яка є умовно постійною в процесі роботи пристрою.

Оперативний запам'ятовувальний пристрій (ОЗП) призначений для зберігання інформації, що може змінюватись під час роботи пристрою (закону керування, номера відпайки та ін.), крім того в ОЗП зберігаються проміжні результати при виконанні арифметичних операцій, зберігаються виміряні поточні значення напруг вузлів та струмів віток та інші необхідні для роботи пристрою параметри.

Енергонезалежний запам'ятовувальний пристрій призначений для зберігання копії значень основних параметрів пристрою (типу РПН, номера встановленої на РПН відпайки, закону керування та ін.) при тимчасовому зникненні живлення системи власних потреб.

Комутатор разом з аналого-цифровим перетворювачем (АЦП) утворюють багатоканальний вимірювальний орган – блок вимірювання напруг (див. рис. 6.9). Для вимірювання струмів використовується кілька блоків вимірювання (див. рис. 6.10) в залежності від типу РП. Дані параметри необхідні для визначення номера відгалуження РПН за законом керування, а також перевірки обмежень на напруги та струми, уточнення коефіцієнта трансформації, здійснення автономної стабілізації напруги та струмової компенсації. Напруги та струми з вибраного каналу подаються на вхід АЦП, перетворюються у цифровий код і записуються в ОЗП для подальшого оброблення.

Клавіатура і модуль відображення інформації складають засоби інтерфейсу з обслуговуючим персоналом. На індикаторах відображаються значення основних параметрів пристрою (поточного режиму роботи, номера встановленої відпайки, напрямку перемикання РПН, уставки за напругою, зони нечутливості, витримки часу та ін.). З допомогою клавіатури обслуговуючий персонал має змогу змінювати вказані параметри, переводити пристрій в режим ручного керування, дозволяти або забороняти керування за законом та ін.

Блок контролю та керування РПН (див. рис. 6.11) включає в себе схему керування з кінцевими реле "Збільшити" і "Зменшити" для перемикання пристрою РПН у відповідних напрямах і схему вимірювання для визначення поточного стану РПН: відбувається перемикання чи ні, якщо відбувається, то у якому напрямі; чи досягнуто крайніх положень регулятора.

Зв'язок з керувальною ЕОМ АСДУ підстанції реалізований на основі інтерфейсу RS-485 і призначений для отримання від центральної системи керування кодів операцій (керування за законом, встановлення певної відпайки РПН, автономний режим), отримання нового значення відпайки, або параметрів та уставок АКУФТ, передавання до центральної системи керування значення встановленої на РПН відпайки, а також для передавання звітів про відповідність виміряних параметрів заданим обмеженням.

Мікропроцесор через шини адреси, даних та керування керує роботою всіх блоків пристрою; виконує арифметичні обчислення; координує роботу пам'яті і каналів введення та виведення інформації.

Розглянемо роботу пристрою і функціональну взаємодію його блоків у різних режимах. При початковому встановленні і настроюванні пристрою, обслуговуючий персонал з допомогою клавіатури вводить початкові параметри: тип РПН, номер встановленої на ньому відпайки, ресурс РПН, уставку за напругою, зону нечутливості за відхиленням напруги та коефіцієнтам трансформації, витримку часу. Далі пристрій переводиться в автоматичний режим роботи, а основні результати відображаються на індикаторах та передаються на керувальну ЕОМ АСДУ підстанції.

Пристрій може працювати в трьох основних режимах.

1. Отримання закону з керуючої ЕОМ і керування за ним (при наявності в достатній кількості достовірної інформації про стан електричної мережі).

2. Введення з центральної системи керування номера відпайки і встановлення її на регуляторі РПН (при відсутності в достатній кількості значень місцевих параметрів електричної мережі або при дистанційному керуванні диспетчером енергосистеми).

3. Автономна робота пристрою в режимі стабілізації вторинної напруги трансформатора або автотрансформатора на заданому рівні з урахуванням введеної зони нечутливості; автономна реалізація струмової компенсації напруги у розподільних електричних мережах розімкненої конфігурації за умови введення їх еквівалентних опорів.

На рис. 6.12 зображена логічна схема функціонування одного циклу роботи програми-драйвера пристрою на керувальній ЕОМ, а на рис. 6.13 – логічна схема роботи АКУФТ в автоматичному режимі.

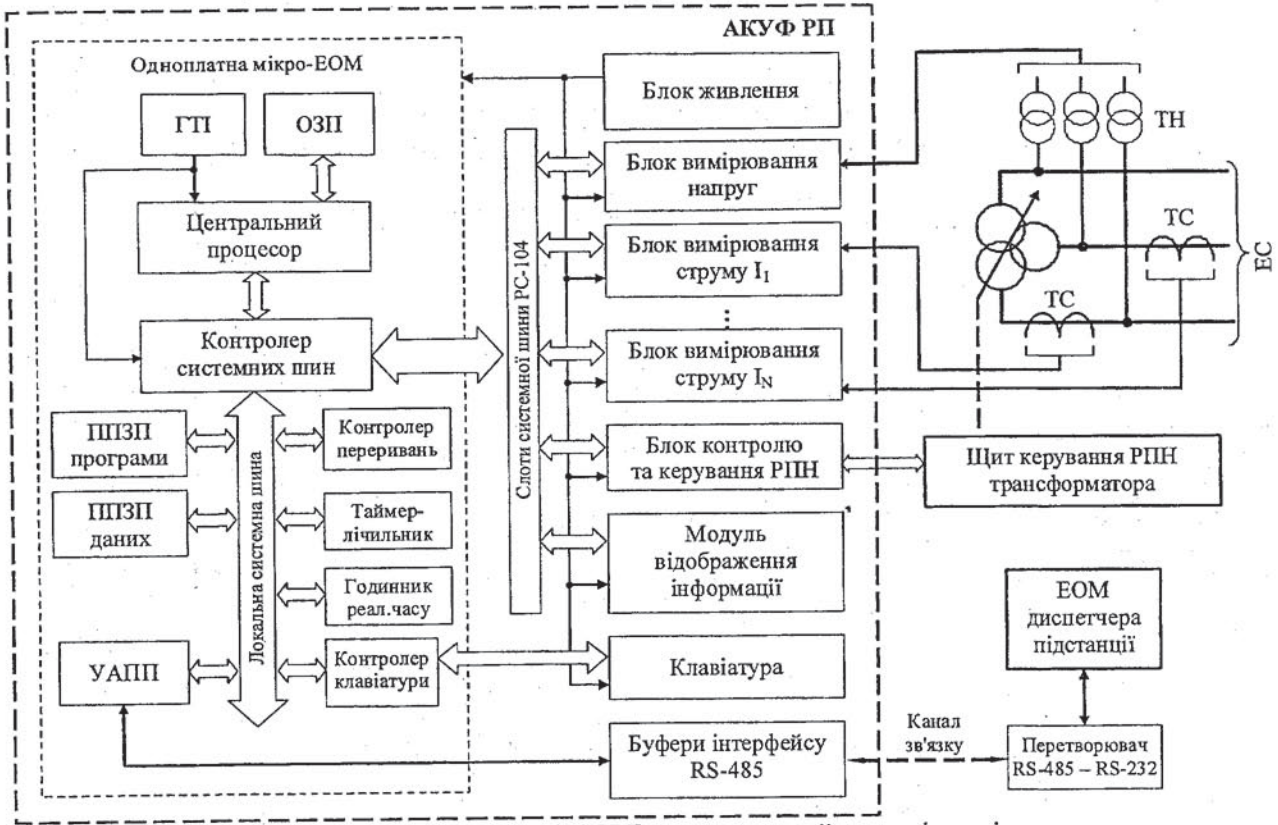


Рисунок 6.8 – Структурна схема пристрою АКУФТ та приєднання його до кіл вимірювання та керування

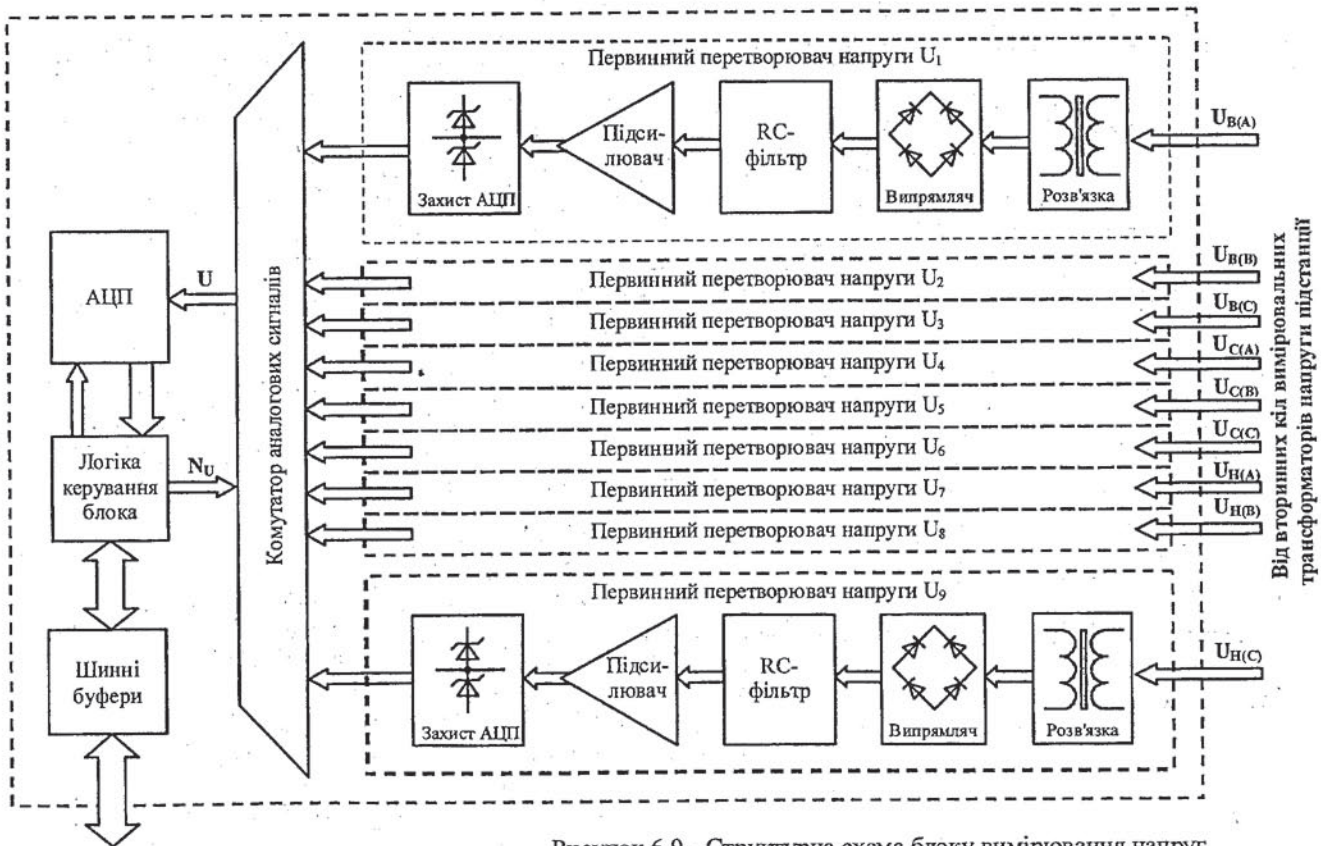


Рисунок 6.9 – Структурна схема блоку вимірювання напруг

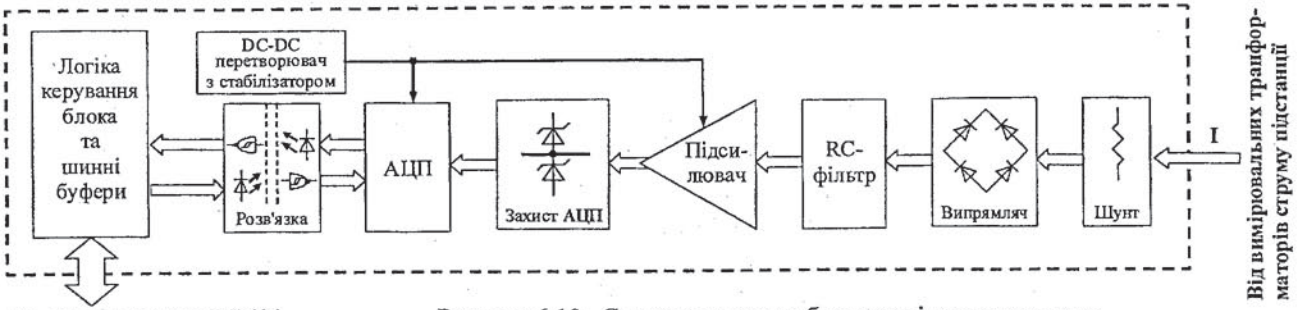


Рисунок 6.10– Структурна схема блока вимірювання струму

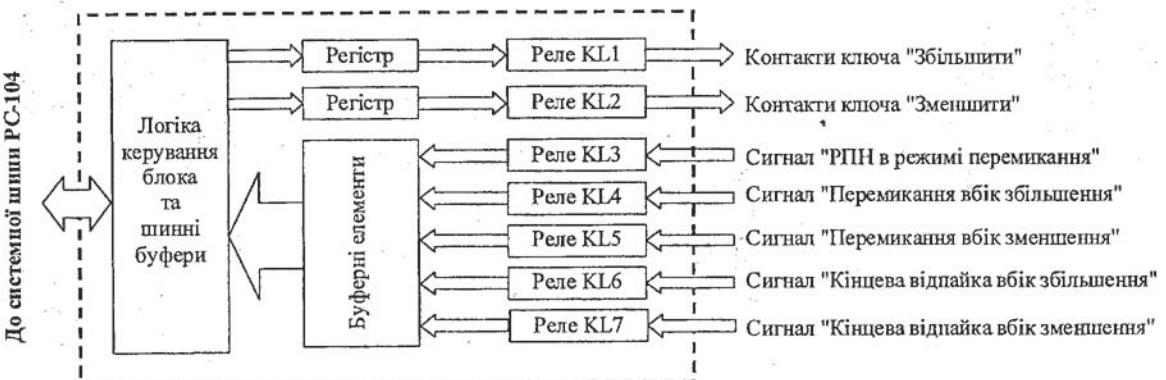


Рисунок 6.11 – Структурна схема блока контролю та керування РПН

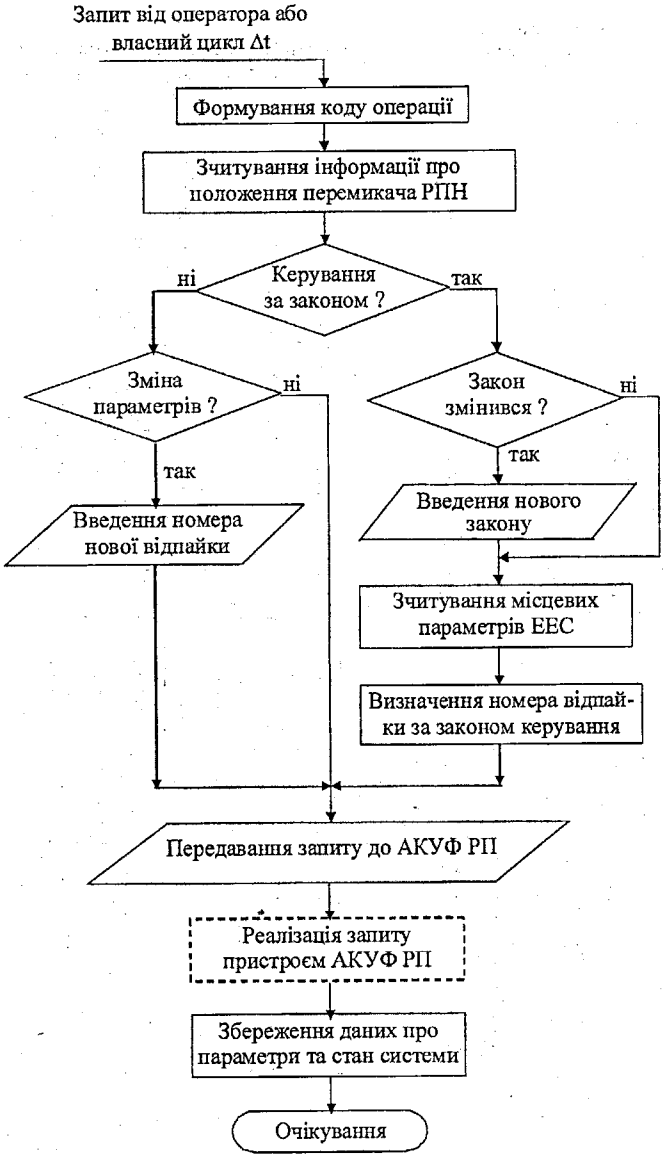


Рисунок 6.12 – Логічна схема взаємодії пристрою АКУФТ та керувальної ЕОМ

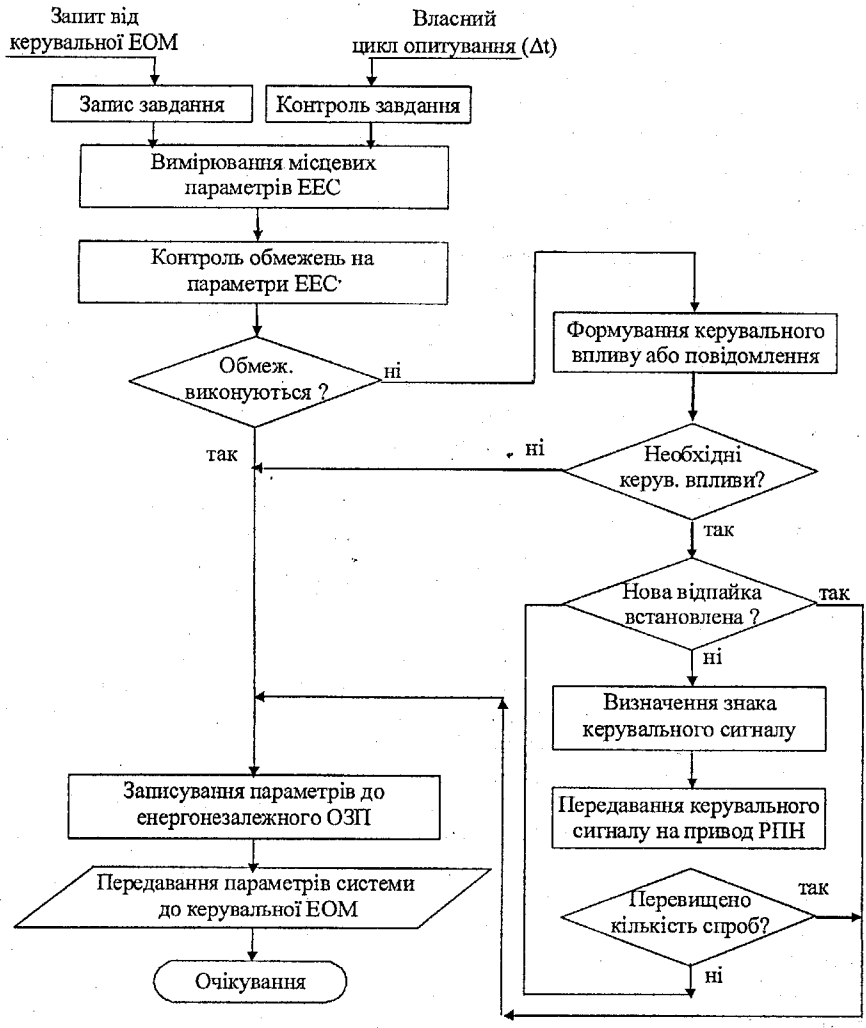


Рисунок 6.13 – Логічна схема функціонування пристрою АКУФТ

Спочатку через блок зв'язку мікропроцесор отримує код операції: або керування за законом, або встановлення певної відпайки, яка була розрахована в центральній керуючій ЕОМ. Потім відбувається перевірка параметрів перемикача для ідентифікації крайніх положень. Отримана інформація записується до ОЗП. Далі, в залежності від коду операції, пристрій переводиться у відповідний режим роботи.

При необхідності встановити певну відпайку регулятора РПН спочатку через блок зв'язку здійснюється введення її номера від керувальної ЕОМ. У разі незбігу номера нової відпайки з номером встановленої, мікропроцесор на основі програми визначає знак керувального сигналу (напрямок перемикання РПН). Далі керувальні імпульси надходять до регістрів блока контролю та керування РПН; відповідні реле замикаються і починається перемикання. Пристрій переходить в режим очікування закінчення перемикання, контролюючи відповідні канали блока контролю та керування РПН. Після закінчення перемикання керувальні імпульси знімаються, вимірюються параметри об'єкта керування, перевіряється відповідність їх заданим обмеженням і знову порівнюються номери відпайок. Процес повторюється, доки на регуляторі РПН не встановиться необхідна відпайка. Будь які порушення обмежень на параметри (струми, напруги), порушення у роботі пристрою або регулювального пристрою у вигляді повідомлень надсилаються до керувальної ЕОМ.

При керуванні за законом, спочатку на керувальній ЕОМ перевіряється, чи змінився закон керування. Якщо закон змінився, то здійснюється його поновлення від центральної ЕОМ. Потім програмою-драйвером генерується запит для АКУФТ на вимірювання місцевих параметрів електричної мережі, які слугують для уточнення даних, що отримані з бази даних оперативно-інформаційного комплексу ЕЕС. Використовуючи вказану інформацію, відповідно до закону керування, визначаються оптимальні значення коефіцієнта трансформації та номер відпайки РП, яку необхідно встановити. Встановлення відпайки здійснюється аналогічно описаному вище.

На кожному кроці роботи пристрою основні параметри записуються до енергонезалежного запам'ятовувального пристрою, що дає змогу, після тимчасового припинення живлення, продовжити операцію, яка не закінчилась; відновити параметричні обмеження; відновити номер встановленої відпайки; відновити значення уставки за напругою, витримки часу і т. ін.

Керувальна ЕОМ АСДК підстанції здійснює контроль за роботою пристрою, отримуючи у кожному циклі телевимірів номер встановленої на РПН трансформатора відпайки. Цей номер знаходиться в регістрах блока зв'язку і при зміні його на регуляторі РПН поновлюється мікропроцесором.

Застосування розробленого засобу автоматизації керування нормальними режимами ЕЕС (рис. 6.7), дозволяє ввести в систему керування режимами зворотний зв'язок, контролювати виконання керувальних впливів і оцінити ефективність керування як окремими трансформаторами, так і енергосистемою в цілому. Останнє дає можливість автоматизувати ряд функцій оперативного керування і

підвищити тим самим ефективність функціонування трансформаторів, зменшивши за рахунок цього рівень втрат активної потужності в електричній системі.

6.4 Регулювальний ефект і ранжування регулювальних пристроїв

Регулювальні пристрої (РП) (трансформатори і автотрансформатори з РПН, лінійні регулятори, джерела реактивної потужності) в ЕЕС, де паралельно працюють мережі різної напруги, суттєво відрізняються за ступенем впливу на значення критерію оптимальності і рівні напруги. Тобто, вони мають різний регулювальний ефект. Для ефективного використання РП в ЕЕС необхідно оцінювати їх реальні можливості впливати на перетоки потужності і рівні напруги, а також враховувати їх технічний стан. З цією метою формується відповідним чином цільова функція і виконується техніко-економічний аналіз оптимальних рішень, за результатами якого визначаються параметри налаштування системи керування.

Задача оптимального керування режимами ЕЕС за напругою і реактивною потужністю формулюється:

мінімізувати

$$F = \Delta P(x,\ u) + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i \in s} Ш_i \qquad (6.4)$$

за умов

$$V(x,\ u) = 0\ ;\quad x \in M_x\ ;\quad u \in M_u\ , \qquad (6.5)$$

де $\Delta P(x,u)$ – сумарні втрати активної потужності в ЕС, які залежать від параметрів режиму x і параметрів РП u; $P(\delta U)$ – потужність, еквівалентна збитку користувачів через відхилення напруги; $P(\omega)$ – потужність, еквівалентна збитку через недовідпуск електроенергії, який викликаний відмовами регулюючих пристроїв; $Ш_i$ – штрафна функція, яка вводиться для врахування залишкового ресурсу регулювальних пристроїв, у тому числі кількості перемикань пристроїв РПН трансформаторів (s – кількість регулювальних пристроїв); V(x, u) – рівняння зв'язку (рівняння законів Кірхгофа, вузлові або контурні рівняння); M_x – область допустимих значень залежних змінних x; M_u – область можливих значень незалежних змінних u (керуючі змінні – коефіцієнти трансформації трансформаторів, потужності ДРП і т.д.).

Розв'язок сформульованої таким чином задачі оперативного керування містить оптимальні значення параметрів, які не вимагають подальшого аналізу й оцінки диспетчером щодо доцільності їх практичної реалізації. Оцінювання надійності, чутливості і якості напруги, виконується вже в процесі оптимізаційних розрахунків. Узагальнені в вигляді законів керування ці результати можуть реалізовуватися системою

автоматичного регулювання нормальними режимами ЕЕС. Вироблені нею керуючі впливи також скоординовані з врахуванням надійності окремих регулювальних пристроїв і ранжовані відповідно до чутливості критерію оптимальності і регулювального ефекту (ступеня впливу на критерій оптимальності).

Розв'язування прямої задачі чутливості оптимального керування дозволяє оцінити ефективність кожного перемикання регулювального пристрою і сформувати групи трансформаторів, які різняться за впливом зміни їх коефіцієнтів трансформації на втрати активної потужності в ЕЕС, а відповідно і на втрати напруги. Задачі чутливості зручно розв'язувати у відносних одиницях (критеріальній формі функції), де за базу приймають оптимальне значення критерію оптимальності F_{min}.

Відносне значення додаткових еквівалентних втрат активної потужності в електричній мережі визначається:

$$\delta F_{*дод} = \frac{\delta F_{дод}}{F_{min}} = \frac{F - F_{min}}{F_{min}} = F_* - 1, \qquad (6.6)$$

де F – поточне значення втрат.

Маючи аналітичний вираз для визначення втрат з врахуванням збитку через відхилення напруги в навантажувальних вузлах, можна оцінити відносний вплив того або іншого регулювального пристрою на процес оптимізації і визначити ступінь їх впливу на режим системи.

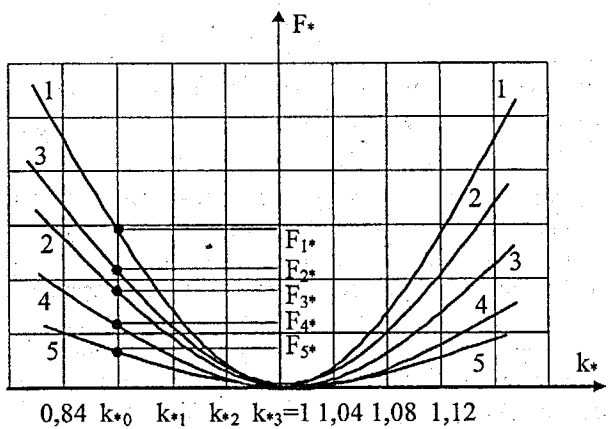


Рисунок 6.14 – Залежність еквівалентних втрат активної потужності від коефіцієнтів трансформації (k_{*0}, k_{*1}, k_{*2}, k_{*3} – коефіцієнти трансформації, що відповідають кількості перемикань 0, 1, 2, 3)

Наприклад, трансформатори 4, 5, критеріальні співвідношення для яких подані на рис. 6.14, мають незначний вплив на величину втрат

потужності. Зміна їх коефіцієнтів трансформації в широкому діапазоні практично не змінює втрати в мережі. Як видно з рис. 6.14 F_{4*} і F_{5*} несуттєво відрізняються від оптимального значення. Водночас їх інтенсивне використання буде призводити до зносу пристроїв регулювання без збільшення ефективності функціонування системи за критерієм оптимальності. Отже, трансформатори 4 і 5 доцільно виділити в групу, основною задачею якої є введення режиму в допустиму за напругою область. Керування даною групою трансформаторів доцільно здійснювати в короткостроковому режимі керування. Оперативну корекцію режиму з метою мінімізації втрат потужності в ЕЕС доцільно реалізувати за допомогою зміни відгалужень обмоток трансформаторів 1, 2 і 3 (на рис. 6.14).

Якщо за вихідний прийняти режим, який відповідає коефіцієнтам трансформації k_{*0}, то насамперед варто здійснювати регулювання коефіцієнта трансформації першого трансформатора, потім третього. Здійснення оперативної корекції режиму саме цими трансформаторами найбільш ефективне як з погляду максимального ступеня наближення до оптимального режиму, так і з позиції мінімального зносу обладнання за максимальної ефективності регулювання. Після того, як пристроями РПН трансформаторів 1 і 3 буде виконане необхідне число перемикань (в даному випадку по три: $k_{*0} \to k_{*1} \to k_{*2} \to k_{*3}$), можна здійснювати подальше зниження втрат потужності шляхом зміни коефіцієнтів трансформації трансформатора 2.

Апроксимувавши вираз для цільової функції у відносних одиницях у вигляді позинома

$$F_* = ak_*^{\alpha} + bk_*^{\beta}, \qquad (6.7)$$

можна визначити ефективність впливу (регулювальний ефект) кожного пристрою РПН на процес оптимізації режиму за напругою і реактивною потужністю в аналітичному вигляді. Для цього, задаючись значеннями k_{*j} j-го трансформатора, за виразами (6.6.) і (6.7) визначаються додаткові втрати при невідповідності поточного і оптимального режимів

$$\delta F_{*j} = a_j k_{*j}^{\alpha_j} + b_j k_{*j}^{\beta_j}. \qquad (6.8)$$

Змінюючи k_{*j} на один ступінь регулювання, можна отримати оцінку ефективності кожного перемикання відгалужень обмоток трансформаторів з врахуванням нелінійності характеристик $F_* = f(k_*)$:

$$\Delta F_{*\text{доп}j}^{0-1} = \delta F_{*\text{доп}j}^{0} - \delta F_{*\text{доп}j}^{1} = a_j k_{*j0}^{\alpha_j} + b_j k_{*j0}^{\beta_j} - 1 -$$

$$- a_j k_{*j1}^{\alpha_j} - b_j k_{*j1}^{\beta_j} + 1 = a_j k_{*j0}^{\alpha_j}\left[1 - \left(\frac{k_{*j1}}{k_{*j0}}\right)^{\alpha_j}\right] + b_j k_{*j0}^{\beta_j}\left[1 - \left(\frac{k_{*j1}}{k_{*j0}}\right)^{\beta_j}\right]. \qquad (6.9)$$

При необхідності додаткові втрати можуть бути визначені в

іменованих одиницях відповідно до (6.6):

$$\delta F_{додj} = \delta F_{*додj} \cdot F_{min}.$$

Таким чином, розв'язування прямої задачі чутливості дозволяє визначити доцільність і ефективність коригування керуючих змінних. Запропонована методика може бути використана для оперативного керування режимом електричної системи за напругою і реактивною потужністю, оскільки для отримання оцінки ефективності оптимального керування не потрібно робити громіздких і складних обчислень.

Для розв'язування задачі на етапі короткострокового планування режимів здійснюється виділення групи трансформаторів, які беруть участь в оперативному коригуванні режиму. Для цих трансформаторів і визначаються коефіцієнти позиномів (6.7).

В залежності від ефективності впливу тих або інших регулювальних пристроїв на величину додаткових втрат активної потужності задається пріоритет на спрацьовування пристроїв АКУФТ за допомогою встановлення різних часових затримок.

6.5 Визначення оптимальної області параметрів регулювальних пристроїв

Дискретність параметрів регулювальних пристроїв, неповнота вихідної інформації, неточність даних про параметри електричної системи призводить до необхідності введення зони нечутливості втрат, викликаних неоптимальністю режимів ЕЕС, до відхилення керувальних змінних від їх оптимальних значень. Регулювання без врахування такої зони нечутливості за втратами призводить до необґрунтовано великого числа перемикань. Ця обставина потребує розв'язання зворотної задачі чутливості оптимального рішення, метою якої є визначення області допустимих відхилень коефіцієнтів трансформації трансформаторів при заданому допустимому відхиленні втрат від їх оптимального значення (рис. 6.15).

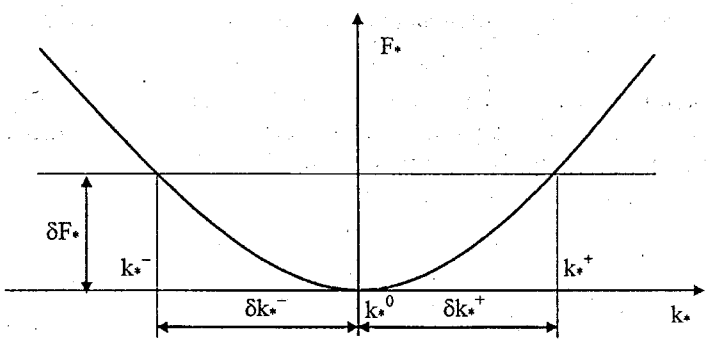


Рисунок 6.15 – Зворотна задача чутливості

Для розв'язання зворотної задачі скористаємося критеріальним співвідношенням $\delta F_* = f(k_*)$. Граничні значення коефіцієнтів трансформації k_*^- і k_*^+ (рис. 6.14) в цьому випадку отримаємо з розв'язку такої задачі: мінімізувати допоміжну функцію

$$\Delta f = \left\{\delta F_{*доп} - \delta F_*\right\} \to \min \tag{6.10}$$

за умов, що

$$\delta F_{*доп} = a k_{*j}^{\alpha} + b k_{*j}^{\beta} - 1, \tag{6.11}$$

де δF_* – зона нечутливості втрат.

Величина δF_* залежить від похибки вихідної інформації, обумовленої засобом її отримання (за даними телевимірювань або добової відомості), і призначається інженером з режимів, виходячи з досвіду експлуатації електричної системи і системи керування нормальними режимами.

Підставивши в (6.10) вираз (6.1ґ), отримаємо рівняння для визначення граничних значень коефіцієнтів трансформації:

$$a k_{*j}^{\alpha} + b k_{*j}^{\beta} - 1 - \delta F_* = 0, \tag{6.12}$$

звідки

$$1 + \delta F_* = a k_{*j}^{\alpha} + b k_{*j}^{\beta}. \tag{6.13}$$

В результаті поділу обох частин рівняння (6.13) на $1+\delta F_*$ отримаємо:

$$1 = \frac{a}{1+\delta F_*} k_{*j}^{\alpha} + \frac{b}{1+\delta F_*} k_{*j}^{\beta}, \tag{6.14}$$

де $\pi_1 = \frac{a}{1+\delta F_*} k_{*j}^{\alpha}$ і $\pi_2 = \frac{b}{1+\delta F_*} k_{*j}^{\beta}$ відносні частки складових цільової функції (критерії подібності).

Як видно з (6.14)

$$\pi_1 + \pi_2 = 1. \tag{6.15}$$

Останнє рівняння є виразом умови нормалізації.

З (6.14) витікає, що між π і k_{*j} існує прямий зв'язок:

$$\left.\begin{aligned} k_{*j}^- &= \left(\pi_1 \cdot \frac{1+\delta F_*}{a}\right)^{1/\alpha}; \\ k_{*j}^+ &= \left(\pi_2 \cdot \frac{1+\delta F_*}{b}\right)^{1/\beta}. \end{aligned}\right\} \tag{6.16}$$

Критерії подібності π_1 і π_2 можуть бути знайдені за допомогою критеріального методу, реалізованого в програмному комплексі АЧП.

Таким чином, при заданому значенні зони нечутливості за критерієм оптимальності δF_* зона рівноекономічних значень коефіцієнтів

трансформації лежить в межах $k^{-}_{*j} \div k^{+}_{*j}$ для j-го регульованого трансформатора.

Зворотна задача чутливості зазвичай розв'язується щодо однієї керованої змінної при оптимальних значеннях інших коефіцієнтів трансформації. Порядок перебору змінних при цьому доцільно вибрати таким, щоб у першу чергу аналізувати ті коефіцієнти трансформації, зміна яких найменше позначається на зміні значення втрат потужності.

Якщо розраховане значення коефіцієнта трансформації в інтервал $k^{-}_{*j} \div k^{+}_{*j}$, то зміна відгалужень недоцільна. В протилежному випадку k_{*j} варто змінити на значення, достатнє для введення його в область допустимих значень. Слід зазначити, що під час реалізації розглянутого підходу досягається компроміс між прагненням зменшити додаткові втрати потужності в ЕЕС і забезпеченням надійності і якості електропостачання споживачів. Це дозволяє реалізувати закон керування конкретними регулювальними пристроями з врахуванням їх надійності.

Контрольні запитання

1. З яких умов вибирається критерій оптимальності оптимального керування режимами ЕЕС за напругою і реактивною потужністю?
2. Як визначається зона нечутливості критерію оптимальності?
3. Назвіть основні особливості автоматичних регуляторів напруги, їх недоліки і переваги.
4. Чому автоматичне регулювання напруги повинно здійснюватися з зоною нечутливості? Як вибирається її значення?
5. Поясніть суть прямої і зворотної задач чутливості автоматичного регулювання напруги.
6. Чому задачі чутливості доцільно розв'язувати у відносних одиницях?
7. Назвіть переваги пристрою АКУФ РП перед іншими регуляторами напруги.
8. Чому у регуляторах напруги встановлюється витримка часу для команд перемикання відгалужень обмоток трансформатора?

7 ЗМЕНШЕННЯ НЕСИНУСОЇДНОСТІ І НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

7.1 Несинусоїдність та способи її усунення

7.1.1 Задачі несинусоїдності кривих напруги і струму

В ідеальній електроенергетичній системі (ЕЕС) енергія повинна передаватися при номінальних значеннях частоти і напруги, що не змінюється в часі. У реальних енергосистемах ці умови не виконуються внаслідок того, що багато споживачів електроенергії мають нелінійні характеристики навантаження (вентильні перетворювачі, силова електронна перетворювальна техніка, сталеплавильні електродугові печі на металургійних заводах тощо).

Відхилення форм кривих струму і напруги від правильної синусоїди зазвичай досліджують, розкладаючи їх як періодичні функції в ряд Фур'є. Гармонічні складові або гармоніки визначаються як значення напруги (струму) з частотою, кратною основній частоті мережі (у нас 50 Гц). Однією з основних характеристик, що визначає форму кривої, є фазовий кут (кут зсуву) гармоніки відносно основної частоти. Значення напруги в загальному випадку визначається:

$$u(t) = \sum_{k=1}^{n} U_k \sin(k\,\omega t + \psi_k), \qquad (7.1)$$

де U_k – амплітуда k-ї гармоніки ряду Фур'є; k – номер гармоніки; n – кількість гармонік в ряду; ψ_k – фазовий кут k-ї гармоніки.

Одні і ті ж гармоніки від різних джерел можуть здійснювати різний вплив залежно від їх відносного положення. Як і багато інших форм спотворень, гармоніки впливають на всі види електричного обладнання, що знаходиться на досить великій відстані від місця генерації гармонік.

Найбільш відчутним є вплив гармонік, що виникають в силових колах, на якість звуку телефонного зв'язку, що знижується через гармонічний шум, що наводиться силовими гармоніками. Існують інші, не менш небезпечні дії, що виражаються в помилкових спрацьовуваннях відповідальної керуючої і захисної апаратури, перевантаженні силових апаратів і елементів систем. В цьому випадку застосування навіть елементарних заходів захисту обладнання у вигляді фільтрів, що встановлюються біля споживачів, призводить до поліпшення кривої напруги і створення нормальних умов роботи.

Визначення допустимих рівнів гармонік не є простим і однозначним завданням. Знання струмів гармонік різних джерел недостатні для того, щоб встановити межі, в яких забезпечувалася б електромагнітна сумісність обладнання в будь-якій енергосистемі. Тому, якщо знання про гармоніки струму виходять в основному з фізичної суті явища, то розроблені

стандарти і рекомендації є результатом аналізу попереднього практичного досвіду.

Таким чином, проблема несинусоїдності напруги в електричних мережах умовно ділиться на такі частини:

– виявлення джерела вищих гармонік;

– дослідження області поширення гармонік і міри відповідності їх встановленим нормам;

– оцінка впливу вищих гармонік на електроприймачі та розробка заходів щодо його зменшення.

7.1.2 Джерела гармонік в електричній мережі

Основні причини виникнення несинусоїдності напруги і струму це наявність в електричних мережах вентильних перетворювальних установок і електроприймачів з нелінійною вольт-амперною характеристикою.

На рис. 7.1, як приклад, наведено криві напруг на виході однофазного (рис.7.1,а) і трифазного (рис. 7.1,б) мостового вентильного перетворювача.

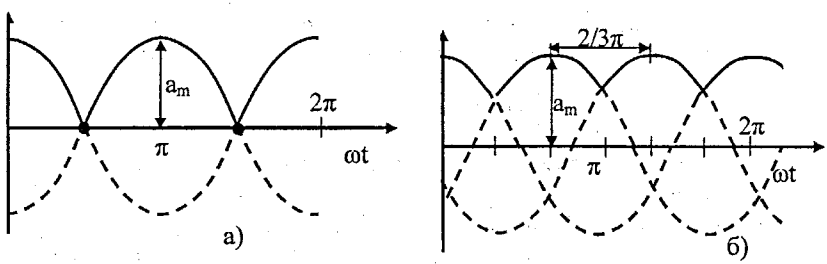


Рисунок 7.1 – Випрямлені криві напруг

Розкладені в ряд Фур'є випрямлені криві напруги записуються:
для однофазного випрямляча

$$u(\omega t)=\frac{4U_m}{\pi}\left(\frac{1}{2}+\frac{1}{1\cdot 3}\cos 2\omega t-\frac{1}{3\cdot 5}\cos 4\omega t+\frac{1}{5\cdot 7}\cos 6\omega t-\ldots\right)$$

і для трифазного випрямляча

$$u(\omega t)=\frac{3\sqrt{3}U_m}{\pi}\left(\frac{1}{2}+\frac{1}{2\cdot 4}\cos 3\omega t-\frac{1}{5\cdot 7}\cos 6\omega t+\frac{1}{8\cdot 10}\cos 9\omega t-\ldots\right).$$

Вентильні перетворювачі застосовуються для живлення електрифікованого залізничного, а також міського і внутрішньозаводського транспорту. В ЕЕС вони застосовуються в лініях постійного струму і у вставках постійного струму для перетворення змінного струму в постійний і навпаки (випрямлення та інвертування). В ЕЕС також застосовуються струмообмежувальні пристрої і джерела реактивної потуж-

ності, які використовують тиристорні перетворювачі. Вентильні перетворювачі широко застосовуються в промисловості – в металургії для живлення термічних установок, в хімії для установок електролізу, в машинобудівництві для зварювальних установок, для регульованого електропривода як перетворювачі частоти. Все це потужні споживачі, які суттєво спотворюють синусоїдні напругу і струм.

До появи статичних перетворювачів наявність гармонічних спотворень в енергосистемах асоціювалася, в першу чергу, з роботою електричних машин і трансформаторів. І, дійсно, основними джерелами гармонік, що існували раніше в електричних системах, були струми намагнічення силових трансформаторів. Після того, як виконання вимог з конструювання економічних генераторів привело до спотворення форми кривої напруги, генератори електричних станцій стали джерелом гармонік.

Сучасні трансформатори і електричні машини в нормальних умовах роботи не вносять істотних спотворень в мережу. Проте при роботі їх, як і інших пристроїв з магнітопроводом, на нелінійній частині кривої намагнічення підведена синусоїдна напруга дає спотворену криву струму (див. рис. 7.2,а). Аналогічно, якщо через нелінійний опір пропустити синусоїдний струм, то напруга на ньому буде мати несинусоїдну форму (див. рис.7.2,б).

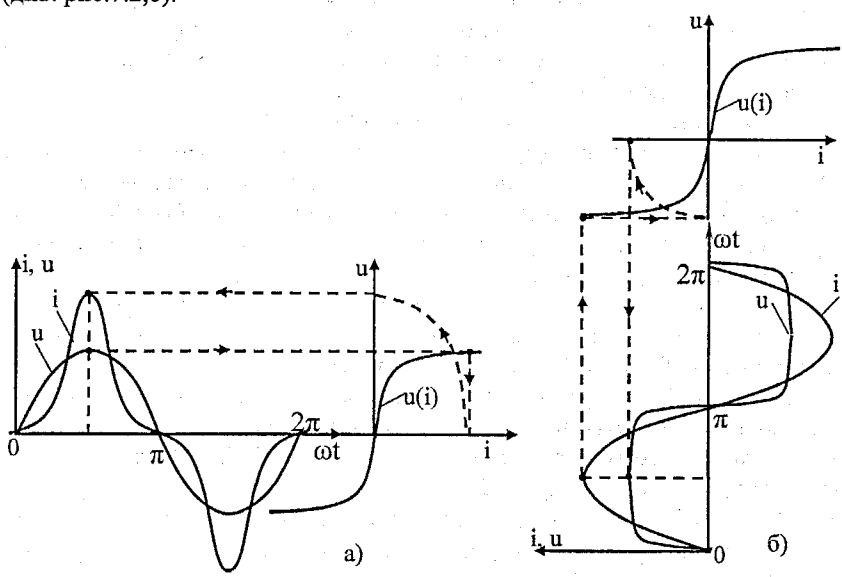


Рисунок 7.2 – Спотворення синусоїдних напруги і струму пристроєм з нелінійною вольт-амперною характеристикою

На рис. 7.2,а заданою є синусоїдна крива напруги u(ωt). За нею і

вольт-амперною характеристикою, як показано на рисунку стрілками, будується несинусоїдна крива струму i(ωt). На рис. 7.2, б, навпаки, заданою є синусоїдна крива струму i(ωt), а за нею і вольт-амперною характеристикою, як показано на рисунку стрілками, будується несинусоїдна крива напруги u(ωt).

Таким чином, установки з нелінійною вольт-амперною характеристикою як вентильні перетворювальні установки є причиною спотворення синусоїди струму і напруги або в термінах, які використовуються в електротехніці, є джерелом вищих гармонік.

Ступінь спотворення синусоїди напруги, як показано в розд. 1, характеризується коефіцієнтом спотворення синусоїдної форми кривої напруги K_U.

7.1.3 Зменшення несинусоїдності напруги та струму

Зменшення несинусоїдності напруги необхідне в тих випадках, коли вона стає більшою за допустиму (значення напруги або струмів вищих гармонік перевищує допустиме). Зменшення несинусоїдності може бути досягнуте одним з таких способів:

– усуненням причин, які спотворюють синусоїду, тобто зменшенням рівня вищих гармонік, що генеруються вентильними перетворювачами і пристроями з нелінійною вольт-амперною характеристикою;

– раціональною побудовою схеми електричної мережі, від якої живляться вентильні перетворювачі;

– застосуванням фільтрів вищих гармонік.

Зниження рівнів вищих гармонік, які генеруються перетворювачами, можна досягти за рахунок збільшення кількості фаз випрямлення в перетворювальних установках та застосуванням спеціальних схем випрямлення і законів керування ними, які забезпечують покращання форми кривої їх первинних струмів.

Обмеження спотворення форми кривої пристроями з магнітопроводами досягається тим, що в нормальних режимах їх робота здійснюється на лінійній частині кривої намагнічення.

Раціональна побудова схеми мережі з точки зору зниження несинусоїдності полягає в тому, що нелінійні навантаження живлять від окремих ліній і трансформаторів. На рис. 7.3 наведені можливі схеми живлення випрямної установки (ВУ) в залежності від її потужності.

На рис. 7.3,а ВУ електротягової підстанції міського транспорту через спеціальний трансформатор T_{BY} приєднана до шин РП. Якщо коефіцієнт спотворення синусоїдної форми кривої напруги K_U більший за допустиме значення, то для зменшення несинусоїдності треба живити ВУ окремою лінією від ЦП (див. рис. 7.3,б).

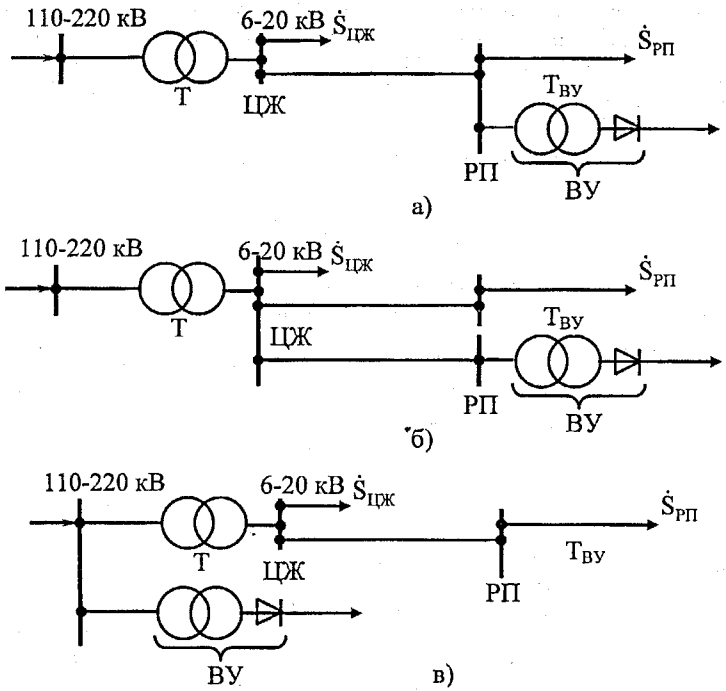


Рисунок 7.3 – Схеми живлення випрямної установки

Якщо ВУ має велику потужність, наприклад, ВУ сталеплавильної печі, то для зменшення впливу на споживачів розподільної мережі 10-0,38 кВ її живлять безпосередньо від підстанції 110–220 кВ (див. рис. 7.3,в). За такої схеми мережі вищі гармоніки, які генеруються перетворювачами, потрапляють з шин вищої напруги підстанції в живильну мережу 110–220 кВ, а не в розподільну мережу 10–0,38 кВ. Проте в цьому випадку можуть виникнути недопустимі напруги гармонік в живильній мережі ЕЕС. Рівень цих гармонік не може перевищувати допустимий.

Використання фільтрів – найпоширеніший спосіб зниження рівня вищих гармонік. В електричних мережах фільтри застосовуються перш за все для того, щоб зменшити амплітуду струмів або напруг однієї або декількох фіксованих частот (паралельні фільтри).

Найпростіший фільтр вищої гармоніки – це послідовно з'єднані реактор і батарея конденсаторів (БК) (див. рис. 7.4). Він вмикається паралельно до опору мережі $Z_м$. Параметри реактора і БК підбираються так, щоб їх результуючий опір для певної частоти гармоніки був рівний нулю. В загальному випадку на кожну гармоніку потрібний свій фільтр.

Фільтр створює паралельну електричній мережі вітку з дуже малим опором, шунтує її на частоті заданої гармоніки і відповідно знижує напругу цієї гармоніки. Такі фільтри можуть приєднуватися як в місцях генерування вищих гармонік, так і у вузлах мережі з недопустимим рівнем гармонік.

На рис. 7.4 наведена схема паралельного фільтра і залежність його опору від частоти. Повний опір такого фільтра

$$Z_ф = R + j(\omega L - \frac{1}{\omega C}), \qquad (7.2)$$

де L – індуктивність реактора; C – ємність БК; R – сумарний активний опір реактора і БК, який відображає втрати в реакторі і БК.

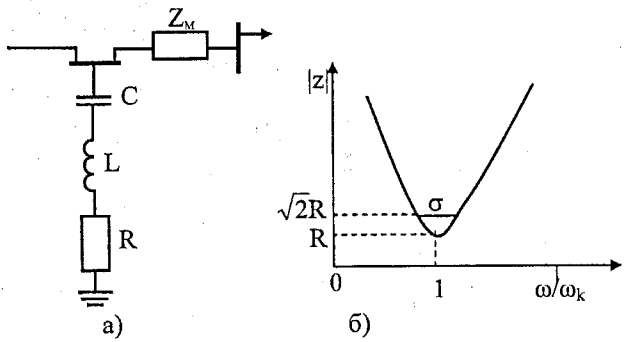


Рисунок 7.4 – Схема паралельного фільтра, настроюваного на одну частоту, (а) і залежність його повного опору $Z_ф$ від частоти (б)

На резонансній частоті $f_k = \frac{\omega_k}{2\pi}$ опір фільтра зменшується до чисто активного опору R. Якщо f_k частота k-ї гармоніки, то для неї опір фільтра найменший і вона шунтується. Опір для неї визначається тільки активним опором R. Тобто в реальному фільтрі, настроєному на k-ту гармоніку, опір не може бути рівним нулю і вона не може бути подавлена зовсім.

Фільтр характеризується добротністю, яка визначається як відношення індуктивного (або ємнісного бо вони однакові) опору при резонансі до активного опору:

$$D = X/R.$$

Добротність фільтра D визначає точність його настроювання. Фільтр з високою добротністю (від 30 до 60) настроюється точно на одну з гармонічних частот. Фільтр же з низькою добротністю має малий опір в широкому діапазоні частот, особливо у випадку, якщо його рівень добротності не перевищує 5.

Як показано на рис. 7.4,б смуга пропускання частот фільтра σ

обмежена частотою, на якій реактивний опір фільтра рівний його активному опору (тобто кут повного опору рівний 45°), і частотою, на якій модуль повного опору рівний $\sqrt{2}R$. Добротність фільтра пов'язана з шириною його смуги пропускання таким співвідношенням:

$$D = \omega_k / \sigma,$$

де ω_k – настроювана кутова частота, рад/с.

Потужність фільтра визначається за реактивною потужністю, що генерується фільтром на основній частоті. Ця потужність майже точно дорівнює реактивній потужності основної частоти, що генерується конденсаторами.

Параметри фільтра L і C для заданої гармоніки визначаються з умови

$$\omega_k L = \frac{1}{\omega_k C},$$

яка випливає з (7.2).

При використанні фільтрів бажано зменшити максимальне відхилення частоти подавлюваної гармоніки. Цього можна добитися застосовуючи настроювання фільтра за допомогою автоматичного регулювання ємності або зміни індуктивності. Звичайно вважається прийнятним регулювання ±5%. Такі фільтри є фільтрами з автоматичним настроюванням.

7.1.4 Поширення вищих гармонік в електричних мережах

Як правило, розрахунки з розповсюдження вищих гармонік в електричній мережі виконуються за допущення, що електрична мережа симетрична і пасивна, тобто до неї може бути застосований принцип суперпозиції, що дозволяє розглядати кожну гармоніку окремо.

Потоки потужності основної частоти і потоки потужності на гармонічних частотах в електричній системі, як це показано на еквівалентній схемі на рис. 7.5, взаємозв'язані. Генеруюча система Г є джерелом основної синусоїдної напруги. Вона через опір системи $R_c + jX_c$ живить навантаження $R_н+jX_н$ через регульований статичний перетворювач. Потужність системи $S_г$ передається споживачам через точки спільного приєднання (ТСП). Як правило, більша частина цієї потужності $S_н$ живить навантаження, а менша $S_п$ – перетворювач.

На рис 7.5,б показані потоки гармонік в еквівалентній схемі. На ній генератор основної частоти Г подано своїм гармонічним опором. Джерелом гармонік струму є перетворювач, від якого частина потужності $S_п$, перетворена в потужність гармонік, повертається в систему $S_{сг}$ і генератор $S_{гг}$. Більша частина потужності гармонік споживається, як правило, в розподільних мережах навантаженням $S_{нг}$. Потужності $S_{сг}$ і $S_{гг}$, пройшовши ТСП, розподіляються між паралельними елементами електричної мережі (лініями, трансформаторами) і викликають в них

додаткові втрати та, спотворюючи напругу, погіршують умови роботи споживачів електроенергії в системі.

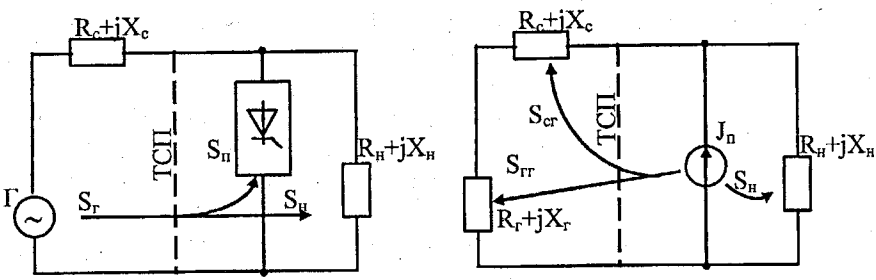


Рисунок 7.5 – Потоки потужності в електричній системі з гармоніками

Ступінь впливу гармонік на режим електричної мережі та споживачів електроенергії оцінюється за допомогою коефіцієнта спотворення форми кривої напруги, який визначається за виразом:

$$k_U = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{n} U_k^2}}{U_1} \cdot 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{n} U_k^2}}{U_{ном}} \cdot 100\,[\%], \qquad (7.3)$$

де U_k – діюче значення напруги k-ї гармоніки; U_1 – напруга прямої послідовності основної частоти; n – номер останньої з гармонік, які враховуються.

Значення потоків потужності на гармонічних частотах в елементах електричної мережі визначаються за формулою:

$$\dot{S}_{ki} = 3\sum_{k=2}^{n}\left(\dot{U}_{ki}^{вх} - \dot{U}_{ki}^{вих}\right)\cdot \hat{I}_{ki}, \qquad (7.4)$$

де $\dot{U}_{ki}^{вх}, \dot{U}_{ki}^{вих}$ – напруги входу і виходу чотириполюсника, яким моделюється і-й елемент мережі; $\hat{I}_{ki}$ – струм k-ї гармоніки в і-му елементі мережі, який визначається за результатами розрахунку усталеного режиму ЕЕС, де задаючим струмом є струм k-ї гармоніки джерела гармонік $\dot{J}_{nk}$.

Враховуючи (7.3), (7.4) та вимоги до моделювання процесу поширення гармонік, на кафедрі електричних станцій та систем ВНТУ розроблено методику і алгоритм розрахунку режиму електричних мереж на кожній з гармонік. Структурно-логічна схема адаптованого до гармонічного аналізу алгоритму наведена на рис. 7.6.

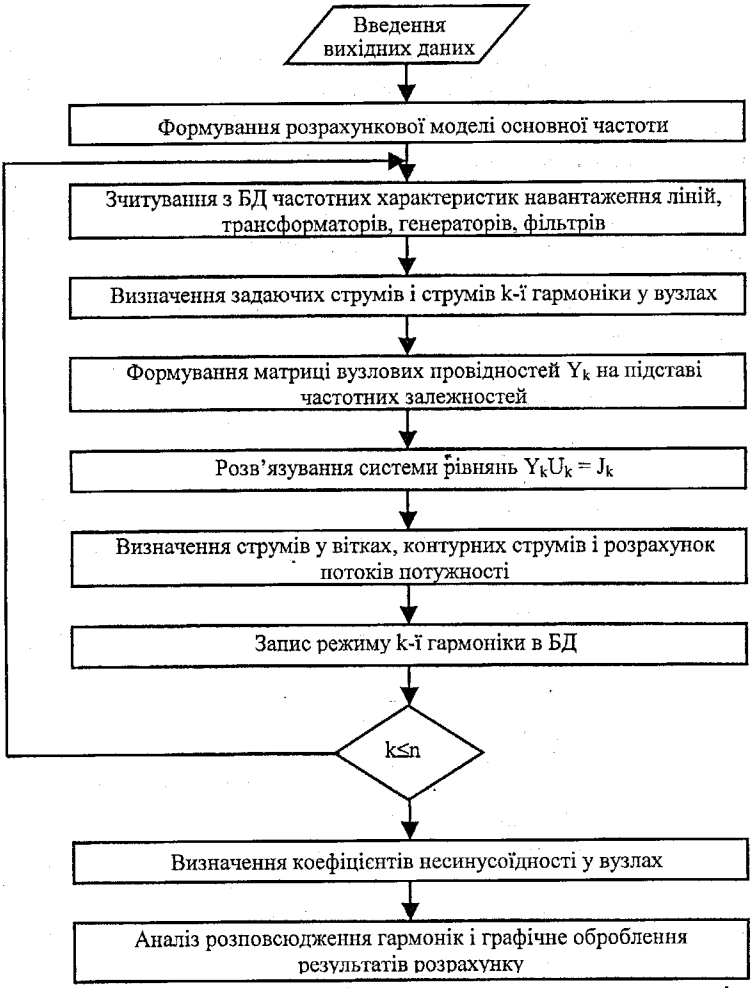


Рисунок 7.6 – Алгоритм дослідження розповсюдження гармонік

Оскільки навантаження задаються потужностями з врахуванням статичних характеристик, то розрахунок виконується в декілька ітерацій. На внутрішній ітерації методом Гаусса розв'язується система вузлових рівнянь:

$$Y_k \cdot \dot{U}_k = \dot{J}_k, \tag{7.5}$$

де Y_k – матриця вузлових провідностей електричної мережі на k-й гармоніці; $\dot{U}_k$ – вектор напруг вузлів k-ї гармоніки відносно базисного вузла; $\dot{J}_k$ – вектор задавальних струмів вузлів, в який входять і струми

джерел гармонік.

На зовнішній ітерації уточнюються потужності в вузлах відповідна до розрахованих напруг і номера поточної гармоніки, а також уточнюються складові вектора $\dot{J}_k$. Результати розрахунку режиму кожної гармоніки передаються в банк даних (БД) для подальшого аналізу.

В програмі, в якій реалізовано розглянутий алгоритм, передбачено дослідження процесу обмеження рівня гармонік в системі за допомогою паралельних фільтрів (рис. 7.7). Оскільки фільтри, як правило, задаються своїми опорами на тій гармоніці, на яку вони настроєні, а розрахунок ведеться в потужностях, то дані фільтрів перераховуються в потужності кожної гармоніки.

За умови, що в настроєному на m-у гармоніку фільтрі $mX_L = X_C/m$, потужності фільтра на k-й гармоніці визначаються:

$$P_k = \frac{U_k^2 \cdot R}{R^2 + X_C^2 \cdot \gamma^2}, \quad Q_k = \frac{U_k^2 \cdot X_C \cdot \gamma}{R^2 + X_C^2 \cdot \gamma^2},$$

де R, X_L, X_C – відповідно активний, індуктивний та ємнісний опори фільтра; P_k – втрати активної потужності в фільтрі; Q_k – потужність генерації фільтра; $\gamma = \frac{k^2 - m^2}{m^2 \cdot k}$.

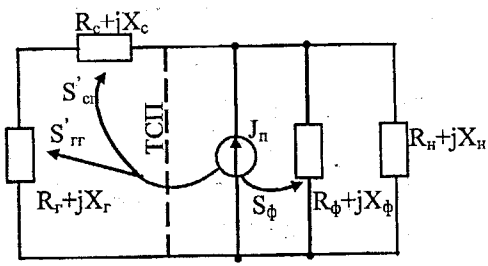


Рисунок 7.7 – Потоки потужності гармонік в електричній мережі з фільтром

В результаті розрахунку визначаються потоки потужності в елементах мережі $S'_{сг}$ і $S'_{гг}$, які відрізняються від потоків потужності в мережі, коли в ній відсутні фільтри. Якщо стоїть задача визначення оптимальних місць встановлення і потужності фільтрів, то формується відповідна математична модель. При цьому розглянутий тут алгоритм і програма при моделюванні процесу поширення гармонік в електричній мережі використовуються як окремий програмний модуль.

Практично алгоритм дозволяє аналізувати протікання гармонік струму в мережі одночасно від необмеженої кількості джерел гармонік з будь-яким заданим спектром. Не обмежується також кількість фільтрів.

Таким чином, сумарна генерація гармонік струму декількома перетворювачами і фільтрами, приєднаними до шин електричної мережі, використовується для аналізу проникнення гармонік струму в дану мережу.

7.2 Несиметричність напруги і її зменшення

7.2.1 Причини несиметричності напруги в електричних мережах і їх характеристика

Для симетричної трифазної системи напруг характерним є те, що у всіх трьох фазах модулі і фази напруг однакові. В несиметричних режимах ця рівність порушується. Несиметричні режими в електричних мережах виникають з таких причин:

– неоднакові навантаження в різних фазах;

– неповнофазна робота ліній або інших елементів в мережі;

– параметри ліній в різних фазах відрізняються.

В мережах 0,38 кВ найчастіше несиметричність виникає через неоднаковість навантаження фаз. Пояснюється це великою кількістю однофазних електроприймачів, які не рівномірно розподілені між фазами. Для зменшення несиметричності їх необхідно рівномірно розподіляти між фазами. Проте усунути зовсім несиметричність практично неможливо, оскільки вмикаються і вимикаються однофазні електроприймачі не одночасно і без системно.

В розподільних мережах 6–10 кВ несиметричність спричиняється, як правило, наявністю потужних однофазних електроприймачів і трифазних електроприймачів з неоднаковим споживанням у фазах. До них відносяться дугові сталеплавильні печі, індукційні плавильні установки, різні нагрівні установки тощо. Крім того, несиметричні електроприймачі – це зварювальні апарати різної потужності. Тягові підстанції електрофікованого на змінному струмі транспорту є також потужним джерелом несиметричності.

У трифазній електричній мережі режим нейтралі обумовлений провідністю відносно точки відліку, як таку можна прийняти землю. Ємності між фазами створюють додаткові струми в них, не позначаючись на потенціалах мережі відносно землі. Сума струмів, що протікають в землю, відповідно до першого закону Кірхгофа дорівнює нулю. Якщо фазові напруги $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$, то одержуємо

$$\dot{U}_A(g_A + j\omega C_A) + \dot{U}_B(g_B + j\omega C_B) + \dot{U}_C(g_C + j\omega C_C) = 0,$$

де $g + j\omega C$ – провідність фаз.

Нульовій точці мережі (нейтралі) відповідає центр ваги трикутника напруг (рис. 7.8), для якої виконується умова

$$\dot{U}_{A0} + \dot{U}_{B0} + \dot{U}_{C0} = 0. \qquad (7.6)$$

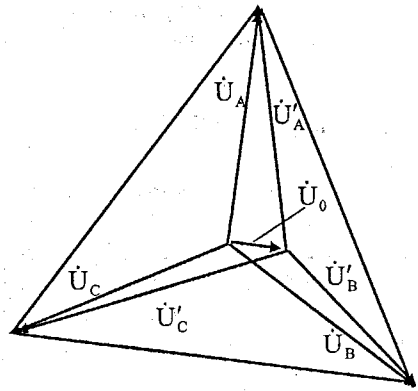


Рисунок 7.8 – Діаграма для визначення несиметрії напруг

У загальному випадку потенціал нульової точки відрізняється від потенціалу землі. Різниця цих потенціалів характеризує напругу нейтралі $\dot{U}_0$. Напруги фаз відносно землі рівні

$$\dot{U}_A = \dot{U}_{A0} + \dot{U}_0;\ \dot{U}_B = \dot{U}_{B0} + \dot{U}_0;\ \dot{U}_C = \dot{U}_{C0} + \dot{U}_0.$$

З урахуванням цього струми мережі на землю

$$I_0 = \sum U_{i0}(g_i + j\omega C_i) + \dot{U}_0\left[\frac{3}{r} + j\omega(C_A + C_B + C_C)\right] = 0.$$

Якщо ємності на землю С однакові, то перший член даного рівняння з урахуванням (7.6) рівний нулю. Тоді

$$\dot{U}_{нес} = 0$$

і нейтраль трифазної мережі симетрична відносно землі, отже, має потенціал землі.

Припустимо, що фазні напруги симетричні, а несиметрія є результатом різних за величиною ємностей відносно землі. Нехтуючи впливом активної провідності на струми фаз, одержуємо напругу зсуву нейтралі:

$$U_{нес} = U_ф \frac{j\omega C_A + a^2 j\omega C_B + aj\omega C_C}{j\omega(C_A + C_B + C_C) + (g_A + g_B + g_C)} =$$

$$= U_ф \frac{C_A + a^2 C_B + aC_C}{C_A + C_B + C_C} \cdot \frac{1}{1 - j\left[\frac{3g}{\omega}(C_A + C_B + C_C)\right]}. \qquad (7.7)$$

Другий множник рівняння (7.7) є ступенем відносної несиметрії мережі, обумовленої нерівністю ємностей фаз на землю ($\dot{u}_0 = \dot{U}_{нес}/\dot{U}_ф$). У

третьому члені (7.7) як уявна величина в знаменнику присутнє відношення активних та ємнісних провідностей

$$d = \frac{3g}{\omega(C_A + C_B + C_C)} = \frac{3g}{\omega C_0},$$

яке визначається у відносних одиницях або відсотках.

Якщо зіставити цю величину з відношенням активної провідності до ємності резонансного контура, то вона відповідатиме добротності кола, який стосовно системи нейтралі мережі прийнято називати коефіцієнтом заспокоєння мережі.

Оскільки через провідність відповідно протікають активний і ємнісний струми на землю, то через них можна виразити коефіцієнт заспокоєння

$$d = I_a / I_c .$$

З урахуванням цього несиметрія дорівнює

$$\dot{U}_{нес} = \dot{U}_ф \cdot \frac{\dot{u}_0}{(1 - jd)},$$

де $\dot{u}_0$ – ступінь несиметрії мережі, обумовленої відмінністю ємностей фаз.

Приблизно значення струмів через ємності повітряної мережі можна знайти за формулою:

$$I_c = (2{,}7 \div 3{,}3) U_л l \cdot 10^{-3} \text{ [А]},$$

де $U_л$ – лінійна напруга мережі, кВ; l – довжина ЛЕП, км.

Для ЛЕП без грозозахисного троса коефіцієнт дорівнює 2,7, для ЛЕП з тросом – 3,3. На ЛЕП з металевими опорами ємності збільшуються на 10 – 12%.

Ємнісний струм двоколової ЛЕП більше струму одноколової ЛЕП на 30 – 60% (залежно від розташування проводів: для горизонтального – 20%; для вертикального – 35 – 40%, ялинкою – 30%).

Зазвичай для повітряних мереж коефіцієнт демпфування дорівнює 3 – 5%, для кабельних мереж – 2 – 4% (за наявності кабелів з застарілою ізоляцією – до 10%). Якщо нейтраль ізольована, то вплив коефіцієнта заспокоєння незначний.

Для полегшення аварійного режиму електричної мережі з незаземленою нейтраллю використовується однофазний дросель з регульованим індуктивним опором, що вмикається між нейтраллю і землею (рис. 7.9), який називається дугогасильною котушкою.

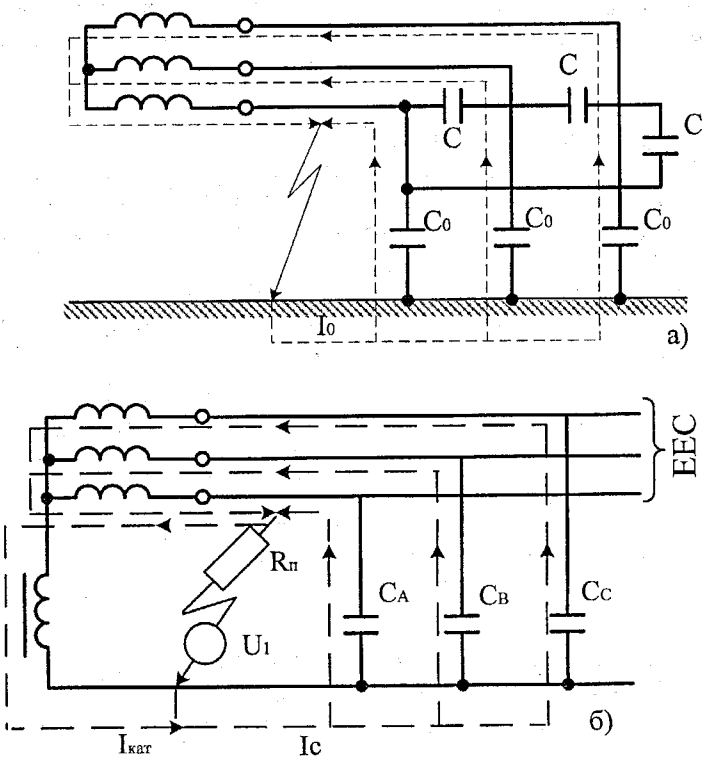


Рисунок 7.9 – Схема протікання ємнісних струмів під час замикання на землю для схеми без дугогасильної котушки а) та з нею б)

Дугогасильна котушка для струмів нульової послідовності утворює контур, що складається з послідовно з'єднаної індуктивності і сумарної ємності фаз відносно землі. У зв'язку з тим, що індуктивна і ємнісна провідності взаємно компенсуються, еквівалентна реактивна провідність може наближатися до нуля, а коло тоді поводиться як активний опір. Таким чином, індуктивність дугогасильної котушки в поєднанні з ємністю мережі утворює коло, що виконує роль послідовного резонансного контура. Контур має активний опор, що визначається зворотною активною провідністю ізоляції фаз ($3/r$) і втратами активної потужності в дугогасильній котушці і трансформаторі ($1/r_{кот}$).

Аналогічно (7.7), напруга несиметрії

$$\dot{U}_0 = U_\Phi \frac{j\omega C_A + a^2 j\omega C_B + aj\omega C_C}{j\omega(C_A + C_B + C_C) - j1/\omega L_{кот} + 1/R},$$

де $\frac{1}{R}=\left(\frac{1}{r_{кот}}\right)+\left(\frac{1}{r}\right)$.

Для співвідношення напруги зміщення нейтралі з фазною напругою отримуємо величину, яка називається ступенем зміщення нейтралі і визначається за формулою

$$u=\frac{\dot{U}_0}{U_\phi}=\frac{\dot{U}_0}{\frac{\omega(C_A+C_B+C_C)-1/\omega L_{кот}}{\omega(C_A+C_B+C_C)}-j\frac{1}{R\omega(C_A+C_B+C_C)}}.$$

Перший член знаменника, що є відношенням повної реактивної провідності контура до його ємнісної провідності, характеризує ступінь розстроювання контура (υ). При резонансному настроюванні, коли

$$\omega\sum_{i=1}^{3}C_i=1/\omega L_{кот},$$

розстроювання дорівнює нулю. Другий член знаменника, як і в (7.7), є коефіцієнтом демпфування мережі d. Отже, ступінь зміщення нейтралі можна виразити як

$$u=\dot{u}_0/(\upsilon-jd),$$

а абсолютні величини,

$$u=u_0/\sqrt{\upsilon^2-d^2};\ U_0=uU_\phi=U_{нес}/\sqrt{\upsilon^2+d^2}. \qquad (7.8)$$

Вираз для ступеня розстроювання можна записати у вигляді

$$\upsilon=1-\frac{1}{\omega L_{кот}\omega(C_A+C_B+C_C)}=1-k,$$

де k – відношення індуктивної провідності до ємнісної провідності мережі.

Ступені розстроювання і настроювання визначаються також і за відповідними струмами:

$$\upsilon=(I_c-I_{кот})/I_c \text{ і } k=I_{кот}/I_c. \qquad (7.9)$$

Якщо $\frac{1}{\omega L_{кот}}<\omega(C_A+C_B+C_C)$, то ступінь розстроювання позитивний і мережа працює з недокомпенсацією. Якщо $\frac{1}{\omega L_{кот}}=\omega(C_A+C_B+C_C)$, то настроювання резонансне. Якщо $\frac{1}{\omega L_{кот}}>\omega(C_A+C_B+C_C)$, то – негативне і мережа працює з перекомпенсацією. При $1/\omega L_{кот}=0$ мережа працює з ізольованою нейтраллю, а при $1/\omega L_{кот}=\infty$ – з глухо заземленою нейтраллю.

Розглянуті співвідношення виникають як в результаті зміни індуктивності при незмінній ємності мережі, так і при зміні ємності при

незмінній індуктивності дугогасильної котушки.

Коефіцієнти демпфування компенсованої мережі і мережі без дугогасильної котушки дещо різні, оскільки на цей коефіцієнт впливає додатковий опір $r_{кот}$. Відношення активної складової струму, що протікає через дугогасильну котушку, до реактивної складової

$$I_a / I_{кот} = \omega L_{кот} / r_0 = \Delta P_{\%} / 100,$$

де $\Delta P_{\%}$ – втрати активної потужності в котушці у відсотках від компенсуючої потужності.

Отже

$$r_{кот} = \omega L_{кот} (100 / \Delta P_{\%}).$$

Звичайно $\Delta P_{\%} = 1{,}5 \div 2\%$.

Для компенсованої мережі

$$d = \frac{1}{R\omega(C_A + C_B + C_C)} = \frac{3}{r\omega(C_A + C_B + C_C)} + \frac{1}{r_{кот}\omega(C_A + C_B + C_C)}.$$

Враховуючи (7.9), отримаємо

$$d' = d + pk.$$

При резонансному настроюванні ($k = 1$)

$$d' = d + k.$$

Отже, коефіцієнт демпфування компенсованої мережі більший ніж даний коефіцієнт для мережі без дугогасильної котушки на 1,5 – 2%.

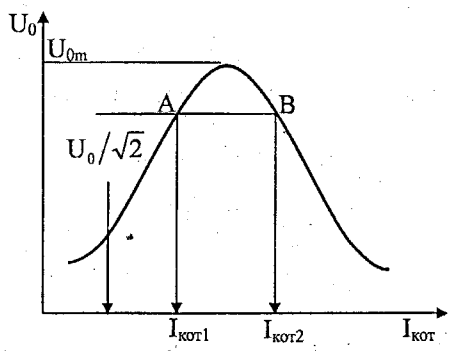


Рисунок 7.10 – Крива залежності U_0 від настроювання дугогасильної котушки

Характер залежності U_0 від настроювання дугогасильної котушки можна одержати експериментально у вигляді кривої (рис. 7.10), яка є резонансною. За нею можна одержати параметри режиму нейтралі мережі. Для цього проведемо лінію, паралельну осі абсцис з ординатою $\frac{U_{0m}}{\sqrt{2}}$. Точки перетину з резонансною кривою А і В відповідають струмам компенсації $I_{кот1}$ і $I_{кот2}$.

Розрізняють два види несиметричності: систематичну і випадкову. Систематична несиметричність обумовлена перівномірним постійним перевантаженням однієї з фаз, імовірнісна несиметричність відповідає непостійним навантаженням, коли в різний час перевантажуються різні фази в залежності від випадкових факторів.

Причиною несиметричності напруг, як відмічалося, може бути неодинаковість параметрів ліній електропередачі по фазах. Відомо, що для вирівнювання параметрів фаз ліній, застосовують транспозицію проводів. Але через те, що транспозиційні опори здорожують лінію, вони ненадійні і часто є джерелом аварій, на практиці іноді відмовляються від транспозиції або, що частіше, здовжують транспозиційні цикли. В результаті параметри фаз відрізняються, спад напруги в фазах буде різним і в кінці лінії напруги фаз відрізняються і за модулем, і за фазою.

В ЛЕП 330 кВ і вище для компенсації зарядної потужності і вирівнювання напруги вздовж лінії встановлюють шунтові пофазні реактори. Ці реактори, особливо на 750 кВ, не дуже надійні. При відмові одного з реакторів, на час його ремонту реактивна потужність однієї з фаз залишається не скомпенсованою, що призводить до того, що напруги фаз відрізняються. Ця "несиметрія" трансформується також в мережі нижчої напруги.

Причиною неповнофазної роботи елементів мереж 6–35 кВ з ізольованою або компенсованою нейтраллю може бути к.з. однієї фази на землю, коли мережа продовжує експлуатуватися якийсь час в такому стані. Такий режим роботи мережі дозволяє хоч і неякісно, але зберегти електропостачання споживачів. На практиці для зменшення струму к.з. на землю і, відповідно, зменшення несиметричності напруг фаз нейтраль трансформаторів заземляють через компенсаційний опір.

Як показано в п.1, несиметричність напруги впливає на продуктивність машин і механізмів і через те нормується. Для визначення коефіцієнта несиметричності напруги необхідно розраховувати усталений режим електричної мережі.

7.2.2 Розрахунок несиметричних режимів електричних мереж

Для аналізу несиметричних режимів можна застосовувати як метод симетричних складових, так і систему фазних координат. Для розрахунку у фазних координатах напруги і струми в будь-якому місці мережі мають відповідні фазні значення:

$$\dot{U} = \begin{Vmatrix} \dot{U}_a \\ \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{Vmatrix}; \quad \dot{I} = \begin{Vmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{Vmatrix}. \tag{7.10}$$

Розглянемо рівняння режиму для схеми ділянки трифазної лінії, кожна фаза якої характеризується деяким активним опором, опором

самоіндукції, а також взаємною індуктивністю, що є між даною і двома іншими фазами. Для даної ділянки лінії (рис. 7.11) справедливі рівняння

$$\left.\begin{aligned}\Delta\dot{U}_a &= \dot{I}_a Z_{aL} + \dot{I}_b Z_{ab} + \dot{I}_c Z_{ac}\\ \Delta\dot{U}_b &= \dot{I}_a Z_{ba} + \dot{I}_b Z_{bL} + \dot{I}_c Z_{bc}\\ \Delta\dot{U}_c &= \dot{I}_a Z_{ca} + \dot{I}_b Z_{cb} + \dot{I}_c Z_{cL}\end{aligned}\right\} \qquad (7.11)$$

або в матричній формі

$$\Delta\dot{U} = Z_{LM}\dot{I}. \qquad (7.12)$$

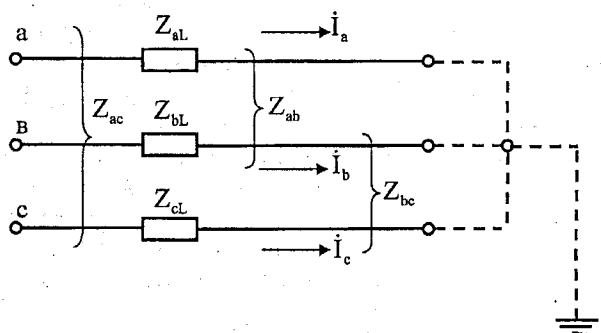


Рисунок 7.11 – Схема ділянки трифазної лінії

В рівняннях (7.11) і (7.12)

$Z_{ab} = Z_{ba}$; $Z_{ac} = Z_{ca}$; $Z_{cb} = Z_{bc}$

і матриця опорів ділянки лінії у фазних координатах

$$Z_{LM} = \begin{Vmatrix} Z_{aL} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bL} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cL} \end{Vmatrix}. \qquad (7.13)$$

Симетричний режим ділянки лінії на рис. 7.11 описується одним рівнянням (закон Ома)

$$\Delta\dot{U} = Z\dot{I}, \qquad (7.14)$$

де $\dot{I}$ – струм в лінії; Z – опір ділянки симетричної лінії; $\Delta\dot{U}$ – спад напруги на опорі Z.

Дійсно, якщо рівні опори фаз і взаємні індуктивності між ними, при симетричній системі фазних струмів система рівнянь (7.11) може бути замінена одним рівнянням (7.14). Порівнюючи (7.11) і (7.14), легко переконатися, що несиметричний режим ділянки лінії на рис. 7.11 описується системою трьох лінійних рівнянь замість одного рівняння для симетричного режиму. Цей факт можна розповсюдити і на складну електричну мережу з n незалежними вузлами. Режим такої мережі можна розрахувати, якщо розв'язати звичайні лінійні рівняння вузлових напруг

$$\Delta\dot{U} = Z_y \dot{I}, \qquad (7.15)$$

де розмірність векторів спаду напруги $\Delta\dot{U}$, струмів у вузлах $\dot{I}$ і матриці власних і взаємних вузлових опорів рівна $3n$, де n – число незалежних вузлів.

При розрахунку несиметричного режиму у фазних координатах кожен елемент, наприклад, вектор вузлових струмів $\dot{I}$, визначається (7.10), тобто містить комплекси фазних струмів. Відповідно кожен елемент матриці Z_y визначається (7.13), тобто містить активні опори, а також опори самоіндукції і взаємоіндукції.

Розрахунок несиметричного режиму у фазних координатах не застосовувався до використання ЕОМ, оскільки призводив до триразового збільшення розмірності розв'язуваної системи. В наш час у нас в країні і за кордоном розробляються методи розрахунку несиметричних режимів на ЕОМ у фазних координатах.

Проте найбільше поширення як до застосування ЕОМ, так і нині одержали розрахунки несиметричних режимів за допомогою методу симетричних складових.

При використанні методу симетричних складових параметри режиму визначаються в системі координат симетричних складових. Суть методу симетричних складових полягає в поданні будь-якої трифазної несиметричної системи величин у вигляді суми трьох симетричних величин. На рис. 7.12 зображені три симетричні системи стосовно розрахунку струму.

Струми фаз b і c можна виразити через струм фази a таким чином: для прямої послідовності (рис. 7.12, а)

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{b1} &= \dot{I}_{a1} e^{-j2\pi/3} = \dot{I}_{a1} e^{j4\pi/3} = \dot{I}_{a1} a^2 \\ \dot{I}_{c1} &= \dot{I}_{a1} e^{j2\pi/3} = \dot{I}_{a1} a \end{aligned}\right\} \qquad (7.16)$$

для зворотної послідовності (рис. 7.12, б)

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{b2} &= \dot{I}_{a2} e^{j2\pi/3} = \dot{I}_{a1} a \\ \dot{I}_{c2} &= \dot{I}_{a2} e^{j4\pi/3} = \dot{I}_{a1} a^2 \end{aligned}\right\}. \qquad (7.17)$$

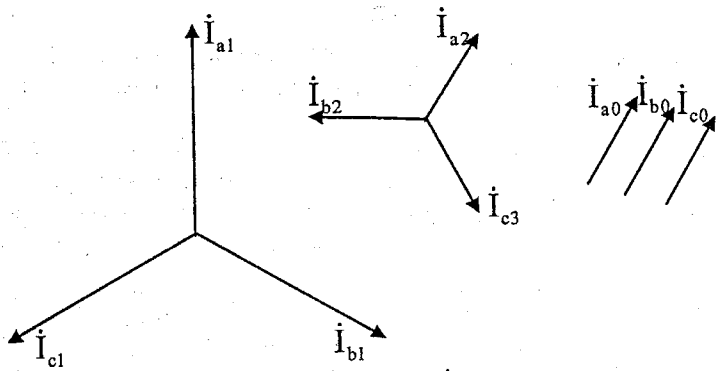


Рисунок 7.12 – Три симетричні системи струму

Відповідно до методу симетричних складових з урахуванням (7.16) і (7.17) трифазну несиметричну систему струмів $\dot{I}$ у виразі (7.10) можна подати у вигляді суми трьох симетричних величин:

$$\left.\begin{aligned}\dot{I}_a &= \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0}\\ \dot{I}_b &= \dot{I}_{b1} + \dot{I}_{b2} + \dot{I}_{b0} = a^2\dot{I}_{a1} + a\dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0}\\ \dot{I}_c &= \dot{I}_{c1} + \dot{I}_{c2} + \dot{I}_{c0} = a\dot{I}_{a1} + a^2\dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0}\end{aligned}\right\}. \qquad (7.18)$$

У матричній формі рівняння (7.18) мають вигляд

$$\begin{Vmatrix}\dot{I}_a\\ \dot{I}_b\\ \dot{I}_c\end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix}1 & 1 & 1\\ a^2 & a & 1\\ a & a^2 & 1\end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix}\dot{I}_{a1}\\ \dot{I}_{a2}\\ \dot{I}_{a0}\end{Vmatrix}$$

або

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{s}\dot{\mathbf{I}}_s, \qquad (7.19)$$

де

$$\mathbf{s} = \begin{Vmatrix}1 & 1 & 1\\ a^2 & a & 1\\ a & a^2 & 1\end{Vmatrix}.$$

Матриця **s** визначає перехід від системи координат симетричних складових до системи фазних координат.

Дана матриця має обернену:

$$\mathbf{s}^{-1} = \frac{1}{3}\begin{Vmatrix}1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\\ 1 & 1 & 1\end{Vmatrix}.$$

З (7.19) одержимо

$$\dot{\mathbf{I}}_s = \mathbf{s}^{-1}\dot{\mathbf{I}} \tag{7.20}$$

або

$$\left.\begin{aligned}
\dot{I}_{a1} &= \frac{1}{3}\left(\dot{I}_a + a\dot{I}_b + a^2\dot{I}_c\right)\\
\dot{I}_{a2} &= \frac{1}{3}\left(\dot{I}_a + a^2\dot{I}_b + a\dot{I}_c\right)\\
\dot{I}_{a0} &= \frac{1}{3}\left(\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c\right)
\end{aligned}\right\}. \tag{7.21}$$

Систему (7.21) можна легко одержати, якщо розв'язати рівняння (7.18). Матриця $\mathbf{s}^{-1}$, а також вирази (7.20) або (7.21) відображають перехід з фазних координат в симетричні.

За допомогою матриць перетворення $\mathbf{s}$ і $\mathbf{s}^{-1}$ можна одержати в системі координат симетричних складових рівняння закону Ома (7.11) або (7.12), раніше одержані в системі фазних координат.

Перехід від системи симетричних складових до фазних координат (7.19) справедливий і для таких параметрів режиму, як напруга і спад напруги:

$$\Delta\dot{\mathbf{U}} = \mathbf{s}\Delta\dot{\mathbf{U}}_s. \tag{7.22}$$

З урахуванням (7.19) і (7.22) вираз (7.12) можна записати в такому вигляді в системі симетричних координат:

$$\mathbf{s}\Delta\dot{\mathbf{U}}_s = \mathbf{Z}_{LM}\mathbf{s}\dot{\mathbf{I}}_s. \tag{7.23}$$

Звідси випливає, що

$$\Delta\dot{\mathbf{U}}_s = \mathbf{s}^{-1}\mathbf{Z}_{LM}\mathbf{s}\dot{\mathbf{I}}_s = \mathbf{Z}_s\dot{\mathbf{I}}_s, \tag{7.24}$$

де матриця опору ділянки лінії в системі симетричних координат $\mathbf{Z}_s$ визначається за матрицею опорів у фазних координатах $\mathbf{Z}_{LM}$ таким виразом

$$\mathbf{Z}_s = \mathbf{s}^{-1}\mathbf{Z}_{LM}\mathbf{s}. \tag{7.25}$$

За виразом, аналогічним (7.25) можна знайти і інші пасивні параметри мережі, наприклад, провідність віток в системі симетричних координат.

Система рівнянь (7.24) має ту ж розмірність, що і (7.12). Тому в загальному випадку під час урахування різних взаємних міжфазних індуктивностей, різних фазних активних опорів і опорів самоіндукції застосування симетричних складових не призводить до пониження розмірності систем рівнянь, що розв'язуються під час розрахунку усталеного режиму. Більше того, в цьому загальному випадку доводиться додатково визначати опори в симетричних координатах за виразом (7.25). Таким чином, параметри елементів мережі іноді простіше визначаються в системі фазних координат. Перевага методу симетричних складових

полягає в тому, що з його допомогою простіше визначаються показники несиметрії — складові зворотної і нульової послідовностей напруг і струмів. Це важливо, оскільки для перевірки вимог за якістю напруги відповідно до ГОСТ необхідно обчислити ці показники несиметрії. Друга перевага методу симетричних складових полягає в тому, що з його допомогою в деяких випадках можна виконувати розрахунок складових зворотної послідовності з більшою точністю, ніж у фазних координатах.

Складові зворотної послідовності в таких випадках мають невелике значення, тому визначення їх за результатами розрахунку в системі фазних координат, пов'язане з відніманням близьких за значенням величин, може привести до помітного зниження точності розрахунку.

Основна перевага методу симетричних складових полягає в пониженні розмірності розв'язуваної системи рівнянь під час розрахунку усталеного режиму в окремому, але практично важливому випадку, коли рівні взаємні міжфазні індуктивності, а також і фазні активні опори, і опори самоіндукції. Наприклад, під час дослідження режимів, спричинених несиметричними навантаженнями, можна не зважати на відмінність опорів взаємної індукції між фазами і прийняти власні опори фаз однаковими.

В цьому випадку в (7.13) $Z_L = Z_{aL} = Z_{bL} = Z_{cL}$ – власні опори фаз; $Z_M = Z_{ba} = Z_{ac} = Z_{ca} = Z_{bc} = Z_{cb} = Z_{ab}$ – середній взаємний опір фаз.

При цьому з (7.25), (7.23) випливає

$$\mathbf{Z}_s = \mathbf{s}^{-1} \begin{Vmatrix} Z_L & Z_M & Z_M \\ Z_M & Z_L & Z_M \\ Z_M & Z_M & Z_L \end{Vmatrix}, \tag{7.26}$$

де

$$Z_1 = Z_2 = Z_L - Z_M \tag{7.27}$$

$$\text{і } Z_0 = Z_L + 2Z_M. \tag{7.28}$$

Вираз (7.24) можна записати в такому вигляді:

$$\Delta\dot{\mathbf{U}}_s = \begin{Vmatrix} \Delta\dot{U}_{a1} \\ \Delta\dot{U}_{a2} \\ \Delta\dot{U}_{a3} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} Z_1 & 0 & 0 \\ 0 & Z_2 & 0 \\ 0 & 0 & Z_0 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \\ \dot{I}_{a0} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \dot{I}_{a1} Z_1 \\ \dot{I}_{a2} Z_2 \\ \dot{I}_{a0} Z_0 \end{Vmatrix}. \tag{7.29}$$

З (7.29) випливає, що в даному окремому випадку замість системи з трьох рівнянь (7.24) можна розв'язувати незалежно по рівнянню для кожної послідовності, тобто порядок розв'язуваної системи знижується в три рази. Іншими словами, спад напруги всіх трьох послідовностей визначається в даних умовах лише струмами тих же послідовностей а, отже, режим визначається не системою рівнянь, як в загальному випадку (7.24), а трьома незалежними рівняннями. Опорами прямої, зворотної і нульової послідовностей називають коефіцієнти пропорційності між

спадом напруги і струмом однієї і тієї ж послідовності. Для лінії $Z_1 = Z_L - Z_M$ – опір прямої послідовності; $Z_2 = Z_L - Z_M$ – опір зворотної послідовності; $Z_0 = Z_L + 2Z_M$ – опір нульової послідовності, причому $Z_1 = Z_2 \neq Z_0$.

Взаємна незалежність рівнянь (7.29) свідчить про принципову можливість незалежного розрахунку режимів, складених з опорів прямої, зворотної і нульової послідовностей. Така можливість і визначає доцільність розрахунків несиметричних режимів в системі координат симетричних складових при рівності фазних опорів схеми. При знайдених фазних струмах і напругах, що характеризують несиметричний режим, активні потужності в будь-якій і-й вітці схеми визначаються

$$P_i = \mathrm{Re}\left(\dot{U}_{ia} \overset{*}{\dot{I}}_{ia} + \dot{U}_{ib} \overset{*}{\dot{I}}_{ib} + \dot{U}_{ic} \overset{*}{\dot{I}}_{ic} \right). \qquad (7.30)$$

Ці ж потужності можуть бути знайдені і за результатами розрахунку в системі координат симетричних складових. Можна показати, що

$$P_i = 3\mathrm{Re}\left(\dot{U}_{ia1} \overset{*}{\dot{I}}_{ia1} + \dot{U}_{ia2} \overset{*}{\dot{I}}_{ia2} + \dot{U}_{ia0} \overset{*}{\dot{I}}_{ia0} \right). \qquad (7.31)$$

Раніше розглянуті рівняння закону Ома для ділянки трифазної лінії. Всі наведені вище міркування справедливі для рівнянь усталеного режиму складної трифазної мережі, в якій, наприклад, є несиметричні навантаження. Для такої мережі можна записати аналогічно (7.29) рівняння вузлових напруг незалежно для кожної в такому вигляді:

$$\left.\begin{aligned} \dot{\mathbf{U}}_1 &= \mathbf{Z}_{y1}\dot{\mathbf{I}}_1; \\ \dot{\mathbf{U}}_2 &= \mathbf{Z}_{y2}\dot{\mathbf{I}}_2; \\ \dot{\mathbf{U}}_0 &= \mathbf{Z}_{y0}\dot{\mathbf{I}}_0. \end{aligned}\right\} \qquad (7.32)$$

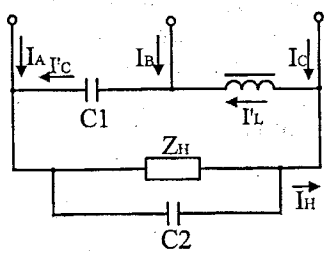
де $\dot{\mathbf{U}}_1, \dot{\mathbf{U}}_2, \dot{\mathbf{U}}_0$, $\dot{\mathbf{I}}_1, \dot{\mathbf{I}}_2, \dot{\mathbf{I}}_0$ – вектори вузлових напруг і вузлових струмів відповідно прямої, зворотної і нульової послідовностей; $\mathbf{Z}_{y1}, \mathbf{Z}_{y2}, \mathbf{Z}_{y0}$ – матриці власних і взаємних опорів прямої, зворотної і нульової послідовностей.

Аналогічно можна записати лінійні рівняння усталеного режиму складної трифазної мережі в інших формах (з матрицею вузлових провідностей $\mathbf{Y}_y$ або при $\dot{U}_б \neq 0$) у вигляді трьох незалежних систем вузлових рівнянь для кожної з послідовностей. Основна перевага методу симетричних складових при розрахунках на ЕОМ полягає в можливості, при рівності взаємних міжфазних активних опорів і опорів самоіндукції, незалежно вирішувати систему рівнянь для кожної з послідовностей. Це дає можливість в 3 рази знизити порядок розв'язуваної системи, тобто зменшити час розрахунку і необхідну пам'ять.

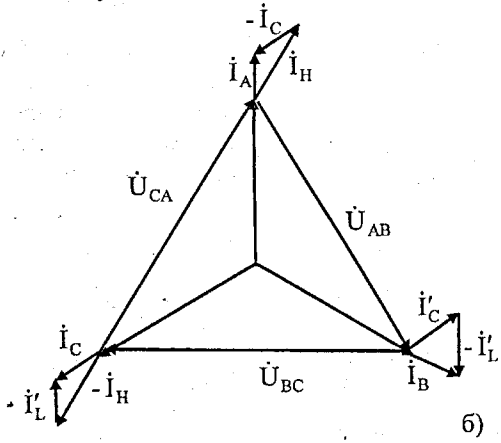
7.2.3 Симетрування напруги в електричних мережах

Симетрування напруг в мережі зводиться до компенсації струму і напруги зворотної послідовності. При стабільному графіку навантажень зниження систематичної несиметрії напруг в мережі може бути досягнуте вирівнюванням навантажень фаз шляхом перемикання частини навантаження з перевантаженої фази на недовантажену. Раціональний перерозподіл навантажень не завжди дозволяє знизити коефіцієнт несиметрії напруг до допустимого значення (наприклад, коли частина потужних однофазних електроспоживачів працює за умовами технології не весь час, а також при профілактичних і капітальних ремонтах). У цих випадках необхідно застосовувати спеціальні симетрувальні пристрої. Відоме значне число схем симетруваня пристроїв, частина з них виконується керованими залежно від характеру графіка навантаження.

Для симетрування однофазних навантажень застосовується схема, що складається з індуктивності і ємності (див. рис. 7.13). Навантаження і увімкнена паралельно їй ємність вмикаються на лінійну напругу. На дві інших лінійних напруги вмикаються індуктивність і ще одна ємність.



а)



б)

Рисунок 7.13 – Симетрувальний пристрій за схемою Штейнметца а) і його векторна діаграма б)

Для симетрування дво- і трифазних несиметричних навантажень застосовується схема з неоднаковими потужностями БК, увімкненими в трикутник (див. рис. 7.14). Іноді застосовують симетрувальні пристрої з спеціальними трансформаторами і автотрансформаторами. Оскільки симетрувальні пристрої складаються з БК, доцільно застосовувати такі схеми, в яких одночасно симетрується режим і генерується реактивна потужність з метою її компенсації. Пристрої для одночасного симетрування режиму і компенсації реактивної потужності перебувають у стадії розроблення.

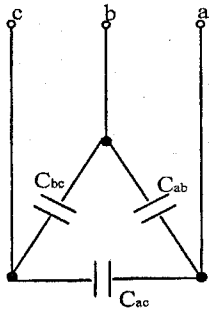


Рисунок 7.14 – Симетрувальний пристрій на основі конденсаторів

Зниження несиметрії в чотирипровідних міських мережах 0,38 кВ можна здійснювати шляхом зменшення струму нульової послідовності I_0 і зниження опору нульової послідовності Z_0 в елементах мережі. Зменшення I_0 в першу чергу досягається перерозподілом навантажень. Вирівнювання навантажень досягається використанням мереж, в яких все або частина трансформаторів працюють паралельно на стороні НН. Зниження Z_0 можна легко здійснити для повітряних лінії 0,38 кВ, які звичайно споруджуються в районах з малою щільністю навантаження. Доцільність зменшення Z_0 для кабельних ліній, тобто збільшення перерізу нульового проводу, повинна бути спеціально обґрунтована відповідними техніко-економічними розрахунками.

Суттєвий вплив на несиметрію напруг в мережі має схема з'єднання обмоток розподільного трансформатора (РТ) 6–10/0,4 кВ. Більшість РТ, встановлених в мережах, мають схему зірка – зірка з нулем (Y/Y$_0$). Такі РТ дешевші, але у них велике Z_0. Для зниження несиметрії напруг, що спричиняється РТ, доцільно застосовувати схеми з'єднання трикутник–зірка з нулем (Δ/Y$_0$) або зірка–зигзаг (Y/Z) (див. рис. 7.15). Найсприятливіше для зниження несиметрії застосування схеми зірка–зигзаг Y/Z. Розподільні трансформатори з таким з'єднанням дорожчі і виготовлення їх більш трудомістке. Тому їх треба застосовувати при великій несиметрії, обумовленою несиметрією навантажень і Z_0 ліній.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах на підставі нерівності

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3I_{сер}^2,$$

але й створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нульовому проводу (рисунок 7.16).

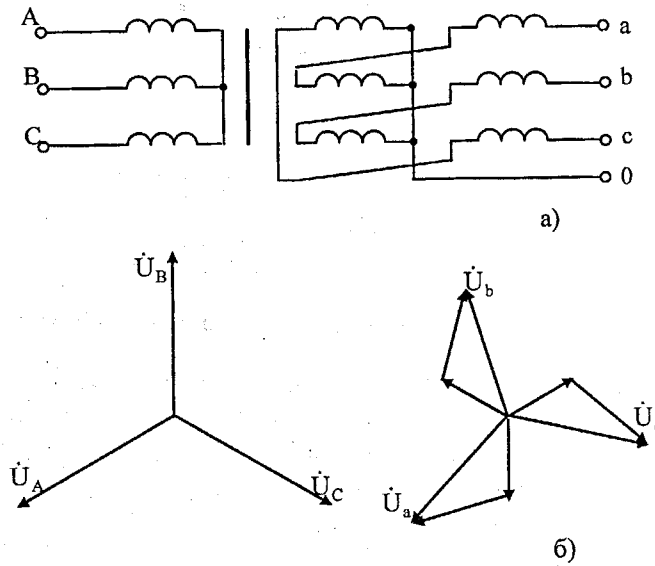


Рисунок 7.15 – З'єднання обмоток трансформатора зірка/зигзаг з виведеною нульовою точкою а) і векторна діаграма напруг б)

Зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної несиметрії (нерівномірного розподілу навантажень по фазах) δW у мегават-годинах визначається за формулою:

$$\delta W = \Delta W \cdot m \cdot (K_{н1} - K_{н2}),$$

де ΔW – втрати електроенергії в електричній мережі за рівномірного завантаження фаз, МВт-год; $K_{н1}$, $K_{н2}$ – коефіцієнти систематичної несиметрії до і після симетрування; m – кількість проводів у фазі.

Квадрат коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз й ділянки дорівнює:

$$N_i^2 = \frac{I_{Ai}^2 + I_{Bi}^2 + I_{Ci}^2}{3I_{сер,i}^2},$$

де I_A, I_B, I_C – середні значення струмів фаз за період з 17 до 23 год (не менше трьох вимірів); $I_{сер}$ – їхнє середнє значення.

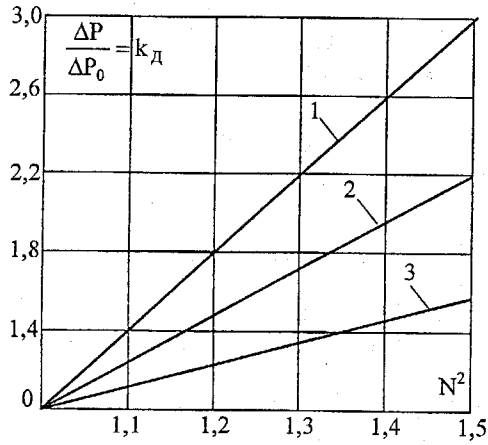


Рисунок 7.16 – Залежність втрат потужності в електричних мережах до 1000 В від коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз для ліній:
1 – чотирипровідної з нейтральним проводом і $R_{nm} = 2R_ф$; 2 – чотирипровідної з нейтральним проводом і $R_{nm} = R_ф$; 3 – трипровідної без нейтрального проводу

Збільшення втрат потужності у функції коефіцієнта нерівномірності оцінюється коефіцієнтом несиметрії, що визначається для чотирипровідної електричної мережі за формулою:

$$k_{несі} = N_i^2\left(1+1{,}5\frac{R_N}{R_ф}\right) - 1{,}5\frac{R_N}{R_ф},$$

де $\frac{R_N}{R_ф}$ – відношення опорів нульового і фазного проводів. При цьому для і-ї ділянки двопровідної лінії $k_{несі} = 1$, а для трипровідної $k_{несі} = N_i^2$.

Перерозподіл навантаження в електричній мережі необхідно робити, якщо середнє за зазначений період значення струму на головній ділянці нульового проводу становить більше 15 А для електричних мереж сільськогосподарського призначення.

Контрольні запитання

1. Які причини виникнення вищих гармонік ви знаєте?
2. Способи зменшення несинусоїдності, їх характеристика.
3. Фільтри, використання їх для зменшення несинусоїдності.
4. Особливості алгоритму дослідження розповсюдження гармонік.
5. Види несиметрії та причини її виникнення.
6. Методи розрахунку несиметричних режимів електричних мереж.

ЛІТЕРАТУРА

1. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 1998.

2. Аберсон М. Л. Оптимизация регулирования напряжения. – М.: Энергия, 1975. – 160 с.

3. Баркан Я. Д. Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.

4. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем. – М.: Высшая школа, 1990. – 304 с.

5. Веников В. А., Идельчик В. И., Лисеев М. С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 214 с.

6. Воротницкий В. Э., Лежнюк П. Д., Серова И. А., Стан В. В. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях. РД 34.46.504-90. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1990. – 36 с.

7. Дж. Арриллага, Д. Бредли, П. Боджер. Гармоники в электрических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.

8. Электрические системы. Электрическе сети / Под ред. Веникова В. А., Строева В. А. – М.: Высшая школа, 1998.

9. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.

10. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1885. – 224 с.

11. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

12. Лежнюк П. Д., Кулик В. В. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с.

13. Маркушевич Н. С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 104 с.

14. Мокин Б. И., Выговский Ю. Ф. Автоматические регуляторы в электрических сетях. – Киев: Техника, 1985. – 104 с.

15. Овчаренко Н. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: НЦ ЭНАС, 2001. – 504 с.

16. Порудоминский В. В. Устройства переключения трансформаторов под нагрузкой. – М.: Энергия, 1974. – 288 с.

17. Хабигер Э. Электромагнитная совместимость. Основы ее обеспечения в технике. – М.: Энергоатомиздат, 1995.

18. Шидловский А. К., Кузнецов В. Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев: Наукова думка, 1985. – 268 с.

19. Якобсон И. А. Наладка и эксплуатация переключающих устройств сисловых трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.

СЛОВНИК ТЕРМІНІВ

1. Автоматичне вмикання резерву	*Automatic reserve enclosing*
2. Автоматичне повторне ввімкнення	*Automatic reclosing*
3. Автоматичне регулювання збудження	*Automatic regulation of excitation*
4. Автоматичне частотне розвантаження	*Automatic frequency unloading*
5. Автотрансформатор	*Autotransformer*
6. Активна потужність	*Active power*
7. Асинхронний двигун	*Asynchronous engine*
8. Відхилення напруги	*Deflection of voltage*
9. Відхилення частоти	*Deflection of frequency*
10. Вітка електричного кола	*Branch of electric circuit*
11. Втрата напруги в елементі мережі	*Loss of voltage in the element of power system*
12. Гармоніка напруги (струму)	*Harmonic curve of voltage (current)*
13. Двоколова повітряна лінія змінного струму	*Two-circuit transmission line of alternative current*
14. Джерело реактивної потужності	*Source of reactive power*
15. Диспетчерське керування	*Dispatcher's management*
16. Допустимий рівень завад	*Admissible level of barrier*
17. Електроенергетична система	*Electro-power system*
18. Електромагнітна завада	*Electromagnetic hindrance*
19. Електромагнітна сумісність	*Electromagnetic hindrance*
20. Зона нечутливості	*Area of insensitivity*
21. Індуктивна завада	*Inductive barrier*
22. Коливання напруги	*Oscillation of voltage*
23. Компенсація реактивної потужності	*Balance of reactive power*
24. Конденсаторна батарея	*Condenser battery*

25. Лінія електропередачі	*Electric transmission line*
26. Небаланс активної потужності	*Unbalance of active power*
27. Несиметрія напруги	*Asymmetry of voltage*
28. Несинусоїдність напруги	*Nonsinusoidation of voltage*
29. Номінальна напруга	*Nominal voltage*
30. Повна потужність	*Full power*
31. Показники якості електроенергії	*Indexes of quality of electric power*
32. Провали напруги	*Failures of voltage*
33. Пряма компенсація реактивної потужності	*Direct compensation of reactive power*
34. Пряма (зворотна, нульова) послідовність	*Positive (negative, zero) sequence*
35. Реактивна потужність	*Reactive power*
36. Регулювання напруги	*Arrangement of voltage*
37. Регулювання напруги трансформаторів	*Arrangement of voltage of transformers*
38. Силовий трансформатор	*Power transformer*
39. Синхронний генератор	*Synchronous generator*
40. Синхронний компенсатор	*Synchronous compensator*
41. Споживач електроенергії	*Consumer of electric power*
42. Система електропостачання	*Electro-supplying system*
43. Струм вищих гармонік	*Higher harmonics' current*
44. Тимчасова перенапруга	*Temporary overstrain*
45. Усталений режим	*Steady-state behavior*
46. Центр живлення	*Supplying center*
47. Якість електричної енергії	*Quality of electric energy*

Навчальне видання

Петро Дем'янович Лежнюк
Вячеслав Олександрович Комар

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготовлено В. О. Комаром

Редактор О. Д. Скалоцька

Підписано до друку 31.03.2010.
Формат 29,7х42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різографічний. Ум. друк. арк. 10,9.
Наклад 200 прим. Зам. № 2010-056.

Вінницький національний технічний університет,
науково-методичний відділ ВНТУ.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.