

## РЕФЕРАТ

Магістерська робота містить 77 сторінок, 11 рисунків, 3 таблиці та 23 бібліографічних найменувань за переліком посилань.

Розглянуто: структура втрат електроенергії в міських розподільчих мережах 6-10/0.4 кВ, заходи щодо зменшення втрат у розподільчих мережах.

Показані властивості джерел і споживачів реактивної потужності, дана характеристика реактивної потужності,

Приведені заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності. Показана класифікація компенсувальних пристроїв. Розглянуті способи використання конденсаторних батарей для компенсації реактивної потужності та приведен розрахунок потужностей компенсуючих пристроїв мереж.

**Ключові слова:** електричні мережі, електроенергія, розподільчі мережі, втрати, реактивна потужність, компенсація реактивної потужності, компенсуючі пристрої.

## ABSTRACT

The master's thesis contains 77 pages, 11 figures, 3 tables and 23 bibliographic entries in the list of references.

Considered: the structure of electricity losses in urban distribution networks of 6-10/0.4 kV, measures to reduce losses in distribution networks.

The properties of sources and consumers of reactive power are shown, the characteristic of reactive power is given,

Measures to reduce reactive power consumption are given. The classification of compensating devices is shown. Methods of using capacitor banks for reactive power compensation are considered, and the power calculation of network compensating devices is given.

**Key words:** electrical networks, electricity, distribution networks, losses, reactive power, compensation of reactive power, compensating devices.

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ РЕЖИМІВ РОБОТИ МІСЬКИХ МЕРЕЖ.....	9
1.1 Структура втрат електроенергії в міських розподільчих мережах 6-10/0,4 кВ.....	9
1.2 Заходи щодо зменшення втрат у розподільчих мережах.....	12
1.3 Режимні заходи щодо зменшення втрат в мережах 6–10/0,4 кВ.....	14
РОЗДІЛ 2 ВЛАСТИВОСТІ ДЖЕРЕЛ І СПОЖИВАЧІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	21
2.1 Характеристика реактивної потужності.....	21
2.2 Обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності...	23
2.3 Джерела і приймачі реактивної потужності.....	27
РОЗДІЛ 3 СПОСОБИ І ЗАСОБИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	37
3.1 Заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності.....	37
3.2 Пристрої компенсації реактивної потужності.....	41
РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТЕЙ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ МЕРЕЖ.....	64
4.1 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах напругою до 1 кВ.....	65
4.2 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення напругою 6-10 кВ.....	69
4.3 Визначення потужностей батарей конденсаторів в мережах напругою вище 1 кВ.....	71
ВИСНОВКИ.....	73
ЛІТЕРАТУРА.....	74
ДОДАТОК А.....	77

## ВСТУП

В даний час проблема компенсації реактивної потужності у споживачів є актуальною темою. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання.

Розробка і проектування схеми електромережі / електроустановки споживача ставить перед проектувальником широкий перелік завдань. Однією з основних завдань є завдання забезпечення безпеки, в тому числі і шляхом підвищення надійності електроустановки та якості споживаної електричної енергії. Серед заходів по оптимізації використання електроенергії споживачем варто виділити заходи спрямовані на підвищення коефіцієнта потужності. Якщо розглядати ці заходи з раціональної точки зору, то зміна коефіцієнта потужності мережі всього з 0,8 до 0,97 (ідеальний випадок – найчастіше початковий коефіцієнт потужності не більше 0,6), то загальні витрати на споживану електроенергію скоротяться на 4 - 5 % від загальної витрати. В даному випадку ці цифри свідчать не тільки про економію коштів на споживану електроенергію і про підвищення енергоефективності виробництва, а й про поліпшення непрямого впливу на екологію шляхом економії природних ресурсів і зниження витрат на обладнання. Саме виникнення реактивної потужності, як поняття, обумовлено рівнем сучасного розвитку промисловості, а саме великою кількістю електричних машин в сучасних мережах. Відомо, що повна потужність має дві складові – активну потужність, які безпосередньо виконують роботу і реактивну – необхідну для активації магнітних полів електричних машин. Реактивна потужність відбирається споживачем з мережі і знижує коефіцієнт потужності і ККД електроустановки. Тобто, чим нижче коефіцієнт потужності, тим вище буде індуктивний реактивний компонент по відношенню до активного компоненту і навпаки. Для вирішення проблеми реактивної потужності можуть використовувати процес

примусового виробництва реактивної енергії шляхом використання батарей спеціальних (косинусного) конденсаторів або синхронних компенсаторів. Конденсатори зрушують ток, по фазі на 180% з фази з індуктивним реактивним струмом. Обидва струму підсумовуються алгебраїчно таким чином, що циркулює реактивним струмом установки є реактивний струм, який дорівнює різниці між індуктивним і ємнісним струмами.

**Метою дослідження** є аналіз підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж міст шляхом зменшення втрат потужності при компенсації реактивної потужності в низьковольтних мережах.

В роботі розглядаються такі питання:

- особливості режимів роботи міських мереж;
- властивості джерел і споживачів реактивної потужності;
- способи і засоби компенсації реактивної потужності;
- розрахунок потужностей компенсуючих пристроїв мереж
- аналіз проблемних питань в розподільних електричних мережах міст

та можливі шляхи їх вирішення.

**Об'єкт дослідження.** Процес компенсації реактивної потужності та зменшення втрат в міських електричних низьковольтних мережах.

**Предмет дослідження.** Міські електричні мережі низької потужності.

**Методи дослідження** теоретичний аналіз і систематизація науково-теоретичних і методичних джерел; чисельні методи; методи обробки та інтерпретації даних.

## РОЗДІЛ 1

### ОСОБЛИВОСТІ РЕЖИМІВ РОБОТИ МІСЬКИХ МЕРЕЖ

#### 1.1 Структура втрат електроенергії в міських розподільчих мережах 6-10/0,4 кВ

Втрата електричної енергії в міських електромережах є найважливішим показником їх роботи, візуальний показник стану системи обліку електроенергії, ефективної роботи енергопостачальної організації.

Розподільчі мережі 6-10/0,4 кВ, є завершальною ланкою системи, яка забезпечує споживачам електроенергією. Їх працездатність в значній мірі визначає надійність, ефективність і якість роботи в цілому всього електроенергетичного комплексу.

Проблема зменшення втрат електроенергії в електричних мережах залишається актуальною і сьогодні, оскільки визначає ефективність будь-якого електромережевого підприємства, де критерієм такої ефективності є зменшення кількості втрат в передачі і розподілі електроенергії [1].

Втрати потужності є невід'ємним продуктом у виробництві, передачі та розподілі електроенергії [2]. Проблема зниження втрат електроенергії в електромережах всіх класів напруг була завжди і являлася основною проблемою передачі та розподілу електроенергії. В умовах ринкової економіки, де величина втрат електроенергії має особливо важливе значення, через те, що прямо зв'язана з собівартістю виробництва та передачі, тарифами на електроенергію, енергозбереженням та іншими характеристиками, які визначають ефективність діяльності, як підприємств електроенергетичної галузі, так і інших галузей промисловості [2].

Будь-які заходи спрямовані першочергово або опосередковано для зниження втрат електроенергії, в них ефект може бути отриманий за

допомогою технічного переозброєння, збільшення пропускної здатності, реконструкції та підвищення надійності електричних мереж.

Схеми електропостачання міських мереж 6-10/0,4 кВ відрізняються від схем електропостачання промислових підприємств. Сучасна практика показує, що в основному в міських розподільчих мережах, схеми електропостачання виконуються на радіальному типу з двостороннім живленням, відкритою перемичкою і автоматичним вимикачем резерву (АВР) [2].

Містобудування вимагає відповідного розвитку розподільчих мереж електропостачання, які є важливим елементом системи електропостачання будь-якого населеного пункту.

На даний час у містах України і, зокрема, в місті Суми є безпрецедентний обсяг індивідуального житлового будівництва, яке має значне навантаження на мережу. Через велику площу житла і з економічних міркувань, постачання електроенергії в основному забезпечується за допомогою кабельних ліній.

Основний ефект у зниженні технічних втрат електроенергії може бути отриманий за рахунок технічного переоснащення, реконструкції, збільшення пропускної здатності в лініях, надійності роботи електричних мереж і збалансованості режимів роботи, тобто шляхом запровадження дуже економічно затратних заходів. Дані заходи не тільки матеріально затратні, а і в деякому сенсі складні для реалізації і впровадження та ще й вимагають значних затрат часу [3].

Забудова нових районів обумовлює необхідність відповідного розвитку міських розподільчих мереж електропостачання, які є найважливішим елементом системи електропостачання будь-якого населеного пункту. Але сучасні темпи розвитку в сферах економіки, промисловості, будівництва нових житлових будинків, торгових центрів та інфраструктури міста загалом наклало свій відбиток на подальший розвиток електричних мереж, і при цьому склався ряд особливостей, характерний тільки для міських мереж.

Територія міста в основному забудовується з урахуванням тільки вигідного місцезнаходження земельних ділянок. До житлових масивів прибудована значна кількість універмагів, підприємств малого та середнього бізнесу, розважальні заклади. Проектування та наступне за ним будівництво нових встигає за темпами новобудов, і до всього цього потрібно додати щорічний приріст електроспоживання до існуючого навантаження.

Рівень втрат від перетікання реактивної потужності в елементах електричної мережі досягає 30-40 % від втрат активної потужності, що становить близько 9-10 %. По даним [4], реактивна потужність в режимах найбільших навантажень при нормальних умовах роботи мережі приблизно в два рази перевищує сумарну встановлену активну потужність генераторів електростанцій.

В даний час у містах реактивна потужність яка споживається, становить близько 60-70 % від максимальної активної потужності навантаження і має тенденцію подальшого росту. Таке збільшення індукційного навантаження пов'язано з появою побутових і технологічних електроприймачів нового покоління, з великим питомим споживанням реактивної потужності.

У розподільчих мережах комунально-побутових користувачів, що містять переважно однофазне, яке змінюється по індивідуальному режиму навантаження, пристрої КРП в даний час використовуються дуже рідко. Але враховуючи, що за останнє десятиліття споживання електроенергії на 1 м<sup>2</sup> міського житлового сектору збільшився приблизно втричі, середня статистична потужність силових трансформаторів мереж міської інфраструктури досягла 325 кВА, а зона використання їх трансформаторної потужності змістилася у бік збільшення і знаходиться в межах 250-400 кВА, то необхідність використання КРП дуже очевидна.

В даний час сучасні міста мають безпрецедентне збільшення індивідуального житлового будівництва, яке має значне навантаження в електричних мережах. Тому з цього слідує, що і втрати в міських



електричних мережах 6-10/0,4 кВ збільшилися. Також частка споживання реактивної потужності складає 60-70 % від максимальної активної потужності навантаження яка споживається і постійно зростає. Тому заходи направлені на зменшення втрат сьогодні є більш необхідним, ніж будь-коли.

## 1.2 Заходи щодо зменшення втрат у розподільчих мережах

Типовий перелік заходів щодо зменшення втрат електроенергії в електричних мережах досить добре відомий і включений в галузеву інструкцію.

Існує три обов'язкові умови, при яких дії, спрямовані на зменшення втрат, можуть вважатися заходом по зниженню втрат [3].

*Перша умова.* До заходів зі зменшення втрат відносяться лише ті заходи, які зменшують втрати в мережі та обладнанні, які і спочатку працюють за нормальних технічних умов. Приведення умов до технічно допустимих меж не є заходом зі зменшення втрат.

*Друга умова* полягає в тому, що захід не має негативного впливу на безпеку персоналу, на якість виконання їх обов'язків, надійність електропостачання та якості електроенергії яка постачається.

*Третя умова* полягає у виконанні конкретної роботи саме з метою зменшення втрат.

З метою підвищення економічної ефективності електричних мереж здійснюються різні заходи для зменшення втрат електроенергії, як на етапі експлуатації, так і на стадії проектування [3]. На стадії експлуатації виконується оптимізація режимів роботи за допомогою різноманітних методів, серед яких часто застосовується оптимізація усталених режимів по напрузі і перерозподілу потоків реактивної та активної потужності в неоднорідних замкнутих мережах.

Одним з найефективніших заходів щодо зменшення втрат є компенсація реактивної потужності в електричних мережах. Економічних ефект від цих заходів очевидний.

Використання установок компенсації реактивної потужності (УКРП) дозволяє:

- знизити рівень втрат електроенергії в мережі;
- розвантажити лінії електропередач, силові трансформатори і розподільчі пристрої;
- підвищити якість електричної енергії в мережі;
- знизити витрати на оплату електроенергії та загальні витрати на енергоресурси;
- підключити додаткове активне навантаження, без збільшення потужності силового трансформатора і без збільшення перерізу силового кабелю;
- подовжити термін служби електрообладнання.

Економічний ефект від використання УКРП виражається в значній економії енергетичних ресурсів підприємствами, зниженням витрат на ремонт і аварійні ситуації, а також збільшення пропускної здатності лінії шляхом зменшення частки реактивної потужності в мережі.

Основними факторами, що впливають на втрату електроенергії, є:

- завантаження ліній електропередач;
- обмінний потік потужності;
- ступінь компенсації потоків реактивної потужності;
- ступінь наближення режиму до оптимального;
- рівень автоматизації супроводу режиму мережі.

На даний момент часу майже скрізь спостерігається ріст абсолютних і відносних втрат електроенергії при одночасному зменшенню відвантаження в мережу. На думку міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при передачі та її розподілі в електричних мережах більшості країн може вважатися задовільною, якщо вони не перевищують 4-5 %. Втрати

електроенергії на рівні 10% можна вважати максимально допустимими з точки зору фізики передачі електроенергії по мережах. Так як сьогодні цей рівень виріс у  $1,5 \div 2$ , а для окремих підприємств електроенергетики – навіть в 3 рази, очевидно, що на тлі поточних змін в господарчому механізмі, енергетичного сектору, криза економіки в країні, проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила своєї актуальності, а навпаки вийшла в одне з завдань забезпечення фінансової стабільності організацій [4].

### **1.3 Режимні заходи щодо зменшення втрат в мережах 6–10/0,4 кВ**

Основним критерієм перед початком процесу оптимізації є існування первинного допустимого по напрузі режиму [5].

Алгоритм складається з двох наступних логічних блоків, перший забезпечує визначення допустимого по напрузі режиму, а другий оптимізацію режиму розподільчих мереж. Режим який встановився вважається допустимим, якщо у всіх його вузлах живлення 6 (10) і вузлах 0,4 кВ трансформаторів споживача 6 (10)/0,4 кВ відхилення напруги знаходиться в межах  $\pm 5\%$  від номінального. При відсутності вихідного допустимого режиму, його визначення здійснюється за допомогою першого блоку розрахунку допустимого режиму, який складається з трьох під блоків, з яких перший робить знаходження допустимого режиму за рахунок регулювання відгалужень трансформаторів 6 (10) кВ. Другий блок встановленням конденсаторних батарей в трансформаторних вузлах 6 (10) кВ. Третій блок здійснює регулювання відгалужень трансформаторів споживача 6 (10) кВ. Якщо ж не вдається отримати допустимий режим, то процес вважається завершеним. При цьому знайдений режим більш близький до допустимого ніж первинний. Якщо вдалося визначити допустимий режим, то розпочинається оптимізаційний процес.

Зниження втрат електроенергії в мережах здійснюється шляхом регулювання віджалуваннями розподільчих трансформаторів 6/10 кВ [6].

Потім встановленням конденсаторних батарей на шинах 6-10 кВ або вводах 0,4 кВ трансформаторів. Для реалізації даної моделі застосовується метод покоординатного спуску пошуком в ширину, тобто вліво або вправо від початкового положення.

У неоднорідній мережі відношення між активними та реактивними опорами (або провідностями) для різних гілок відрізняється. «Натуральний» розподіл активної та реактивної потужності визначається повною схемою заміщення, тобто схемою  $cg$  і  $x$ , наприклад для простої замкнутої електричної мережі. Розподіл потужності в мережі, відповідний мінімуму втрат, називають «економічним».

Оптимальний розподіл реактивної потужності між його джерелами з чотирьох конкретних завдань, по оптимізації режиму мережі, має найменший вплив на зменшення втрат, так як у важких режимах навантаження (коли можна розраховувати найбільший ефект) можливості зміни розподілу реактивних навантажень дуже мала. В режимах малих навантажень через низькі втрати значного ефекту не досягається. Слабкий вплив даного заходу пояснюється декількома причинами. По-перше, у важких режимах навантаження, запаси реактивної потужності є відносно невеликими. По-друге, передача реактивної потужності по електричній мережі пов'язана з помітним збільшенням втрат напруги і часто обмежується режимом напруг. Крім того, передача реактивної потужності пов'язана зі збільшенням втрат активної та реактивної потужностей, тому задача розподілу реактивної потужності по суті зводиться до найбільш повного використання найближчих до місця використання компенсуючих установок, або до зменшення загрузки лінії, особливо великої довжини.

Технічні заходи в електричних мережах живлення включають в себе установку компенсаторних установок. Для енергосистем, в яких є недостача реактивної потужності, компенсаторні установки розглядаються як засоби

регулювання напруги. Але навіть при задовільних рівнях напруги встановлення компенсаторної установки може виявитися доцільним, так як знижуватиме втрати потужності в електричній мережі [8].

Найбільш ефективним способом зниження втрат потужності є установка конденсаторних батарей (БК).

Оптимізація режиму мережі живлення по реактивній потужності, напрузі і коефіцієнтам трансформації електростанцій, напруги та показників трансформації є одним з основних організаційних заходів щодо зменшення втрат електроенергії [5]. Задача оптимізації є в визначенні усталеного режиму електричної мережі при якому технічне обмеження і втрати активної потужності в мережі були б мінімальними.

Як зазначалося вище, розподільчі мережі 6-10 кВ виконані по радіальному типу електропостачання у зв'язку з цим управління активними потоками потужностей для того, щоб знайти оптимальний режим практично неможливо. Найбільш прийнятним і зручним способом оптимізації режимів розподільчих електричних мереж 6-10 кВ є управління потоками реактивної потужності шляхом встановлення джерела реактивної потужності біля навантаження.

В умовах експлуатації такі задачі оптимізації принципово відрізняються від проектних задач в тому, що пошук найкращого режиму виконується без додаткових капітальних витрат, на конфігурацією електричної мережі. Тому в якості найбільш загального критерію оптимізації режиму в міських електричних мережах, є щорічні витрати [8].

Переважає більшість робіт по компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах промислових підприємств і комунально-побутового сектору присвячено застосуванню нових методів і програм розрахунку. Оптимізації нормальних режимів по критерію мінімізації втрат енергії, скидок та надбавок, штрафними санкціями, розрахунку тарифів та собівартості електроенергії і т. п. Розглядається як правило, встановлення нерегульованих батарей конденсаторів та оптимізується їх розміщення в

вузлах складної замкнутої електричної мережі. Розрахунки робляться як для мінімального, так і для максимального режиму, з перевіркою відповідності рівнів напруги в споживачів, нормованим значенням.

Таким чином, метою оптимізації режиму в міських розподільчих мережах є зменшення втрат електроенергії шляхом вибору оптимальної потужності та місць встановлення компенсуючих установок в електричних мережах, при цьому дотриматися допустимих рівнів відхилення напруги і балансу реактивної потужності [8].

При експлуатації енергосистеми, виникає питання про забезпечення оптимальних умов експлуатації електричної мережі, що зменшує експлуатаційні витрати на передачу і розподіл електроенергії. З традиційних методів можна виділити наступні:

- мінімізація втрат активної потужності при зміні потоків реактивної потужності;

- потужності за допомогою регулювання напруги на джерелах живлення;

- мінімізація втрат активної потужності при зміні реактивних потоків;

- потужності з розміщенням компенсуючих установок на шинах НН ПС або ТП.

На сьогоднішній день найбільш гостро поставлено проблему неоптимального розподілу потоків реактивної потужності в мережах з недостатньою пропускною здатністю її елементів.

Реактивна потужність, що проходить через елементи електричної мережі, викликає додаткові втрати, тим самим зменшуючи можливість завантаження її активною потужністю [1]. Щоб вирішити цю проблему, необхідно оптимізувати потоки реактивної потужності в мережі, або кажучи інакше, локалізувати «розтікання» реактивної потужності по її елементам, що в свою чергу можливо тільки шляхом рішення задачі комплексної оптимізації реактивної потужності.

Концентрація виробництва реактивної потужності в багатьох випадках економічно непрактично з наступних причин:

1) При передачі великої частини реактивної потужності є додаткові втрати активної потужності і електроенергії в усіх елементах системи електропостачання, які обумовлені завантаженням їх реактивною потужністю. При передачі активної  $P$  та реактивної  $Q$  потужностей через елемент системи електрозабезпечення з опором  $R$ , втрати активної потужності складуть:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2}{U^2} \cdot R + \frac{Q^2}{U^2} \cdot R = \Delta P_a + \Delta P_p \quad (1.1)$$

де  $R$  – активний опір однієї фази електропостачальної системи, Ом;

$\Delta P_a$  – складова втрат активної потужності від передачі активної потужності, кВт;

$\Delta P_p$  – складова втрат активної потужності від передачі реактивної потужності, кВт.

Таким чином, додаткові втрати активної потужності  $\Delta P_p$ , викликані протіканням реактивної потужності  $Q$ , пропорційні її квадрату.

2) Виникають додаткові втрати напруги, які є особливо значними в мережах районного значення. При передачі потужностей  $P$  та  $Q$  через елемент системи електрозабезпечення з активним опором  $R$  та реактивним  $X$ , втрати напруги складуть:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R}{U} + \frac{Q \cdot X}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p \quad (2.1)$$

де  $\Delta U_a$  – втрати напруги, викликані активною потужністю;

$\Delta U_p$  – втрати напруги, викликана реактивною потужністю.

Додаткові втрати напруги збільшують відхилення напруги на затискачах приймача від номінального значення при зміні навантажень і режимів електромережі. Це в свою чергу вимагає збільшення потужності, і відповідно, вартості засобів регулювання напруги.

3) Завантаження реактивною потужністю електричних мереж і трансформаторів знижує їх пропускну здатність і вимагає збільшення

перерізів повітряних і кабельних ліній, збільшення номінальної потужності або кількості трансформаторів, підстанції тощо.

Оскільки реактивний компонент є неминучим при експлуатації багатьох промислових підприємств, його не можна повністю виключити. Але є сенс застосовувати засоби, призначені для зменшення її споживання з мережі живлення.

У деяких електричних кіл, реактивна енергія що генерується дорівнює реактивній енергії, що споживається. І у зв'язку з тим, що більшість промислових підприємств є споживачами реактивної енергії, потреба в реактивній потужності, як правило, перевищує здатність її раціонально покривати генераторами в електростанціях [6]. Тому є потреба в дослідженні додаткових пристроїв які б поставляли в енергосистему реактивну потужність. Пристроями такого типу, які називають компенсаторами, в ролі яких можуть виступати батареї конденсаторів, синхронні компенсатори та двигуни, а також статичні джерела реактивної потужності. При номінальному навантаженні генератори виробляють тільки близько 60 % необхідної реактивної потужності, 20 % генерується в ЛЕП з напругою вище 110 кВ, 20 % виробляють компенсуючі пристрої які розташовані на підстанціях або безпосередньо у споживача.

Ці міркування нас заставляють, настільки це технічно і економічно доцільно і вигідно, наближати джерела покриття реактивної потужності ближче до місць її споживання і зменшити надходження реактивної потужності від енергосистеми. Це дозволить в значній мірі розвантажити лінії живлення електропередачі та трансформатори від реактивної потужності [8].

Таким чином, для того, щоб отримати найкращий ефект від оптимізації реактивної потужності, необхідна установка компенсуючих пристроїв на шинах ТП низької напруги, що дозволить значно знизити сумарні втрати в її елементах, а також регулювання напруги на шинах ТП. Це дозволить



оптимізувати коефіцієнт реактивної потужності і напрямок потоків реактивної потужності в мережі НН.

Також необхідно максимально наблизити джерела покриття реактивної потужності до місць його споживання, тим самим зменшуючи надходження РП з енергосистеми. І тим самим збільшуючи пропускну здатність лінії.

## РОЗДІЛ 2

### ВЛАСТИВОСТІ ДЖЕРЕЛ І СПОЖИВАЧІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 2.1 Характеристика реактивної потужності

Відомо, що більшість електроприймачів, а також пристроїв перетворення електроенергії, в силу своїх фізичних можливостей потребують для роботи, (крім тих, що надходять з мережі до електроприймачів активної енергії) енергії, необхідної для створення змінного електромагнітного поля, що отримала назву реактивної. Тому, в електричних мережах змінного струму, повна передана потужність  $S$  буде дорівнює геометричній сумі активної  $P$  і реактивної  $Q$  потужності.

Незважаючи на те, що на вироблення РП впливає активна потужність, а отже і паливо безпосередньо не витрачається, її передача по мережі викликає витрати активної енергії, які покриваються активною енергією генераторів (за рахунок додаткової витрати палива). Величина даних втрат може бути представлена наступним чином [9]:

$$W_{TP} = \frac{Q^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau \quad (2.1)$$

де  $\tau$  – тимчасова характеристика графіка передачі РП.

При оцінці величини можна відштовхуватися від відомого поняття еквівалента РП – до рівного 0,08 кВт/кВАр і що означає, що в середньому на передачу 100 кВАр РП витрачається 8 кВт активної [9], але, на відміну від активної, РП може генеруватися компенсуючими пристроями (синхронними компенсаторами і електродвигунами, конденсаторами, статичними джерелами РП), причому паливо при цьому практично не споживається.

Особливістю РП також є те, що витрати на її передачу не залежать від напрямку, тобто і споживання, і генерація в мережу еквівалентних обсягів РП однаково погано. У цьому сенсі поняття «Постачальник» або «Споживач» стосовно РП втрачає сенс, а термін «компенсація РП» (а не виробництво) абсолютно вірний [9].

Довгий час основним нормативним показником, що характеризує споживання РП [10, 11], був середньозважений коефіцієнт потужності, в загальному випадку визначається як:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2.2)$$

Але співвідношення  $P/S$  не дає уявлення про динаміку зміни реального значення РП. Так, при зміні  $\cos \varphi$  з 0,95 до 0,94 споживання РП ( $S \cdot \sin \varphi$ ) зросте на 10 %, а при зміні  $\cos \varphi$  з 0,99 до 0,98 приріст РП складе 42 %. Тому в якості коефіцієнта РП зручніше користуватися фактичним співвідношенням активної і реактивної складових повної потужності –  $\text{tg}$  [3]:

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q}{P} \quad (2.3)$$

Таким чином, загальна задача оптимального електроспоживання [6], як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації систем електропостачання, включає в себе питання забезпечення КРП навантаження – в мережі періодичного напруги нескінченної потужності, навантаження повинно споживати з мережі струм за формою і фазі співпадає з напругою. Прийнято вважати, якщо струм відстає за фазою від напруги (індуктивний характер навантаження, то РП має позитивне значення (споживання РП, режим недокомпенсації), якщо струм по фазі випереджає напруга (ємнісний характер навантаження), то РП має від'ємне значення (генерація РП в мережу, режим перекомпенсації).

У загальному випадку, КРП застосовується для декількох цілей:

– по-перше, вона необхідна для дотримання умови балансу РП вузлів навантаження;

– по-друге, пристрої компенсації (ПК) РП застосовуються з метою зниження втрат в мережі електроенергії;

– по-третє, ПК можуть бути використані при регулюванні напруги і поліпшення норм якості електроенергії.

## 2.2 Обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності

Проблема компенсації реактивної потужності є дуже актуальною для електропостачальних систем. Розглянемо рисунок 2.1 на якому наведена спрощена схема передачі електроенергії з двома ступенями трансформації [12].

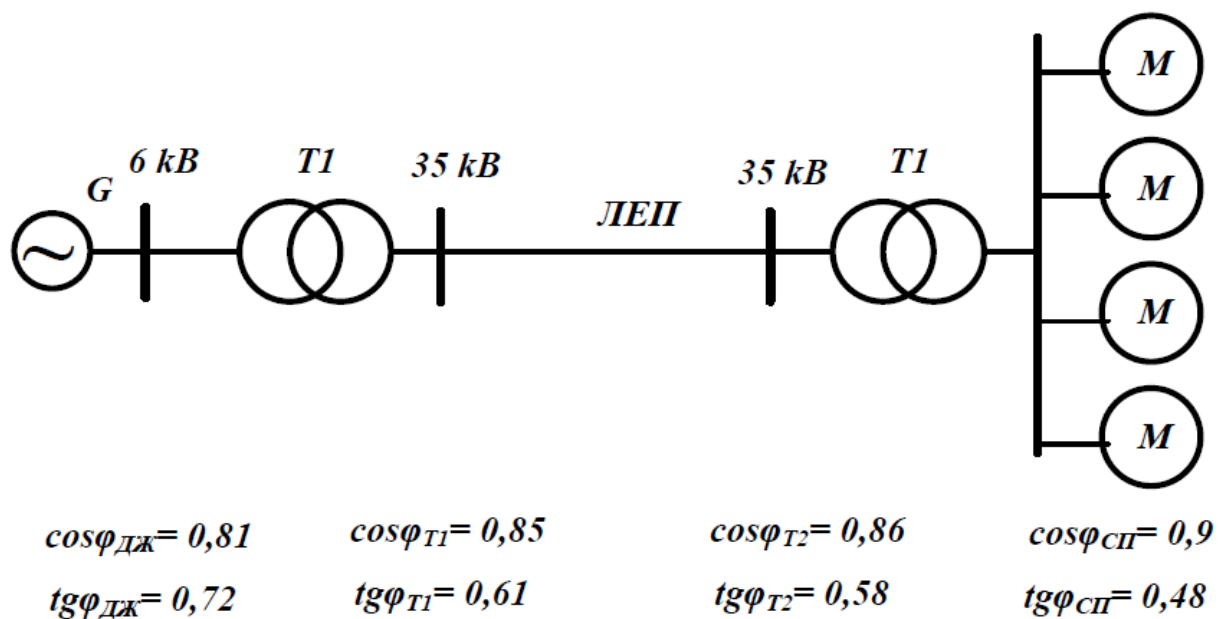


Рисунок 2.1 – Спрощена схема передачі електроенергії з двома ступенями трансформації

Як видно з рис. 2.1, кожна ділянка електропостачальної системи зумовлює збільшення реактивної потужності і відповідну зміну коефіцієнту потужності.

Так, якщо реактивна потужність навантаження на шинах 0,4 кВ становить 48 % активної потужності ( $Q_H = \operatorname{tg}\varphi_H * P_H = 0,48 * P_H$ ), то вже на

шинах генераторної напруги ця цифра досягає значення 72 %. Наведені цифрові дані збільшення реактивної складової потужності (на 24 %) у даному випадку є лише орієнтовними. У реальних електропостачальних системах, де електрична енергія на шляху від джерела до електроприймача має значно більше ніж дві ступені трансформації, а довжина ЛЕП становить сотні і тисячі кілометрів, збільшення реактивної потужності, якщо не застосовувати заходи її компенсації, може бути значно більшим.

Таке зростання реактивної складової повної потужності за умови незмінного значення активної (корисної) складової зумовлює відповідне збільшення:

– повної потужності генератора, що визначається за формулою, ВА:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.4)$$

– струму, що визначається за формулою, А:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (2.5)$$

Генерація та передача від джерела живлення до електроприймачів великих значень реактивної енергії є економічно недоцільними з таких причин:

- зростають додаткові втрати активної потужності. Втрати мають місце в кожній ланці електропостачальної системи і повинні покриватися активною енергією генератора;

- з'являються додаткові втрати реактивної потужності в ЛЕП. Величина втрат реактивної потужності в ЛЕП визначається за формулою, кВАр:

$$\Delta Q = I \cdot X_L \cdot 10^{-3} \quad (2.6)$$

де  $I$  – сила струму навантаження в ЛЕП, А;

$X_L$  – індуктивний опір 1 км ЛЕП, Ом/км.

- збільшення витрат на спорудження ЛЕП. Збільшення повної потужності  $S$ , що пов'язане зі збільшенням реактивної складової потужності  $Q$ , зумовлює згідно з (2.2) збільшення сили струму.

- неефективне використання потужності генераторів електростанцій.

Повна потужність генератора  $S$  визначається двома складовими – активною  $P$  і реактивною  $Q$ . За умови нагрівання обмоток генератора повний струм генератора не повинен перевищувати його номінального значення.

У разі зростання реактивної потужності, активне (корисне) навантаження на генератор має бути знижене. Таке змушене зниження активного навантаження зумовлює зниження ККД генератора, тобто неефективне його використання.

Зниження ККД зумовлює також збільшення питомих витрат пального;

- неефективне використання потужності силових трансформаторів.

Ефективність використання потужності силових трансформаторів значною мірою залежить від коефіцієнту потужності.

Зменшення коефіцієнта потужності означає збільшення реактивної і зменшення активної складових повної потужності, що передається через трансформатор, за умови що повна потужність навантаження не перевищує номінального значення повної потужності трансформатора. При цьому ефективність використання потужності трансформатора знижується.

- збільшуються втрати напруги на всіх елементах електропостачальної системи.

ГОСТ 13109-97 обмежує допустимі зниження напруги в приймачів електричної енергії, а тому кількість реактивної енергії, що може бути передана по певних ділянках електропостачальної системи, є обмеженою. Перевищення цих граничних значень реактивної потужності може призвести до недопустимих спадів напруги.

Взаємозв'язок реактивної потужності і величини спаду напруги обумовив появу таких понять, як баланс, резерв і дефіцит реактивної енергії.

Баланс реактивної потужності передбачає рівність реактивної енергії, що генерується, і тієї, що споживається, за умови допустимих знижень напруги в певних вузлах електропостачальної системи. Рівняння балансу реактивної потужності записується формулою, кВАр:

$$Q_d = Q_c + Q_l + Q_t \quad (2.7)$$

де  $Q_d$  – сумарне надходження реактивної енергії від джерел, кВАр;

$Q_c$  – сумарне реактивне навантаження від споживачів, кВАр;

$Q_l$  – сумарні втрати реактивної потужності в ЛЕП, кВАр;

$Q_t$  – сумарні втрати реактивної потужності в силових трансформаторах електропостачальної системи, кВАр.

Ураховуючи те що процеси генерації і споживання реактивної енергії збігаються в часі, а всі складові правої частини рівняння (2.4) в реальних системах є величинами змінними, баланс реактивної потужності за умови стабільної частоти струму досягається зміною спаду напруги. У ті моменти часу, коли реактивна потужність джерел живлення недостатня для покриття реактивної потужності споживачів при заданій напрузі, відбувається спад напруги до тих значень, доки не наступить баланс реактивних потужностей. Якщо ж співвідношення реактивних потужностей джерел і приймачів у певний момент часу зміниться на протилежне, відбувається підвищення напруги на таку величину, щоб баланс реактивних потужностей зберігався. Таке явище називається регулюючим ефектом навантаження на напругу. Як показує досвід експлуатації електропостачальних систем, регулюючий ефект проявляється лише за умови, що зниження напруги не досягне деякого критичного значення УКР, яке для промислових електропостачальних систем дорівнює 75-85 % номінального значення напруги  $U_{ном}$ . Зниження напруги до значень менших від  $U_{кр}$  може призвести до явища, що називається лавиною напруги, під час якого відбувається затяжний перехідний процес дисбалансу як в окремих вузлах, так і в усій електропостачальній системі. Для запобігання лавини напруг і можливої зупинки роботи використовують спеціальні заходи: створення резервів реактивної потужності на електростанціях, відключення окремих споживачів, форсування збудження генераторів та ін.

Резервом реактивної потужності називають найбільше значення реактивної потужності, яке додатково може споживатися в певному вузлі

електропостачальної системи, за умови дотримання допустимих значень знижень напруги.

Дефіцитом реактивної потужності називають найменше значення реактивної потужності, яке може бути скомпенсоване в певному вузлі електропостачальної системи за умови, щоб коливання напруги, зумовлене зміною реактивної потужності, не перевищувало встановлені межі.

Підсумовуючи вищевикладене, можна дійти висновку, що економічно доцільним є зменшення реактивної потужності, яка перетікає між джерелами живлення і електроприймачами, і тим самим зменшити величину втрат і збитків, зумовлених зазначеними вище явищами в складових частинах електропостачальної системи.

## **2.3 Джерела і приймачі реактивної потужності**

Прийнято вважати, що реактивна потужність генерується певним елементом електропостачальної системи або електроприймачем, якщо він створює реактивний ємнісний (або активно-ємнісний) характер навантаження, і його називають джерелом реактивної енергії, а реактивну потужність позначають  $Q_C$ . Якщо ж певний елемент електропостачальної системи або електроприймач створює реактивний індуктивний (або активноіндуктивний) характер навантаження, то вважається, що реактивна потужність споживається, і його називають приймачем реактивної енергії, а реактивну потужність позначають  $Q_L$ .

### **2.3.1 Джерела реактивної потужності**

Джерелами реактивної потужності (ДРП) є:

- високовольтні лінії електропередачі повітряні і кабельні;
- силові статичні конденсатори;
- синхронні двигуни в режимі перезбудження;



- генератори електростанцій;
- синхронні компенсатори;
- статичні тиристорні компенсатори;
- компенсаційні перетворювачі зі штучною комутацією.

Розглянемо витрати на генерацію реактивної потужності деякими ДРП.

Зарядна потужність ліній електропередач обумовлена реактивною провідністю по відношенню до землі:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^6}{\lg \frac{D_{cp}}{r}} \quad (2.8)$$

Провідність  $b_0$  не залежить від матеріалу і може прийматися однаковою для будь-якого металу. Наявність ємнісної провідності в ЛЕП призводить до утворення зарядних струмів, а, отже, і реактивної потужності, що генерується лінією:

$$Q_{зАР} = b_0 \cdot L \cdot U^2 \quad (2.9)$$

Значення ємнісної провідності для кабелів у багато разів більше, ніж для повітряних ліній. У кабелях ємнісні струми починають впливати вже при напрузі 20 кВ. Для повітряних ліній рекомендується враховувати зарядну потужність при напрузі 110 кВ і вище. Витрати на генерацію реактивної потужності ЛЕП дорівнюють нулю:  $З = 0$ .

У таблиці 2.2 наведені усереднені значення питомих зарядних потужностей ліній електропередач різних напруг.

Таблиця 2.2 – Зарядні потужності ЛЕП

Напруга ЛЕП, кВ	$q_0$ , кВАр/км	Характеристика ЛЕП
110	36	ПЛ
150	68	ПЛ
220	140	ПЛ
330	430	ПЛ 2 проводи в фазі
500	950	ПЛ 3 проводи в фазі
750	2250	ПЛ 4 проводи в фазі
35	99	КЛ

Як видно з таблиці зарядна потужність ліній 500, 750 кВ різко зростає і для її компенсації, особливо в режимі мінімальних навантажень, використовують шунтуючі реактори. Статичні конденсатори (БК) застосовуються в системах електропостачання промислових підприємств, міст і в сільських районах.

Основними їх перевагами є:

- 1) незначні втрати активної потужності в конденсаторах напругою до 1000 В -  $\Delta P_{БК} = 0,0045$  кВт/кВАр, вище 1000В -  $\Delta P_{БК} = 0,0025$  кВт/кВАр;
- 2) відсутність обертових частин і порівняно мала маса;
- 3) більш проста і дешева експлуатація, ніж інших ДРП;
- 4) можливість установки в будь-якій точці мережі і зміни потужності в залежності від потреб.

Головним джерелом реактивної енергії для електропостачальної системи є генератори електростанцій – турбогенератори або гідрогенератори.

Турбогенератор являє собою швидкохідну горизонтальну електричну машину з нерухомим статором і обертовим циліндричним неявнополюсним ротором.

Вал ротора цих генераторів безпосередньо з'єднаний з валом парової або газової турбіни і обертається з великою швидкістю.

Відповідно до частоти змінного струму 50 Гц промисловість виготовляє в основному двополюсні (значно рідше - чотириполюсні) турбогенератори з номінальною частотою 3000 об/хв і активною потужністю 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 200; 300; 500; 800; 1000; 1200 МВт.

Турбогенератори виготовляються з такими номінальними значеннями коефіцієнтів потужності ( $\cos \varphi_{\text{ном}}$ ):

- при потужності до 100 МВт – 0,8;
- при потужності 160-500 МВт – 0,85;
- при потужності 800 МВт і вище – 0,85-0,90.

Гідрогенератор являє собою тихохідну вертикальну електричну машину. Частота обертання ротора гідрогенератора приймається рівною найбільш вигідній частоті обертання гідротурбіна і може мати значення від 50 до 750 об/хв.

Гідрогенератори виготовляються з такими номінальними значеннями коефіцієнтів потужності ( $\cos \varphi_{\text{ном}}$ ):

- при потужності до 125 МВт – 0,8;
- при потужності понад 125 і до 360 МВт – 0,85;
- при потужності понад 360 МВт – 0,90.

При номінальному навантаженні реактивна потужність генератора визначається за формулами, кВАр:

$$Q_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} \quad (2.10)$$

або

$$Q_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} \cdot \sin \varphi_{\text{ном}} \quad (2.11)$$

де  $P_{\text{ном}}$  – номінальна активна потужність генератора, МВт;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна повна потужність генератора, МВА;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$  – номінальне значення коефіцієнта потужності генератора.

Зміна реактивної потужності, що генерується, супроводжується відповідними змінами розмагнічуючої дії реакції якоря генератора. У разі, коли реактивна потужність генератора перевищуватиме його номінальне значення, можливі три варіанти вирішення цієї проблеми:

1. Необхідно збільшувати струм збудження генератора вище від номінального значення. Але таке збільшення протягом тривалого часу неможливе, оскільки воно може призвести до перевантаження і перегрівання обмоток ротора й збудника.

2. Залишити струм збудження генератора рівним номінальному. У такому разі при збільшенні реакції якоря повна потужність генератора  $S$  буде меншою за її номінальне значення кВА:

$$S < S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi_{ном}} \quad (2.12)$$

При цьому активне навантаження генератора зменшується непропорційно зменшенню його коефіцієнту потужності, а дещо швидше, і при зниженні активного навантаження генератора від нього неможливо отримати номінальну повну потужність  $S_{ном}$ .

3. Вжити заходів для зменшення реактивної складової повної потужності і тим самим забезпечити найбільш сприйнятливий режим роботи генератора.

Крім генераторів електричних станцій, джерелами реактивної енергії в електропостачальних системах є лінії електропередачі.

Як було показано, крім активної складової опору ЛЕП, мають місце й реактивні складові. У трипровідних мережах кожний фазний провід і земля, а в чотиривідних – три фазні і один нейтральний провід та земля являють собою сукупність умовних конденсаторів (СА, СВ, СС, С0), через які протікає зарядний струм ЛЕП.

Величина реактивної ємнісної потужності визначається за формулою, кВАр:

$$Q_c = q_0 \cdot L \quad (2.13)$$

де  $L$  – довжина ЛЕП, км;

$q_0$  – питома активна провідність ЛЕП, См/км, що визначається за формулою:

$$q_0 = b_0 \cdot U_{ном}^2 \quad (2.14)$$

Крім генераторів електростанцій та ЛЕП, інших, так би мовити, «природних» джерел реактивної енергії в електропостачальній системі немає. А тому для збереження балансу в системі реактивної потужності цих основних джерел має бути достатньо для покриття всіх реактивних навантажень приймачів реактивної енергії, або ж частину реактивної потужності необхідно компенсувати. Близько 50% реактивної потужності в електропостачальній системі виробляють генератори електростанцій, 25 % - ЛЕП, а 25 % необхідно компенсувати для збереження балансу реактивної енергії.)

### **2.3.2 Приймачі реактивної потужності**

Приймачами реактивної енергії можуть бути як окремі елементи електропостачальної системи (силові трансформатори, реактори, ЛЕП), так і електроприймачі. Загальною характерною особливістю всіх приймачів реактивної енергії є те, що за своїм принципом дії вони використовують магнітне поле, на створення якого і використовується реактивна енергія.

Розподіл реактивної енергії між головними приймачами реактивної енергії відбувається в таких пропорціях: силові трансформатори – 45 %, асинхронні двигуни – 35 %, електричні мережі – 13 %, інші електроприймачі (індукційні та дугові печі, зварювальні трансформатори, перетворювальні установки, освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами та ін.) - 7 %.

На промислових підприємствах до основних приймачів електричної енергії належать: асинхронні двигуни, на які припадає 60-65 % реактивної енергії, що споживається; трансформатори - 20-25 %; інші приймачі -10-15%.

З кожним роком зростають реактивні навантаження і в електропостачальних мережах житлових будинків, споруд та будинків суспільного призначення. Особливо це характерно для нових висотних будинків у містах, де встановлюються пасажирські й вантажні ліфти, функціонують системи водопостачання, вентиляції, пожежного захисту та ін.

Суттєво збільшується споживання реактивної енергії і побутовими приладами: холодильниками, пральними машинами, кухонними приладами, освітлювальними приладами з люмінесцентними лампами та ін.

Коефіцієнт потужності деяких із них становить лише  $\cos\phi=0,4-0,5$ . Одиначна потужність таких електроприймачів, як правило, невелика, але зважаючи на те, що рахунок таких електроприймачів в середньостатистичній квартирі йде на десятки, а для багатоповерхового будинку - на сотні й тисячі штук, фактичний коефіцієнт потужності на вводі в багатоповерховий будинок може бути меншим за  $\cos\phi=0,7$ .

### 2.3.2.1 Силові трансформатори

Силовий трансформатор являє собою приймач реактивної енергії, що зумовлено принципом дії трансформатора, який базується на законі електромагнітної індукції.

При подачі змінної синусоїдної напруги  $u_1$  на первинну обмотку 1 трансформатора з кількістю витків  $w_1$  по ній буде протікати змінний синусоїдний струм  $i_1$ . У первинній обмотці електрична енергія перетворюється в енергію змінного магнітного поля, що, як було доведено, можливе за наявності реактивної індуктивної потужності. Магнітне поле первинної обмотки зумовлює появу двох магнітних потоків - основного  $\Phi_1$  і розсіювання  $\Phi_{1p}$ .

Аналізуючи наведене вище, можна дійти висновку, що в силових трансформаторах для створення магнітних потоків (основного і розсіювання) необхідна реактивна потужність  $Q_T$ , яку, як правило, представляють через дві основні складові, кВАр:

$$Q_T = Q_0 + \Delta Q_T \quad (2.15)$$

де  $Q_0$  – реактивна потужність у режимі неробочого ходу, кВАр;

$\Delta Q_T$  – приріст споживання реактивної потужності трансформатора при заданому значенні його навантаження, кВАр.

Реактивна потужність неробочого ходу з достатнім для практичних розрахунків наближенням може бути розрахована за формулою, кВАр:

$$Q_0 = I_0 \cdot U_{1ном} = \frac{I_{0\%}}{100\%} \cdot I_{1ном} \cdot U_{1ном} \approx \frac{I_{0\%} \cdot S_{ном}}{100\%} \quad (2.16)$$

де  $I_0$  – струм первинної обмотки трансформатора в режимі неробочого ходу, А;

$I_{0\%}$  – струм неробочого ходу трансформатора в відсотках до номінального значення, величина якого дається в паспорті на трансформатор та в довідниках, %;

$I_{1ном}$  – номінальний струм первинної обмотки трансформатора, А;

$U_{1ном}$  – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ;

$S_{ном}$  – номінальна повна потужність трансформатора, кВА.

Приріст споживання реактивної потужності з достатнім для практичних розрахунків наближенням може бути розрахованим за формулою, кВАр:

$$\Delta Q_T = I_{1ном} \cdot u_k \beta_T^2 = \frac{u_{k\%}}{100\%} \cdot I_{1ном} \cdot U_{1ном} \cdot \beta_T^2 \approx \frac{u_{k\%} \cdot S_{ном}}{100\%} \cdot \beta_T^2 = \Delta Q_{Tном} \cdot \beta_T^2 \quad (2.17)$$

де  $\beta_T = I/I_{1ном}$  – коефіцієнт навантаження трансформатора;

$u_k$  – напруга дослідного короткого замикання, кВ;

$u_{k\%}$  – напруга короткого замикання в відсотках до номінального значення, %.

### 2.3.2.2 Дугові електропічні установки

У дугових електропічних установках електрична енергія перетворюється на теплову завдяки горінню електричної дуги, яка являє собою самостійний електричний розряд у газовому середовищі і супроводжується інтенсивним виділення тепла.

Дугові електропічні установки є потужними і досить складними високовольтними електроустановками. Електрична потужність дугових електропічних установок складає, як правило, від одиниць до десятків МВА.

Споживання реактивної енергії в цих електроустановках відбувається в понижувальному пічному трансформаторі, реакторі і в короткій мережі.

Для дугових електропічних установок малої та середньої потужності вико-ристовують трифазні пічні трансформатори, а для установок великих потужно-стей – групи однофазних нічних трансформаторів. Номінальна вторинна напруга трансформаторів становить 160-600 В. Для таких трансформаторів характерними є експлуатаційні короткі замикання, які супроводжуються стрибками струмів і можуть протікати досить тривалий час. Ураховуючи цю специфіку роботи пічні трансформатори виготовляються такими, що реактивна складова потужності їх значно більша, ніж у звичайних силових трансформаторах такої самої потужності.

Живлення установок індукційного нагрівання може відбуватися від цехо-вої електричної мережі частотою 50 Гц (безпосередньо або через спеціальні по-нижувальні трансформатори) або від машинних та тиристорних перетворювачів частоти, які забезпечують частоту 500-10000 Гц, а іноді й вище.

З урахуванням наведеного установки індукційного нагрівання можна розглядати як трансформатор, у якому мають місце значні потоки розсіювання, що становлять 20-30 % основного магнітного потоку. У зв'язку з цим для таких установок характерним є суттєва реактивна складова потужності. Коефіцієнт пот-ужності установок індукційного нагрівання становить  $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,1-0,3$ .

### **2.3.2.3 Перетворювальні установки**

У промисловості набули широкого використання перетворювальні установки з використанням некерованих та керованих напівпровідникових вентилів, у яких відбувається перетворення змінного синусоїдного струму в постійний. Вентильні перетворювальні установки є приймачами реактивної енергії, оскільки в них між основною (першою) гармонікою струму і напругою має місце кут зсуву фаз  $\varphi$ . У некерованих напівпровідникових



перетворювачах величина реактивної потужності залежить від кута комутації вентилів  $\gamma$ . У керованих напівпровідниково-вих перетворювачах реактивна потужність також залежить від кута комутації  $\gamma$ , але в них більший вплив на цей показник має кут відкривання вентилів  $\alpha$ . Причому збільшення цього впливу зростає зі збільшенням діапазону регулювання величини кута  $\alpha$ .

Величина реактивної потужності розраховується за формулами:

– для некерованих напівпровідникових перетворювачів, кВАр:

$$Q_{\Pi} = P_{\Pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi = P_{\Pi} \cdot \operatorname{tg} \frac{\gamma}{2} \quad (2.18)$$

– для керованих напівпровідникових перетворювачів, кВАр:

$$Q_{\Pi} = P_{\Pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi = P_{\Pi} \cdot \operatorname{tg} \left( \alpha + \frac{\gamma}{2} \right) \quad (2.19)$$

де  $P_{\Pi}$  – активна потужність перетворювача, кВт;

$\varphi$  – кут зсуву фаз між векторами струму і напруги основної частоти, рад.

## РОЗДІЛ 3

### СПОСОБИ І ЗАСОБИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Заходи компенсації забезпечують зменшення реактивної потужності, що перетікає між джерелами та електроприймачами, природно без використання спеціальних засобів компенсації, а тому не потребують великих матеріальних витрат для їх реалізації. Тому ці заходи мають упроваджуватись в першу чергу, і лише коли їх наслідки будуть недостатніми для досягнення необхідного ступеня компенсації, повинні розглядатися.

#### 3.1 Заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності

Зменшення споживання реактивної потужності споживачами можна досягти за рахунок організаційних та технічних заходів. Організаційні заходи необхідно (розглядати та застосовувати найперше, оскільки вони не вимагають витрат значних коштів. Зважаючи на те, що основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни, трансформатори та вентильні перетворювачі, то насамперед необхідно проаналізувати їх роботу та схеми в таких аспектах:

- створення раціональної схеми електропостачання шляхом зменшення кількості трансформаторів між джерелом і електроприймачами. Цей захід може бути втіленим як на стадії проектування та створення нових схем електропостачання, так і при реконструкції уже діючих;

- розроблення та впровадження заходів з вирівнювання графіків навантаження і покращення енергетичного режиму роботи силового електрообладнання.

- заміна на менш потужні або відключення частини силових трансформаторів що завантажені в середньому менше ніж на 30%. Неефективна експлуатація трансформаторів з навантаженням менше 30%. Як окремий випадок використання цього засобу є відключення одного із двох трансформаторів, що працюють паралельно. Під час обідніх перерв на підприємстві, в неробочі години доби та у неробочі дні, коли навантаження значно знижується, відключення одного з двох трансформаторів дозволяє суттєво зменшити втрати реактивної потужності;

- правильний вибір електродвигунів за потужністю та видом. Доцільність використання цього засобу доведена. Більшість асинхронних двигунів найбільші значення коефіцієнта потужності  $\cos\phi$  мають при завантаженні 75-100% номінальної потужності. Якщо дозволяють технологічний процес, умови навколишнього середовища, вимоги допуску та регулювання швидкості, перевагу слід надавати асинхронним двигунам із короткозамкненим ротором, а не асинхронним двигунам із фазним ротором; швидкісним двигунам, а не тихохідним; одно-, а не багато швидкісним; відкритого або захищеного, а не закритого виконання;

- заміна асинхронних двигунів, що завантажені менш ніж на 70 % їх номінальної потужності, іншими з меншою номінальною потужністю. У більшості випадків стандартний ряд потужностей асинхронних двигунів напругою до 1 кВ, що виготовляються промисловістю в даний час, дозволяє виконати таку заміну на практиці;

- перемикання статорних обмоток асинхронного двигуна напругою до 1 кВ, основною схемою якого є схема «трикутник», на схему «зірка», якщо двигун завантажений менш ніж на 40 % номінальної потужності. Цей захід доцільно використовувати тоді, коли заміна недовантаженого двигуна на менш потужний є складною і дорогою (наприклад, двигун є вбудованим у робочий механізм).

При перемиканні статорних обмоток асинхронного двигуна зі схеми «трикутник» на «зірка» напруга на фазних обмотках зменшується в  $\sqrt{3}$  рази,

що зумовлює суттєве зменшення струму намагнічення, а відповідно, і реактивної потужності. Однак слід мати на увазі, що при такому перемиканні в три рази зменшується момент на валу електродвигуна, а тому значно погіршуються його пускові та перевантажувальні властивості;

- покращення якості ремонту двигунів. Обмотка статора є одним із найбільш «слабких місць» асинхронних двигунів. А тому ремонт асинхронних двигунів, пов'язаний з заміною обмотки статора, є одним із найбільш поширених.

При виконанні ремонту електродвигунів неприпустиме обточування ротора, оскільки вона зумовлює збільшення повітряного зазору між ротором і статором, а збільшення зазору, навіть на десяті частки міліметра, призводить до значного зростання реактивного струму. Для спрощення процедури видалення старої обмотки з пазів використовують нагрівання статора до високих температур, при яких вигорає ізоляція обмотки. Таке нагрівання призводить до суттєвих погіршень магнітних властивостей двигуна і зниження енергетичних показників двигуна.

Основним показником якості виконаного ремонту асинхронного двигуна є відповідність струму неробочого ходу нормативним значенням;

- *обмеження тривалості роботи* в режимі неробочого ходу двигунів та зварювальних трансформаторів. Реактивна потужність, що споживається у режимі неробочого ходу, знаходиться за формулою. Для більшості асинхронних двигунів реактивна потужність в режимі неробочого ходу становить 60-70 % реактивної потужності при номінальному навантаженні.

Експериментально доведено, що коли тривалість роботи в режимі неробочого ходу перевищує 10 с, доцільним є відключення електродвигуна від мережі, що забезпечує суттєве зменшення споживання як реактивної, так і активної енергій. Для цього використовують обмежувачі неробочого ходу.

- *заміна асинхронних двигунів синхронними.* Доцільність такої заміни пояснюється тим, що синхронні двигуни, крім виконання своєї основної

функції – перетворення електричної енергії в механічну, паралельно забезпечують і підвищення коефіцієнта потужності.

Синхронні двигуни мають більш високий ККД, ніж асинхронні двигуни тієї самої потужності. Враховуючи те, що синхронні двигуни виготовляються на менші швидкості, ніж асинхронні, іноді вдається при заміні асинхронних двигунів синхронними уникнути передавального пристрою в складі електропривода.

У синхронних двигунів обертовий момент меншою мірою, чим у асинхронних, залежить від коливань напруги в мережі живлення (величина обертового моменту в асинхронних двигунів пропорційна квадрату напруги, а в синхронних - у першому ступені).

Проте слід зауважити, що синхронні двигуни мають і низку недоліків порівняно з асинхронними, головними із яких є:

- необхідність двох джерел живлення (постійного та змінного струмів);
- збільшення габаритів, маси і вартості;
- складність процесу запуску та обслуговування в процесі експлуатації;

• *удосконалення схем напівпровідникових перетворювачів.* Зменшення реактивної потужності напівпровідникових перетворювачів може бути досягнутим зменшенням кута комутації вентилів, кута відкриття вентилів і границь його регулювання, несиметричністю керування вентилями, використанням штучної комутації. У схемах зі штучною комутацією вентилів пристрої комутації використовують конденсатори. Доцільність використання таких схем пояснюється тим, що конденсатори в таких схемах використовуються більш ефективно, ніж при звичайному ввімкненні в мережу з метою компенсації реактивної потужності. Тому перетворювачі, виконані за схемою штучної компенсації, розглядаються як спеціалізований засіб, який поряд з виконанням своїх основних функцій, пов'язаних із перетворенням

змінного струму в постійний, виконує також і функцію компенсації реактивної потужності.

### **3.2 Пристрої компенсації реактивної потужності**

#### **3.2.1 Класифікація компенсувальних пристроїв**

В історичному аспекті компенсувальні пристрої реактивної потужності в енергосистемах з часом набували все більшої різноманітності та технічної складності. На перших етапах розвитку ЕПС, коли вони являли собою локальні системи, баланс не тільки активної, а й реактивної потужності забезпечували генератори електростанцій, які виготовляли з номінальним коефіцієнтом потужності на рівні  $\cos\varphi = 0,6$ . Під час об'єднання електростанцій в електричні системи починають застосовувати для місцевих реактивних навантажень спеціальні синхронні машини – синхронні компенсатори, а також використовувати компенсувальну здатність синхронних двигунів, які разом становлять в класифікації окремий клас – динамічні компенсувальні пристрої.

У той самий час у місцях дефіциту реактивної потужності починають застосовувати конденсаторні батареї (переважно на низькій напрузі), а в місцях її надлишку – шунтові реактори (на довгих лініях енергосистем). Ці два типи компенсувального обладнання називаються нерегульованими статичними компенсувальними пристроями.

Подальший розвиток техніки компенсувальних пристроїв ґрунтується на використанні конденсаторних батарей та реакторів з різноманітними схемами їх сполучень та застосуванням різних принципів регулювання.

Класифікацію компенсувальних пристроїв за різними ознаками зображено на рис.3.1. За цією класифікацією розглянуто їхні конструкції, принцип дії, основні техніко-економічні показники, переваги та недоліки.



- групами в цехах,
- в великих батареях.

До недоліків конденсаторів відносяться:

- 1) Залежність генерованої реактивної потужності від напруги мережі:

$$Q_{ГЕН} = \left( \frac{U_C}{U_{БК}} \right)^2 \cdot Q_{Н.БК}, \quad (3.1)$$

де  $U_C$  – фактична напруга мережі, кВ;

$U_{БК}$  – номінальна напруга конденсаторної установки, кВ;

$Q_{Н.БК}$  – реактивна потужність конденсаторної батареї при  $U_C = U_H$

- 2) Чутливість до переключень живильної напруги (вищих гармонік);

- 3) Пожежонебезпечність;

- 4) Наявність залишкової напруги.

Залежно від місця підключення конденсаторних установок компенсація може бути розділена на індивідуальну, групову і централізовану.

1. Індивідуальна компенсація здійснюється за допомогою статичних кон-денсаторів, які підключають наглухо до затисків електроприймача. При такій компенсації все коло від джерела живлення до приймача розвантажується від його реактивного струму. Недолік цього способу полягає в тому, що конденсатори при цьому використовуються тільки в період роботи того електроприймача, до затисків якого вони підключені. У зв'язку з цим індивідуальна компенсація за-стосовується для потужних електроприймачів, які працюють у тривалому режимі.

2. Групова компенсація здійснюється шляхом підключення конденсатор-них установок до розподільних шаф або шинопроводів цехової мережі. Вона широко застосовується в цехах, середовище яких не агресивне і не небезпечне з щодо пожежі і вибуху. У протилежному разі конденсаторні установки розміщують в окремому приміщенні, така компенсація називається централізованою.

3. При централізованій компенсації компенсуючі пристрої підключають до шин цехової трансформаторної підстанції на стороні до 1 кВ



або до шин розподільного пункту напругою 10 кВ. При цьому не розвантажується розподільно-живильна мережа РП. Однак компенсація реактивної потужності на багатьох підприємствах за допомогою конденсаторних установок виявилася неефективною через інерційність регулювання їх потужності, оскільки батареї конденсаторів є нерегульованими або ступінчасто-регульованими джерелами реактивної потужності. Батарею необхідно розділяти на секції, кожна з яких слід ідключати через окремий комутаційний апарат. Це приводить до створення принципово нових компенсуючих пристроїв статичних джерел реактивної потужності (ІРМ), до яких ставляться такі вимоги:

Висока швидкодія зміни реактивної потужності;

Можливість генерування і споживання реактивної потужності (оскільки батареї конденсаторів здатні тільки генерувати, але не споживати реактивну потужність);

Можливість роботи в умовах впливу вищих гармонік.

Основними елементами статичних ДРП є конденсатор і дросель – накопичувачі електромагнітної енергії і вентиля (тиристри), що забезпечують ї швидке перетворення. Розглянемо одну з таких схем, що застосовується в мережах з різкозмінним навантаженням (рис. 3.2).

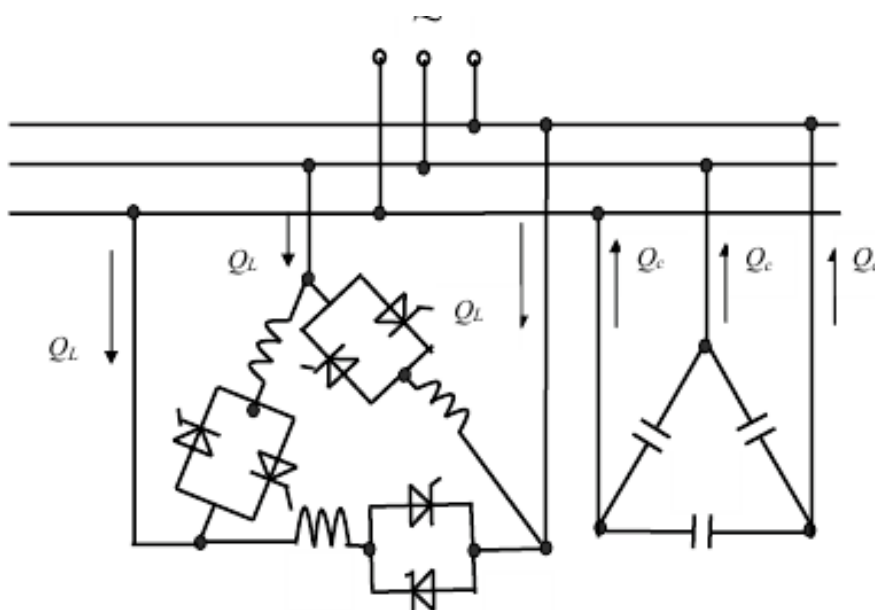


Рисунок 3.2 – Статистичне джерело реактивної потужності

У цій схемі як регульовану індуктивність використовують індуктивність  $L$  і нерегульовану ємність  $C$ . Регулювання індуктивності здійснюють за допомогою тиристорних груп  $V$ .

### 3.2.3 Використання синхронних двигунів для компенсації реактивної потужності

Синхронний двигун (СД), як і будь-яка інша синхронна машина, може генерувати чи споживати реактивну потужність залежно від значення струму збудження. Йому притаманні всі технічні переваги, що властиві синхронному компенсатору, а доцільність його використання для компенсації реактивної потужності необхідно визначати в економічному порівнянні з іншими засобами, передусім з батареями статичних конденсаторів.

У промисловості СД застосовують для приводу потужних механізмів з тривалим режимом роботи - насосів, вентиляторів, компресорів, транспортерів тощо. Виробники випускають СД з випереджувальним номінальним коефіцієнтом потужності, що дорівнює 0,9, тому їх можна використовувати як джерела реактивної потужності (ДРП). Технічна можливість використання СД як ДРП обмежується найбільшим значенням реактивної потужності, яку він може генерувати без порушення умов нагрівання активних частин двигуна-обмоток та магнітопроводів статора та ротора.

Умови роботи СД характеризуються такими параметрами:

–коефіцієнтом завантаження за активною потужністю:

$$\beta = \frac{P}{P_H} \quad (3.2)$$

–коефіцієнтом завантаження за реактивною потужністю

$$\alpha = \frac{Q}{Q_H} \quad (3.3)$$

–відносним значенням напруги на двигуні:

$$U^* = \frac{U}{U_H} \quad (3.4)$$

де  $P, Q, U$  – фактичні значення активної та реактивної потужностей і напруги двигуні;

$P_H, Q_H, U_H$  – номінальні значення цих величин.

За умов відхилення параметрів режиму СД від номінального значення реактивної потужності, яку він може генерувати, визначають за формулою:

$$Q_M = \alpha_M \cdot Q_H \quad (3.5)$$

де  $\alpha_M$  – найбільше допустиме значення коефіцієнта завантаження, яке залежить від завантаження СД активною потужністю та відносної напруги на двигуні  $U^*$ :

$$\alpha_M = f(\beta, U^*) \quad (3.6)$$

На рис. 3.1 показано приклад цих залежностей для двигуна типу СДН-18-71-12 потужністю 6300 кВт номінальною напругою 6,3 кВ.

Під час техніко-економічного порівняння СД з іншими джерелами реактивної потужності (ДРП) необхідно враховувати втрати активної потужності, які зумовлені генеруванням ним реактивної потужності. Відповідними дослідженнями було доведено, що ці додаткові втрати в двигуні можна визначити залежно від значення генерованої ним реактивної потужності  $Q$  за формулою:

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_H} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_H} \cdot Q^2 \quad (3.7)$$

де  $D_1$  та  $D_2$  – постійні величини для конкретного двигуна, які визначають з таблиць і характеризують втрати активної потужності в двигуні під час генерування реактивної.

Вартість втрат енергії в СД на генерування реактивної потужності за рік можна наближено визначити за часом увімкнення  $T_y$  та середньою вартістю кіловатгодини  $C_0$  (чи тарифом):

$$B_{ВТР.СД} = \left( \frac{D_1}{Q_H} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_H} \cdot Q^2 \right) \cdot T_y \cdot C_0 \quad (3.8)$$

Для порівняння з іншими ДРП необхідно визначити дисконтовані витрати з врахуванням витрат на регулятор, якщо його встановлюють тільки для регулювання реактивної потужності. Ці витрати визначають за формулою:

$$B_{CD} = \frac{B_{ВТР.СД} + B_{Е.РЕГ}}{E_D} + K_{РЕГ} \quad (3.9)$$

Дисконтовані витрати на генерування двигуном реактивної потужності порівнюють з витратами конкуруючого варіанта компенсації.

За наявності на підприємстві тільки споживачів НН дисконтовані витрати на конденсаторні батареї загальною потужністю  $Q_{KH} = Q_{CD}$ , які визначаються за формулою, ідентичною до (3.9), потрібно порівняти з витратами на генерування реактивної потужності в СД та витратами на додаткову потужність трансформаторів на збільшення перерізу кабелів, а також на додаткові втрати електроенергії в елементах мережі, через які передаватиметься реактивна потужність від СД.

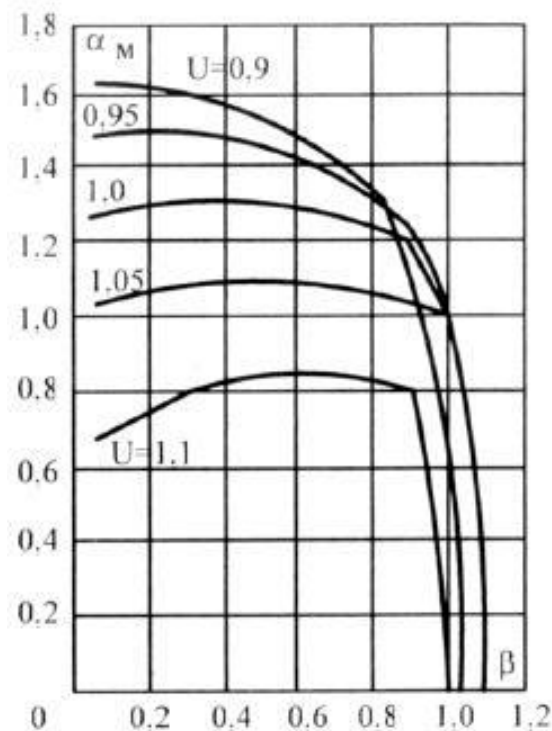


Рисунок 3.3 – Залежності коефіцієнта максимального завантаження реактивною потужністю від коефіцієнта завантаження активною потужністю  $\beta$  для двигуна СДН-18-71-12 за різних відносних значень напруги

Вибирають той варіант, дисконтовані витрати якого найменші. Однак із невеликої різниці витрат (до 15-20 %) на користь варіанта з конденсаторами потрібно все ж вибрати варіант з використанням СД як такий, що має істотні технічні переваги (швидкість та плавність регулювання, можливість форсування потужності тощо).

### 3.2.4 Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори (СК) використовують у системних мережах і лише з дозволу енергосистеми їх можна застосовувати в промислових мережах. За своїми технічними характеристиками, крім недостатньої в деяких випадках швидкості регулювання, синхронні компенсатори є майже ідеальними пристроями, вони мають великий діапазон регулювання реактивної потужності від номінального значення  $Q_n$  під час її генерування й до (50-60 %)  $Q_{нв}$  режимі споживання. Крім того, в умовах режимів КЗ, коли виникає значний дефіцит реактивної потужності, синхронні машини здатні на короткий час існування такого режиму в декілька разів збільшити генерування реактивної потужності, тобто здійснити так зване "форсування". Такі можливості синхронних машин істотно підвищують динамічну стійкість системи.

Як недоліки можна відзначити:

- 1) значну вартість.
- 2) великі питомі втрати активної потужності.
- 3) складність експлуатації, яка пов'язана з необхідністю побудови приміщення, налагодження олійного господарства, наявністю циркуляційної води для охолоджувачів, а при водневому охолодженні – наявності відповідного досить складного газового господарства.
- 4) недостатня швидкість регулювання в схемах електропостачання з ударними навантаженнями (прокатні реверсивні стани, тощо).
- 5) для найпотужніших СК існують проблеми з передаванням реактивної потужності через третинні обмотки автотрансформаторів.

Тривалий час вважали, що використання компенсувальної здатності синхронних двигунів (СД) завжди економічно доцільне. Однак, дослідження 70-х років ХХ ст. показали, що це не завжди так. Для визначення доцільності використання синхронних двигунів, як компенсувальних пристроїв одночасно з виконанням ними основної технологічної функції слід проводити техніко-економічне порівняння з іншими засобами. В такому порівнянні капітальні витрати на двигун не враховуються, тому що він встановлюється за технологічними вимогами і це в ряді випадків визначає економічну доцільність їх використання.

Переваги синхронних двигунів з технічного боку є практично такими ж як і у синхронних компенсаторів, а як основний недолік слід відмітити великі витрати активної потужності на вироблення реактивної складової потужності.

Доцільність використання СД як компенсувальних пристроїв вирішується на основі техніко-економічних розрахунків.

### **3.2.5 Шунтові конденсаторні батареї та реактори**

Нерегульовані конденсаторні батареї високої та середньої напруги характеризуються найменшою вартістю одиниці потужності, а також мінмальними питомими втратами активної потужності, які дорівнюють 1,5-2,5 кВт/МВАр. Для конденсаторних установок низької напруги вартість одиниці потужності приблизно вдвічі більша, а питомі втрати дорівнюють 3,5-4 кВт/МВАр.

У мережах енергетичних систем застосовують нерегульовані конденсаторні батареї номінальною напругою 6, 10, 35, 110 кВ і вище, потужністю відповідно від одиниць мегавар до 100 і більше. В промислових електричних мережах на середній напрузі (6 та 10 кВ) використовувались комплексні установки типу УК-6 (10)-450 потужністю 450 кВАр та інші, а на низькій напрузі – серії комплектних конденсаторних установок типу УК-0,38 або УКН потужністю 100, 150, 300, 450, 600 та 900 кВАр. На сьогодні існує

можливість вибрати КБ практично будь-якої конфігурації за встановленою потужністю, за ступенем і способом регулювання тощо.

Основними перевагами нерегульованих конденсаторних установок компенсації реактивної потужності є:

- 1) низька вартість;
- 2) невеликі втрати активної потужності;
- 3) простота схеми.

До недоліків можна віднести:

- 1) відсутність регулювання потужності;
- 2) від'ємний регульовальний ефект за напругою, що означає зменшення генерування реактивної потужності пропорційно квадрату напруги під час її зменшення в точці приєднання КБ в той час, коли в цих умовах бажано збільшення генерування РП;

3) кидки струму під час увімкнення та напруги під час вимкнення. Зважаючи на такі характеристики нерегульованих конденсаторних батарей безумовно доцільно їх використовувати, як нерегульовані базисні частини складного компенсатора.

Шунтові реактори випускалися напругою 10, 35, 110, 500 кВ та використовуються в системних мережах з надлишком реактивної потужності, а також як складова частина комплексних статичних компенсаторів.

### **3.2.6 Статичні компенсатори реактивної потужності**

Статичні компенсатори використовуються для компенсації реактивної потужності і стабілізації напруги в мережах, до яких підключені електроприймачі з різко змінним характером навантаження (прокатні стани, дугові печі, потужні зварювальні установки тощо). Дуже часто робота таких електроприймачів поряд зі стрибковими змінами потужності і спаду напруги супроводжується також суттєвими скривленнями форми струму і напруги.

Головними складовими статичних компенсаторів є: конденсатор, дросель та тиристорний перетворювач. Конденсатор і дросель є

накопичувачами електромагнітної енергії, а тиристорний перетворювач забезпечує її швидке кероване перетворення.

На практиці використовується велика кількість різних схем для статичних компенсаторів. Характерною особливістю цих схем є те, що всі вони включають до свого складу генеруючу частину (фільтри високих гармонік) і регульований з допомогою тиристорів дросель.

На рис.3.4 наведені найбільш типові спрощені схеми статичних компенсаторів.

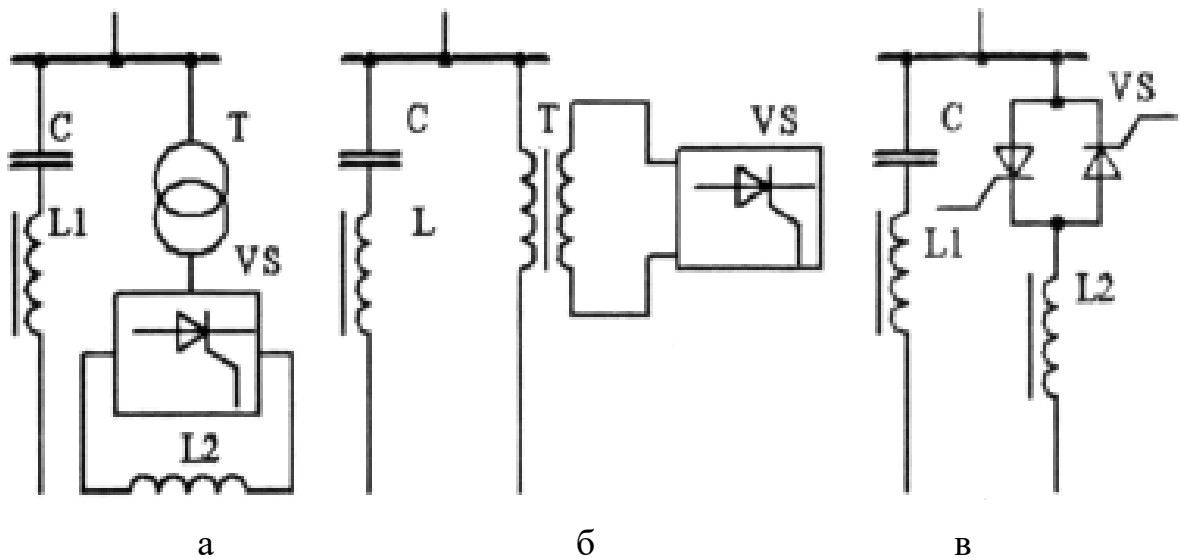


Рисунок 3.4 – Електричні схеми статичних компенсуючих установок:

- а) з індуктивним накопичувачем з боку постійного струму;
- б) з реактором насичення з нелінійною вольтамперною характеристикою;
- в) з реактором насичення з лінійною вольтамперною характеристикою

Регулювання реактивної потужності таких установок досягається шляхом зміни насиченості магнітопровода реактора і ємності конденсаторних батарей.

До переваг статичних компенсаторів належать:

- висока швидкодія зміни реактивної потужності;
- широкий діапазон регулювання реактивної потужності;



### 3.2.7 Статичні компенсатори прямого регулювання

Потужність трифазного статичного компенсатора зі з'єднанням фазних елементів у "зірку" можна визначити за формулами:

$$Q = \frac{U^2}{X}, \quad Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I, \quad Q = 3 \cdot I^2 \cdot X \quad (3.10)$$

або, наприклад, для конденсаторів ємністю  $C$  у фазі:

$$Q_c = U^2 \cdot \omega \cdot C = U^2 \cdot 2 \cdot \pi f \cdot C \quad (3.11)$$

З першого виразу можна зробити висновок, що за умови незмінної напруги можна регулювати потужність пристрою за рахунок зміни опору  $X$ . З другого та третього виразів бачимо, що за цих самих умов незмінної напруги регулювання потужності можна досягти зміною струму. Якщо ж у першому виразі залишити незмінним значення реактивного опору, то очевидно, що регулювання потужності можна досягти зміною напруги. А з третього виразу можна зробити висновок про можливість регулювання потужності статичної конденсаторної установки зміною частоти.

#### 3.2.7.1 Регулювання зміною опору

Найпростішим способом регулювання потужності конденсаторної батареї є її секціонування та забезпечення можливості комутації кожної секції до шин "споживача". У цьому разі ступенево змінюється відповідно і її потужність.

Можливості отримання більшої кількості значень потужності можуть мати велике значення за необхідності плавнішого регулювання відповідних параметрів (напруги, реактивної потужності, коефіцієнта реактивної потужності). Тому застосування різних співвідношень параметрів секцій конденсаторних батарей у поєднанні з можливістю перемикання схеми з'єднання ко-жної секції з "зірки" на "трикутник" значно збільшує кількість дискретних значень потужності.

Основними недоліками таких конденсаторних установок є велика дискретність значення потужності та значні проблеми під час комутації

секцій, коли увімкнення конденсаторів, особливо за наявності вже приєднаних секцій, спричиняє кидки струму, які можуть сягати великих значень. У момент вимкнення конденсаторів можливі також значні перенапруги.

Під час регулювання реактивної потужності в мережах з різкозмінним навантаженням після вимкнення КБ через невеликий проміжок часу знову її вмикають, причому напруга на конденсаторах в цей момент часто відрізняється від нуля. Тиристорний вимикач дає змогу керувати моментом увімкнення та виконувати його навіть через один період (0,02 с) після вимкнення. Перехідний процес керованого увімкнення зарядженого конденсатора має сприятливіший характер, ніж увімкнення незарядженого конденсатора.

Тиристорний вимикач представляє собою два зустрічно-паралельно з'єднаних вентиля Т1 і Т2 (рис.3.5, а).

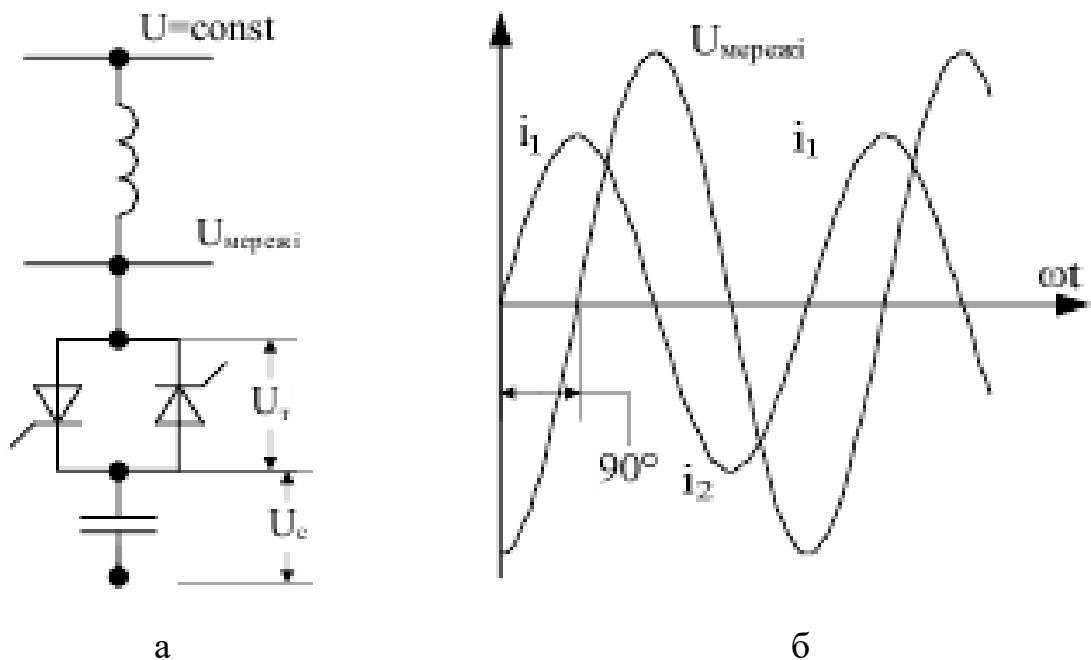


Рисунок 3.5 – Тиристорний вимикач (ключ) для комутації КБ:

а – принципова схема однієї фази;

б – діаграма струмів та напруг

Керування тиристорами виконується за допомогою прямокутних імпульсів напруги тривалістю приблизно  $100^\circ$  (5-5,5 мс). На рис.3.5, б

показано фазу цього імпульсу для кожного з тиристорів по відношенню до напруги мережі. Кожен з імпульсів випереджає відповідну йому напругу на  $90^\circ$ .

Найсприятливішим моментом увімкнення незарядженого конденсатора є момент переходу напруги мережі через нульове значення. У цьому випадку струм під час перехідного процесу не може перевищити амплітуду усталеного струму більше, ніж у два рази, а напруга на конденсаторній батареї мало відрізняється від усталеного значення.

Для вимкнення конденсаторної батареї найсприятливішим моментом є перехід струму через нульове значення. Напруга на конденсаторі у цьому випадку сягає амплітудного значення та завдяки зберіганню заряду на його обкладинках залишається деякий час незмінною.

### **3.2.7.2 Регулювання зміною струму**

Регулювання струму в головному колі статичного елемента (конденсатора, реактора) можна здійснити за допомогою тиристорних пристроїв, принципова схема яких відповідає показаній на рис. 3.4. Відмінність їх від тиристорних ключів полягає у плавному регулюванні моменту відкриття вентилів, за рахунок чого плавно змінюється струм головного кола. Цей принцип регулювання застосовують для реакторів та не застосовують для конденсаторів, тому що у зв'язку із специфікою їх комутації (великі кидки струму увімкнення та кидки напруги під час вимкнення) запаси відповідних параметрів тиристорів для забезпечення їхньої надійної роботи мають бути багатократними. Конденсаторні установки з регулюванням такого типу стають занадто дорогими і тому їх використання є недоцільним.

Для реакторів регулювання струму в головному колі може здійснюватися та-кож підмагніченням магнітопроводу постійним струмом та застосуванням принципу параметричного регулювання реакторів з насиченням осердя.

Підмагнічення постійним струмом магнітопроводу реактора змінює нахил та положення зони перегину вольтамперної характеристики (рис.3.6). Відповідно до зміни значення струму підмагнічення змінюється струм реактора для заданої робочої напруги.

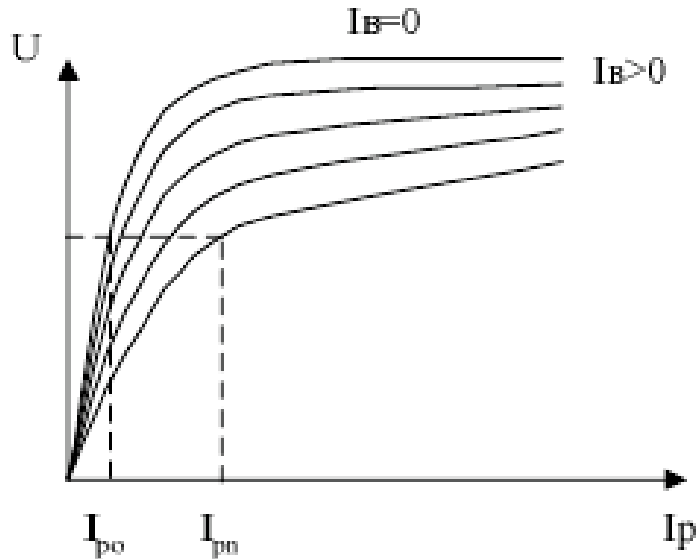


Рисунок 3.6 – Характеристики реактора з підмагніченням  
( $I_B$  - струм підмагнічення)

Збільшення напруги в точці приєднання такого реактора збільшує струм реактора, який має індуктивний характер і збільшує у відповідних елементах системи втрати напруги, що в свою чергу зменшує рівень напруги в даній точці. Зменшення рівня напруги змінює процес стабілізації напруги і він протікає в зворотньому напрямку. Отже, такий реактор сприяє стабілізації рівня напруги.

Перевагою всіх цих методів регулювання можна вважати: – плавність регулювання потужності, а у останньому випадку – авторегулювання;

– швидкодія регулювання потужності.

Основними недоліками є:

– генерування вищих гармонік, особливо у випадку використання тиристорів;

– відносна складність схем керування;

- висока вартість;
- значні втрати потужності (до 10 – 15 кВт/МВАр).

### 3.2.7.3 Регулювання зміною напруги

Для будь-якого статичного елемента (котушки індуктивності, конденсатора, резистора) зміна напруги, прикладеної до нього, викликає зміну потужності, яка пропорційна квадрату напруги.

Найпростішим способом здійснити таке регулювання в трифазній мережі можна за схемою, яка показана на рис.3.7, де наведена також регулювальна характеристика. В такій схемі потужність трансформатора повинна дорівнювати потужності статичного елемента (КБ).

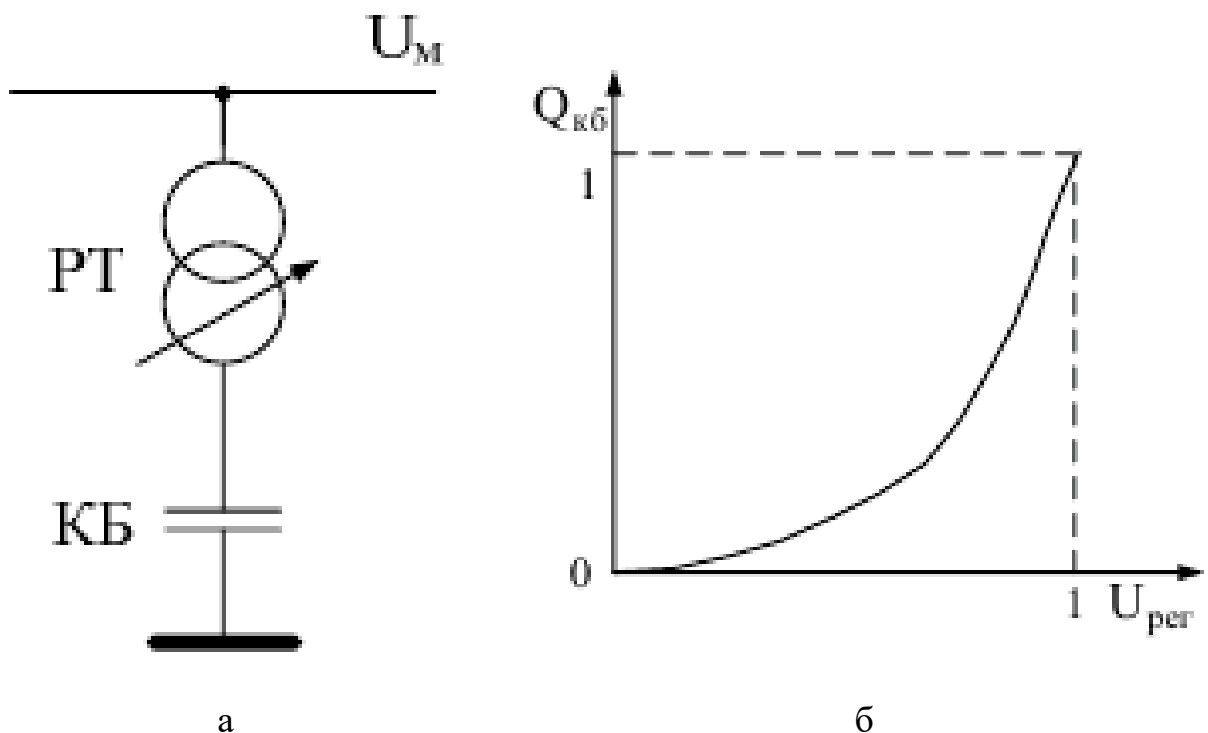


Рисунок 3.7 – Регулювання потужності статичного елемента зміною напруги:

а – схема; б – регулювальна характеристика

Існує можливість регулювання напруги на статичному елементі за схемою, зображеною на рис.3.8, а.

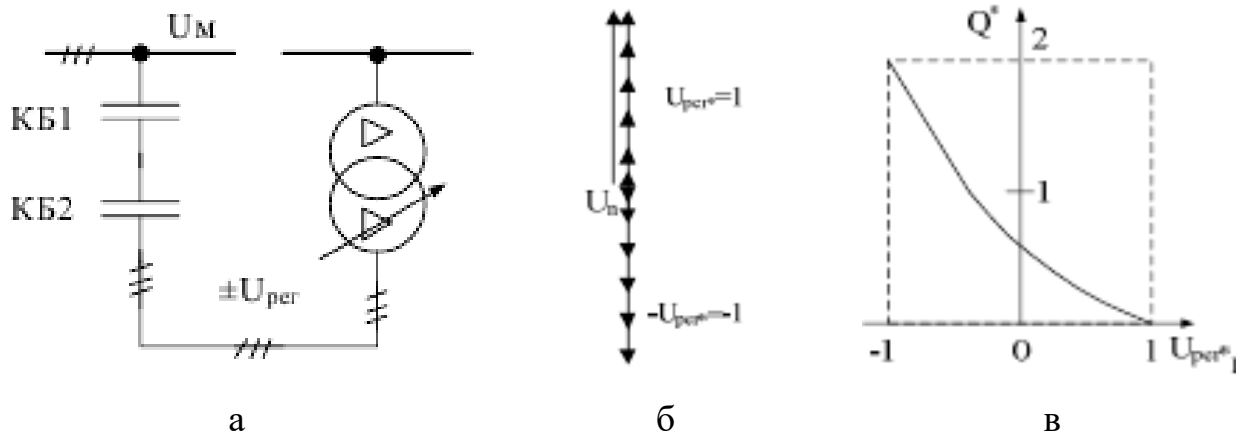


Рисунок 3.8 – Регулювання потужності статичного елемента зміною напруги в схемі:

а – принципова схема; б – векторна діаграма; в – регулювальна характеристика

На відміну від попередньої схеми, приєднаної до системи в одній точці, в цьому випадку пристрій приєднаний до системи в двох точках. Регулювання напруги здійснено з боку розімкнених “нульових” виводів статичного елемента. В граничному випадку максимальна напруга, прикладена до статичного елемента, дорівнює подвійній напрузі мережі (за умови, що  $U_M = U_{рег.макс}$ ).

Потужність статичного елемента змінюється при цьому відповідно до формули, на основі якої побудовано регулювальну характеристику (рис.3.8,в):

$$Q_C = \frac{(U_M - U_{РЕГ})}{X} \quad (3.12)$$

Потужність регулювального трансформатора в цій системі щодо потужності статичного елемента вдвічі менша порівняно з попередньою схемою.

### 3.2.7.4 Регулювання зміною частоти

Принцип регулювання зміною частоти полягає в тому, що в реактивних статичних елементах (реакторі та конденсаторі) величини опорів залежать від частоти:

$$Q_L = \frac{U^2}{X_L} = \frac{U^2}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L};$$

$$Q_L = \frac{U^2}{X_C} = U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C.$$
(3.13)

Очевидно, що такий елемент з регулюванням частоти на ньому може бути приєднаним до трифазної мережі з номінальною частотою 50 Гц за допомогою відповідного перетворювача частоти (рис. 3.9). З підвищенням частоти до, наприклад, 400 Гц потужність конденсатора (за умови збереження значень усіх інших параметрів) збільшиться у 8 разів.

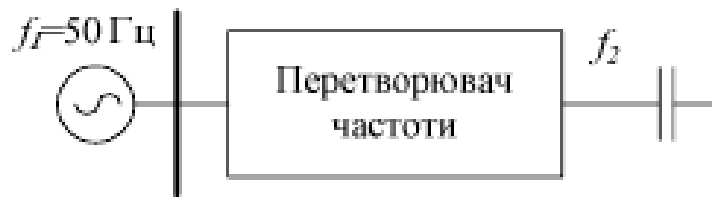


Рисунок 3.9 – Принципова схема регулювання зміною частоти

Вентильні перетворювачі змінного струму з регульованими вихідними напругою та частотою виконують за двома схемами:

- вентильні перетворювачі із ланкою постійного струму та автономним інвертором;
- вентильні перетворювачі без ланки постійного струму та безпосереднім зв'язком мережі живлення і кола навантаження.

### 3.2.7.5 Статичні компенсатори непрямого регулювання

Основними елементами статичного компенсатора непрямого регулювання є нерегульовані шунтові конденсаторні батареї та регульовані реактори. Регулювання реакторів здійснюється за допомогою тиристорних

вентилів або шляхом зміни насичення осердя. Конденсаторні батареї можуть бути постійно увімкненими повністю або приєднуватись частинами з комутацією тиристорними ключами.

Одна з найпоширеніших схем статичного компенсатора непрямого регулювання складається з керованих реакторів та постійно приєднаних конденсаторних батарей. Режим роботи компенсатора залежить від значення напруги системи. Якщо напруга системи менша або рівна нижній межі діапазону регулювання компенсатора, то в мережу повинна поступати максимальна потужність конденсаторних батарей компенсатора, а потужність реакторів повинна дорівнювати нулю. З підвищенням напруги мережі, частина потужності конденсаторів споживається реакторами. Як правило, максимальна потужність реакторів дорівнює номінальній потужності конденсаторів, тобто в граничному режимі при значному підвищенні напруги потужність компенсатора дорівнює нулю. В статичних компенсаторах такого типу використовують реактори, керовані тиристорами, реактори з підмагніченням та реактори з насиченням осердя.

### **3.2.7.6 Статичні компенсатори з реакторами, керованими вентилями**

Одна з принципів схем компенсатора з реакторами, керованими вентилями, показана на рис. 3.10.

$$Q_P = \frac{U^2}{X_P} \cdot \left( 1 - \frac{2 \cdot \alpha}{\pi} - \sin \frac{2 \cdot \alpha}{\pi} \right) \quad (3.14)$$

де  $U$  – діюче значення лінійної напруги мережі.

Потужність компенсуючого пристрою з врахуванням потужності КБ може бути визначена за формулою:

$$Q_{KV} = Q_P - Q_C = \frac{U^2}{X_P} \cdot \left( 1 - \frac{2 \cdot \alpha}{\pi} - \sin \frac{2 \cdot \alpha}{\pi} \right) - \frac{U^2}{X_C} \quad (3.15)$$



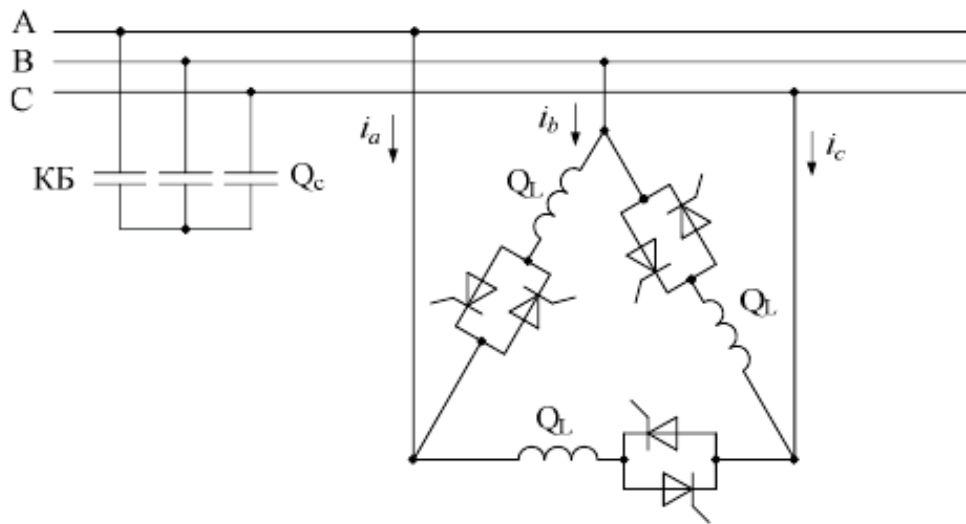


Рисунок 3.10 – Принципова схема компенсатора з реакторами, керованими вентиллями

Компенсатор даного типу відрізняється від аналогічних з реакторами з підмагніченням та насиченням вищою швидкістю та ширшим діапазоном регулювання. Висока швидкість тут пов'язана з тим, що кожен вентиль працює тільки протягом одного півперіода, після чого закривається. В наступний півперіод може бути встановлено нове значення кута керування та відповідно нове значення струму реактора.

До недоліків схеми з керованими вентиллями слід віднести наявність вищих гармонік в струмі, який споживає реактор з мережі. Процентний склад вищих гармонік збільшується із збільшенням кута керування. Генерування вищих гармонік в мережу може бути значно зменшене за допомогою фільтрів. Як фільтри доцільно використовувати окремі секції КБ, які настроєні за допомогою послідовних допоміжних реакторів на резонанс відповідних гармонік (звичайно 5-7-ї, 11-ї, 13-ї та 17-ї). Крім того, вартість таких компенсаторів досить велика (питома вартість в 3 і більше разів перевищує питому вартість синхронних компенсаторів). Досить високі і втрати активної потужності, хоч питоме значення їх приблизно в два рази менша, ніж в синхронному компенсаторі.

На Запорізькому заводі “Перетворювач” налагоджено випуск компенсаторів такого типу на напругу 6, 10 та 35 кВ потужністю від 6,3 до 40 МВАр.

Використання компенсаторів з вентильним керуванням потужності реакторів доцільне в умовах, де необхідна висока швидкодія. Такі умови існують в промисловості – в мережах живлення прокатних станів та дуго вих електропечей, а також в системоутворюючих мережах енергосистеми (для підтримання динамічної стійкості).

### **3.2.7.7 Статичні компенсатори з реакторами, керованими підмагніченням**

Керованими називають реактори, параметри яких змінюються за допомогою підмагнічення (ГОСТ 18624-73).

Керовані реактори бувають з поздовжнім, поперечним та кільцевим підмагніченням. Такі реактори можуть бути використані в статичних компенсаторах непрямого регулювання як регулювальний елемент. Принципова схема не відрізняється від зображеної на рис.3.9, але замість реакторів, керованих вентилями, використовують реактори з підмагніченням.

Дослідження СК з реакторами з поздовжнім підмагніченням за досвідом англійської фірми показали, що регулювання потужності реактора 34,5 МВА від номінальної потужності до неробочого ходу відбувається за 2 с. Цей час на порядок більший, ніж необхідно для ефективного впливу на стійкість передачі та на два порядки більше, ніж необхідно для обмеження внутрішніх перенапруг.

В Німеччині запропонована інша конструктивна схема поздовжнього підмагнічення, в якій відсутній прямий зв'язок між обмотками постійного та змінного струмів. На відміну від реактора англійського виробництва, де склад вищих гармонік в струмі реактора не перевищує 2 %, в реакторі ФРН відносні амплітуди вищих гармонік можуть сягати 10 %. Такий реактор можна використовувати тільки зі спеціальними фільтрами вищих гармонік.

### **3.2.7.8 Статичні компенсатори з параметричним регулюванням**

Регулювальним елементом статичного компенсатора з параметричним регулюванням реактора (параметричного стабілізатора) є реактор з насиченням осердя, тобто реактор з нелінійною вольтамперною характеристикою. Такі реактори з багатострижневою магнітною системою вже багато років виготовляють в Англії та Бельгії.

Магнітопровід реакторів виготовляють з холоднокатаної сталі з невеликими питомими втратами та практично прямокутною характеристикою намагнічення.

Компенсатор складається з насиченого реактора, шунтової конденсаторної батареї та допоміжного обладнання.

До недоліків компенсатора відносяться значно більші втрати потужності, ніж в компенсаторах з тиристорним керуванням і ця обставина значно обмежує їх застосування.

### **3.2.7.9 Комбіновані статичні компенсатори**

Комбіновані компенсатори складаються з двох типів регульованих реактивних елементів: керованих одним із способів реакторів та конденсаторів з тиристорними ключами. Найчастіше в практиці зустрічаються схеми компенсаторів з тиристорним регулюванням реакторів. Звичайно для дискретного регулювання конденсаторної батареї, поділеної на два-чотири конденсаторних блоки, що комутуються тиристорними ключами, використовують один реактор однакової з ними потужності, керований тиристорними блоками. Таким чином, реактивна потужність плавно регулюється від нуля до номінального значення потужності конденсаторів в режимі генерування або від нуля до номінального значення потужності реактора в режимі споживання. За необхідності додаткового споживання реактивної потужності можуть бути додатково встановлені нерегульовані шунтові реактори.

Реактори, керовані вентилями, є джерелом вищих гармонік. Для їх фільтрації звичайно встановлюють фільтри відповідних гармонік, які на робочій частоті генерують реактивну потужність в мережу.

Комбінований компенсатор має високу швидкість керування, таку ж як звичайний компенсатор з реактором, керованим вентилями. Однак його питома вартість менша за рахунок меншої потужності реактора, менші також втрати активної потужності та генерування вищих гармонік. Тому загальні економічні показники комбінованих компенсаторів кращі за показники компенсаторів з тиристорним керуванням.

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТЕЙ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ МЕРЕЖ

При виборі засобів компенсації реактивної потужності вихідними даними є такі вимоги енергосистеми:

1. Економічно обґрунтована максимальна величина реактивної потужності, яка може бути передана з енергосистеми у мережу підприємства;

2. Найменша реактивна потужність, яка може бути передана у мережу підприємства в режимі найменших навантажень енергосистеми (нічний мінімум);

3. Максимальна реактивна потужність, що передається з енергосистеми в післяаварійних режимах.

У загальному випадку потужність всіх компенсуючих пристроїв споживача:

$$Q_{KV} = Q_P - Q_{C1} \quad (4.1)$$

де  $Q_P$  – розрахункова реактивна потужність підприємства,

$Q_{C1}$  – реактивна потужність, яку енергосистема може передати в мережу споживача в режимі максимуму енергосистеми.

Як правило:

$$Q_{KV} = Q_{HK} - Q_{BK} \quad (4.2)$$

де  $Q_{HK}$  – потужність КП напругою до 1 кВ,

$Q_{BK}$  – те ж, напругою 6...10 кВ.

У свою чергу:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} - Q_{HK2} \quad (4.3)$$

де  $Q_{HK1}$  – сумарна потужність КП, виходячи з оптимальної кількості трансформаторів ТП та допустимого їх завантаження  $\beta$ ,

$Q_{\text{нк2}}$  – потужність КП, виходячи з оптимального значення втрат у трансформаторах та мережі напругою 6...10 кВ, що живить ці трансформатори.

#### **4.1 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах напругою до 1 кВ**

До мереж низької напруги (НН) (до 1 кВ) на промислових підприємствах підключається велика частина електроприймачів, які споживають реактивну потужність. Коефіцієнт потужності навантаження до 1 кВ зазвичай не перевищує 0,7-0,8. При цьому мережі 380-660 В електрично більш віддалені від джерел живлення – від енергосистеми та місцевих ТЕЦ. Тому передача реактивної потужності в мережу до 1 кВ призводить до підвищених витрат на збільшення перерізів проводів і кабелів і підвищення потужності трансформаторів, втрат активної та реактивної потужності. Ці витрати можна зменшити і навіть усунути, якщо забезпечити компенсацію реактивної потужності безпосередньо в мережі до 1 кВ [12].

Джерелами реактивної потужності в мережі до 1 кВ можуть бути синхронні двигуни 380-660 В і конденсаторні батареї до 1 кВ. Значна частина – некомпенсованого реактивного навантаження до 1 кВ – покривається перетіканням реактивної потужності з шин 6-10 кВ, тобто з мережі вище 1 кВ підприємства  $Q_T$ . Необхідно визначити оптимальне співвідношення потужності джерел, що встановлюються на боці нижче 1 кВ, та передачі реактивної потужності зі боку кувН). При цьому слід врахувати втрати на генерацію реактивної потужності джерелами до і вище 1 кВ, втрати на передачу  $Q_T$  від мережі вище 1 кВ в мережу до 1 кВ і, головне, подорожчання трансформаторів 6-10/0,4-0,66 кВ в цехах, обумовлене їх завантаженням реактивною потужністю.

Визначення потужності батарей конденсаторів в мережах напругою до 1 кВ. Сумарна розрахункова потужність низьковольтних БК визначається по мінімуму приведених витрат двома послідовними розрахунковими етапами:

1. Вибір економічно оптимального числа трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій.

2. Визначення додаткової потужності батарей нижче 1 кВ з метою оптимального зниження втрат у трансформатора і в мережі напругою 6-10 кВ підприємства, що живить ці трансформатори.

Сумарна розрахункова потужність батарей нижче 1 кВ дорівнює:

$$Q_{HK} = Q_{H.K1} - Q_{H.K2} \quad (4.4)$$

де  $Q_{H.K1}$  та  $Q_{H.K2}$  – сумарні потужності батарей, визначені на зазначених етапах розрахунку.

Сумарна потужність батарей нижче 1 кВ розподіляється між усіма окремими трансформаторами цеху пропорційно їх реактивним навантаженням. Для кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності. Мінімальне їх число, необхідне для живлення найбільшою розрахункового активного навантаження, визначається за формулою:

$$N_{T.МИН} = \frac{P_{СЕР.Т}}{\beta_T \cdot S_T} + \Delta N \quad (4.5)$$

де  $P_{СЕР.Т}$  – середня сумарна розрахункова активна навантаження даної групи трансформаторів за найбільш завантажену зміну;

$\beta_T$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$S_T$  – прийнята номінальна потужність одного трансформатора;

$\Delta N$  – добавка до найближчого більшого цілого числа.

Економічно оптимальне число трансформаторів визначається за формулою:

$$N_{T.E} = N_{T.МИН} + m \quad (4.6)$$

де  $m$  – додаткове число трансформаторів.

При трьох трансформаторах і менш їх потужність вибирають виходячи з найбільшої активного навантаження за умовою:

$$S_T \geq \frac{P_{\max T}}{\beta_T \cdot N} \quad (4.7)$$

За обраною кількістю трансформаторів визначають найбільшу реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори в мережу напруги до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_{T.E} \cdot \beta_T \cdot S_T)^2 + P_{\max T}^2} \quad (4.8)$$

Сумарна потужність батарей нижче 1 кВ для даної групи трансформаторів:

$$Q_{H.K1} = Q_{\max T} - Q_T \quad (4.9)$$

де  $Q_{\max T}$  – сумарна розрахункова реактивне навантаження нижче 1 кВ за найбільш навантажену зміну.

Якщо виявиться, що  $Q_{H.K1} < 0$ , то по першому етапу розрахунку установка низьковольтних БК не потрібно і  $Q_{H.K1}$  приймається рівним нулю.

Визначення потужності батарей конденсаторів з метою оптимального зниження втрат. Додаткова сумарна потужність БК до 1 кВ для даної групи трансформаторів  $Q_{H.K2}$  визначається за формулою:

$$Q_{H.K2} = Q_{\max T} - Q_{H.K1} - \gamma \cdot N_{T.E} \cdot S_T \quad (4.10)$$

де  $\gamma$  – розрахунковий коефіцієнт, обумовлений залежно від показників  $K1$  і  $K2$  і схеми живлення цехової підстанції (для радіальної схеми цей коефіцієнт визначається за рис. 4.1,а; для магістральної з двома трансформаторами – за рис. 4.1,б; для магістральної з трьома і більше  $=K1/30$ ; для двоступінчастої схеми живлення трансформаторів від РП 10 кВ, на яких відсутні джерела реактивної потужності  $=K1/60$ ).

Що визначається залежно від показників  $K_1$ ,  $K_2$  і схеми живлення цехової підстанції. Значення  $K_1$  залежить від питомих приведених витрат на батареї напругою до і вище 1 кВ і вартості втрат:

$$K_1 = \frac{3_{H.K} - 3_{H.K1}}{C_0 \cdot 10^3} \quad (4.11)$$



де  $C_0$  – розрахункова вартість втрат за табл. (тільки для розрахунку компенсації реактивної потужності).

Значення  $K_2$  визначається за формулою:

$$K_2 = \frac{L \cdot S_T}{F} \quad (4.12)$$

де  $F$  – загальний переріз лінії;

$L$  – довжина лінії (за магістральною схемою з двома трансформаторами – довжина ділянки до першого трансформатора).

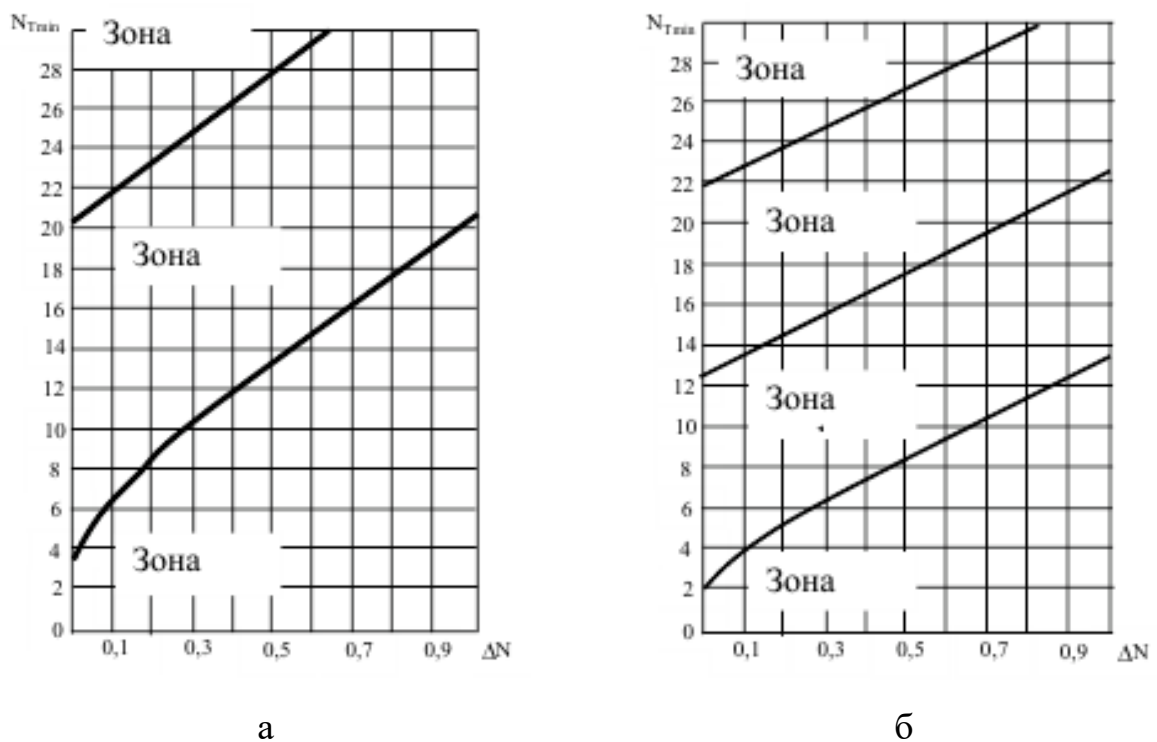


Рисунок 4.1 – Зони для визначення додаткового числа трансформаторів:

а –  $T=0,7, 0,8$ ; б –  $T=0,9, 1,0$

Якщо виявиться, що  $Q_{н.к2} < Q$ , то для даної групи трансформаторів реактивна потужність  $Q_{н.к2}$  приймається рівною нулю.

Розподіл потужності батарей конденсаторів в цеховій мережі напругою до 1 кВ. Для кожної цехової трансформаторної підстанції розглядається можливість розподілу раніше знайденої потужності конденсаторів до 1 кВ в її мережі. Критерій доцільності такого розподілу –

додаткове зниження наведених витрат з урахуванням технічних можливостей підключення окремих батарей.

#### 4.2 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення напругою 6-10 кВ

Розрахункове реактивне навантаження в мережах 6-10 кВ промислових підприємств  $Q_B$  складається з розрахункового навантаження приймачів 6-10 кВ  $Q_{p.v}$ , некомпенсованого навантаження мережі до 1 кВ  $Q_T$ , що живиться через трансформатори цехів, втрат реактивної потужності  $\Delta Q$  в мережі 6-10 кВ, особливо в трансформаторах і реакторах:

$$Q_B = Q_{p.v} + Q_T + \Delta Q \quad (4.13)$$

При виборі конденсаторів, зробивши припущення про незначну довжину ліній на підприємстві, можна представити все підприємство як вузол мережі 6-10 кВ, в якому підключені реактивне навантаження  $Q_i$ , в загальному випадку, п'ять типів джерел реактивної потужності:

- синхронні двигуни 6-10 кВ ( $Q_{cd}$ ),
- синхронні компенсатори ( $Q_{ck}$ ),
- синхронні генератори ТЕЦ ( $Q_{TEЦ}$ ),
- енергосистема ( $Q_{e1}$ )
- батареї високої напруги ( $Q_{v.k}$ ).

Баланс реактивної потужності у вузлі 6-10 кВ промислового підприємства в загальному випадку виражається таким співвідношенням:

$$Q_B - Q_{cd} - Q_{TEЦ} - Q_{v.k} \quad (4.14)$$

Вхідна реактивна потужність  $Q_{e1}$  задається енергосистемою як економічно оптимальна реактивна потужність, яка може бути передана підприємству в період найбільшого навантаження енергосистеми.

### Визначення реактивної потужності, що генерується синхронними двигунами.

Кожен встановлений синхронний двигун є джерелом реактивної потужності, мінімальне значення якої за умовою стійкої роботи двигуна визначається формулою:

$$Q_{CD} = P_{CD,НОМ} \cdot \beta_{CD} \cdot tg\varphi_{НОМ} \quad (4.15)$$

де  $P_{CD,НОМ}$  – номінальна активна потужність;

$\beta_{CD}$  – коефіцієнт завантаження по активній потужності;

$tg\varphi_{НОМ}$  – номінальний коефіцієнт реактивної потужності.

Синхронні двигуни мають значно більші відносні втрати на 1 кВАр вироблюваної реактивної потужності в порівнянні з конденсаторами.

У той же час, якщо двигуни вже встановлені на промисловому підприємстві, їх слід використовувати для компенсації реактивної потужності.

Таблиця 4.1 – Потужність синхронних двигунів, при яких доцільно використовувати повністю для компенсації реактивної потужності

Кількість робочих змін	Номінальна активна потужність синхронного двигуна, кВт, при частоті обертів, об/хв						
	3000	1000	750	600	500	375	300
1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000
2	2500	5000	6300	5000	1600	–	–
3	2500	5000	6300	5000	1600	–	–

Тому при необхідності виконання компенсації на напрузі 6-10 кВ слід розглядати можливість отримання додаткової реактивної потужності від синхронних двигунів, якщо їх  $\beta_{CD} < 1$ . У випадку, якщо номінальна активна потужність двигунів дорівнює або більше зазначеної в табл. 4.1, економічно доцільно використовувати повністю наявну реактивну потужність синхронного двигуна, визначену за формулою:

$$Q_{СДР} = Q_{СДЕ} = \alpha_M \cdot S_{СД.НОМ} = \alpha_M \cdot \sqrt{P_{СД.НОМ}^2 + Q_{СД.НОМ}^2} \quad (4.16)$$

де  $\alpha_M$  – коефіцієнт допустимого перевантаження синхронного двигуна, що залежить від його завантаження за номінальною активної потужності.

### 4.3 Визначення потужностей батарей конденсаторів в мережах напругою вище 1 кВ

Для кожної цехової підстанції визначається некомпенсоване реактивне навантаження на стороні 6-10 кВ кожного трансформатора:

$$Q_{т.нг} = Q_{\max.т} - Q_{н.к.ф} + \Delta Q_{т}, \quad (4.17)$$

де  $Q_{\max.т}$  – найбільша розрахункова реактивна навантаження трансформатора;

$Q_{н.к.ф}$  – фактично прийнята потужність конденсаторів до 1 кВ;

$\Delta Q_{т}$  – сумарні реактивні втрати в трансформаторі при його коефіцієнті завантаження з урахуванням компенсації.

Для кожного розподільного пункту або підстанції визначається його некомпенсоване реактивне навантаження  $Q_{р.п}$  як сума реактивних потужностей, що живляться від його цехових підстанцій та інших споживачів.

Сумарна розрахункова реактивна потужність батарей 6-10 кВ для всього підприємства визначається з умови балансу реактивної потужності:

$$Q_{В.К} = \sum Q_{р.пi} - Q_{СД.Р} + Q_{e1} \quad (4.18)$$

де  $Q_{р.пi}$  – розрахункова реактивна навантаження на шинах 6 або 10 кВ і-го розподільного пункту;

$Q_{СД.Р}$  – наявна потужність синхронних двигунів;

$n$  – кількість розподільних пунктів або підстанцій на підприємстві;

$Q_{e1}$  – вхідна реактивна потужність, задана енергосистемою на шинах 6-10 кВ.

Якщо енергосистема задає вхідні реактивну потужність на стороні напруги 35 кВ і вище підстанції підприємства, то враховуються втрати реактивної потужності в трансформаторах зв'язку з енергосистемою.

Якщо виявиться, що потужність  $Q_{в.к.}$ , слід прийняти її рівною нулю і за погодженням з енергосистемою, що видала технічні умови на приєднання споживачів, встановити значення вхідної потужності.

Установку окремих батарей 6-10 кВ рекомендується передбачати на тих розподільних пунктах, де реактивне навантаження має індуктивний характер і є технічна можливість такого приєднання. Сумарна реактивна потужність батарей розподіляється між окремими секціями підстанції пропорційно їх некомпенсованих реактивної навантаженні на шинах 6-10 кВ і округлюється до найближчої стандартної потужності комплектних конденсаторних установок. До кожної секції розподільної підстанції рекомендується підключати конденсатори однакової потужності, але не менше 1000 кВАр. При меншій потужності батареї її доцільно встановлювати на живильній цеховій підстанції, якщо вона належить промислового підприємству.

## ВИСНОВКИ

Зібрані і систематизовані відомості по сучасному стану, способах і технічних засобах КРП дозволяють зробити наступні висновки:

1. Правильний вибір ПКРП як на стадії проектування, так і при експлуатації електричних мереж дозволяє скоротити перетікання РП, що особливо важливо для протяжних розподільних мереж 6 (10) кВ, збільшити коефіцієнт використання трансформаторної потужності. Невеликі приєднані потужності і відсутність великих СД в електромережах виробничих споживачів, роблять для них КУ практично єдиним технічним засобом КРП.

2. Різноманітне технологічне виконання робочої частини, широкий діапазон номінальних потужностей, низькі власні втрати і висока експлуатаційна надійність КК (стандарти ІЕС 70 і 831 -1/2, VDE 0560) уможливають модульне побудова сучасних КУ.

3. Виходячи з 4,5 % -го нормативу відносних втрат електроенергії для мереж 6 (10) кВ і наведеного в роботі розрахунку видно, що передача по мережі РП збільшить тільки для трансформаторів даний норматив на 1 ... 2,5%, а його підсумковий зростання, враховуючи втрати в лініях 6 (10) кВ, досягне 2; ... 4,5 %. В середньому, збільшення втрат від передачі РП навантаження в розподільних мережах 6 (10) кВ розглянутого району електричних мереж складе 4,2 ... 1,9 млн. кВт-год. При цьому для вибору ПКРП необхідна наявність об'єктивної інформації про режим роботи пристроїв передачі електроенергії, в першу чергу – про використанні трансформаторної потужності. Отримати такі відомості можна тільки за допомогою сучасної вимірювальної техніки та впровадження систем телеметрії.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, І.О. Гунько Оптимізація режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії. Вінниця: ВНТУ, 2018. – 171с.
2. Желєзко Ю.С. Застосування технологічних знижок (надбавок) – один із способів зниження тарифів на електроенергію. // Електрика. 2001.№6. С. 12-15.
3. Reactive Power and Distortion Power // Intern. Electro technical Conunission, Technical Committee № 25. Working Group 7. 1979. Document 25. Rep. 113
4. Конспект лекцій з дисципліни "Електропостачання промислових підприємств" для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка / Укладачі Є.Д.Хмельницький, О.О.Крупник — Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2016, 126 с. (Частина 2)
5. Конспект лекцій з дисципліни "Електропостачання промислових підприємств" для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка / Укладачі Є.Д.Хмельницький, О.О.Крупник — Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2016, 126 с.(Частина 2)
6. Воропай Н.И. Глобальные тенденции в энергетике на рубеже столетий // Энергия: экономика, техника, экология. – 2000. – № 12.
7. Состояние и основные направления развития распределительных электрических сетей Украины / Н. Титов, В. Прохвятилов, Н. Черемисин, В. Зубко // ТЭЖ. – 2003. – № 5. – С. 47–49.
8. Туkenов А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
9. Черемисин Н., Зубко В. Автоматизация учета и управления электропотреблением: Пособие для вузов. – Харьков, 2005. – 192 с.

10. Основи енергозберігаючого керування електроенергетичними системами та комплексами / О.М. Сінчук, Н.Л. Федорченко, Л.Б. Литвинський, К.І. Федорченко, І.О. Сінчук, О.Є Мельник – Кременчук: ПП Щербатих О.В., 2010. – 340 с.
11. Краснянський М.Ю. Енергозбереження: навч. посіб. – К.: Кондор, 2018. – 136 с.
12. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами. – К.: НТУУ «КПІ». – 2010. – 264 с.
13. М. П. Кузнєцов. Особливості короткотермінового прогнозування потужності ВЕС та СЕС, 2017.
14. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
15. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 2: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 82 с.
16. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв, О.Г. Філатов./ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.
17. Правила улаштування електроустановок. Правила улаштування електроустановок.. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2006), введений з 1.01. 2007 р. – Харків: Форт, 2010. – 736 с.
18. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2002. 38 с.
19. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Київ: Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервноінвестиційний фонд розвитку енергетики», 2009. 598 с.



20. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с. 32. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів.

21. Бардик Є. І. Моделювання електроенергетичної системи для оцінки ризику виникнення аварій при відмовах електрообладнання [Текст] / Є. І. Бардик // Наукові праці Донецького національного технічного університету. — Серія «Електротехніка і енергетика», 2013. — Вип. 1. — С. 15–22.

22. Костерев М.В., Бардик Є.І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ: НТУУ КПІ, 2010. — 131 с.

23. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина електричних станцій. Основне електрообладнання. — К. НТУУ "КПІ", 2011. — 220с. (учбовий посібник)

**ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ**

- АВР – автоматичний вимикач резерву  
ТП – трансформаторна підстанція  
ПЛ – повітряна лінія  
КРП – компенсація реактивної потужності  
УКРП – установка компенсації реактивної потужності  
БК – конденсаторна батарея  
НН – низька напруга  
ПС - понижувальна підстанція  
РП – реактивна потужність  
ПК – пристрої компенсації  
ЛЕП – лінія електропередачі  
ККД – коефіцієнт корисної дії  
ДРП – джерела реактивної потужності  
СД – синхронний двигун  
СК – синхронні компенсатори  
КЗ – коротке замикання  
КП – компенсуюче пристрій  
ТЕЦ – теплоелектроцентрально  
ВН – висока напруга  
ГДК – гранично-допустимі концентрації  
КПО – коефіцієнт природної освітленості  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок