

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МЕІНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

**галузі знань 14 електрична інженерія
зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

на тему Проблема компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах

Виконав: студент групи ЕЕ-21 дм

Пагава Д. А. підпис

Керівник

доц. Філімоненко К. В. підпис

Завідувача кафедри

доц. Руднев Є. С. підпис

Київ, 2022 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 "Електрична інженерія"
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та
Електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
доц. Руднєв Є.С

" _____ " _____ 2022 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ
СТУДЕНТУ

Пагаві Давиду Аслановичу

1. Тема проекту Проблема компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах

Спец. завдання Система гарантованого електропостачання

Керівник проекту Філімоненко Костянтин Вадимович ктн, доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом вищого навчального закладу від "12" жовтня 2022 року № 27/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту 20 листопада 2022

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі:

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

Аналіз літературних джерел. Проблема компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах. Моделі та методи оптимізації вибору місць установки та потужності батарей конденсаторів. Використання конденсаторних установок. Опис регуляторів коефіцієнта потужності. Схеми підключення та приклад налаштування регулятора.

Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників) – Презентація з поясненнями та кресленнями, що надають суть магістерської роботи.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1–4	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання _____ 12 жовтня 2022р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітки
1	Аналіз літературних джерел.		
2	Проблема компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах.		
3	Моделі та методи оптимізації вибору місць установки та потужності батарей конденсаторів.		
4	Використання конденсаторних установок. Опис регуляторів коефіцієнта потужності DCRK / DCRJ.		
5	Схеми підключення та приклад налаштування регулятора.		
6	Висновки. Оформлення МР.		

Студент _____
(підпис)Пагава Д. А.
(прізвище та ініціали)Керівник проекту _____
(підпис)доц.Філімоненко К. В.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота «ПРОБЛЕМА КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ» викладена на 94 сторінках, складається зі вступу, 4 розділів, висновків. У роботі міститься 23 рисунки, 10 таблиць, список використаних джерел із 33 найменувань.

Робота присвячена питанням компенсації реактивної потужності у споживачів електричної енергії. При нормальних робочих умовах всі споживачі електричної енергії, режим яких супроводжується постійним виникненням електромагнітних полів, навантажують мережу як активною, так і реактивною складовими повної споживаної потужності. З огляду на високу щільність комунально-побутового навантаження, постійна наявність перетоків потужності реактивної складової призводить до значних втрат електроенергії в розподільних мережах великих міст. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються недостатньо, хоча за обсягами споживання цей сектор вже займає друге місце після промисловості.

В роботі розглянута компенсація реактивної потужності та схемні рішення на базі контролера DCRK/DCRJ.

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, КОНДЕНСАТОРНІ БАТАРЕЇ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, РЕЖИМ НАПРУГИ

SUMMERY

Master's Work "The problem of reactive power compensation in urban electrical networks" is set out on 94 pages, consists of an introduction, 4 chapters, conclusion. The work contains 23 figures, 10 tables, a list of references of 33 titles. MS Excel software was used in the thesis.

The Master's Work is devoted to the compensation of reactive power in electricity consumers. The rapid development of modern equipment and technologies leads to an increase in electricity consumption in the domestic sector. Under normal operating conditions, all consumers of electric energy, whose mode is accompanied by the constant occurrence of electromagnetic fields, load the network with both active and reactive components of the total power consumption. Taking into account the high density of the utility load, the constant presence of power flows of the reactive component leads to significant losses of electricity in the distribution networks of large cities. In the distribution networks of household consumers, reactive power compensation devices are insufficiently used, although this sector already ranks second after industry in terms of consumption.

The paper considers reactive power compensation and circuit solutions based on the DCRK/DCRJ controller.

REACTIVE POWER COMPENSATION, CAPACITOR BANKS, POWER LOSSES, VOLTAGE MODE, MULTI-OBJECTIVE OPTIMIZATION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	7
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬКОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	14
1.1 Аналіз ситуації щодо компенсації реактивної потужності в мережах України	14
1.2 Аналіз питання компенсації реактивної потужності у науковій та технічній літературі	15
1.3 Шляхи вирішення проблеми компенсації реактивної потужності	31
РОЗДІЛ 2 ПРОБЛЕМА КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	33
2.1 Загальні відомості	33
2.2 Баланс активної та реактивної потужності	36
2.3 Збиток через перетоки реактивної потужності	39
2.4 Визначення витрат на передачу реактивної потужності по електричній мережі	42
2.5 Витрати на генерацію реактивної потужності за допомогою ДРП	45
2.6 Оптимальний розподіл потужності батарей конденсатів до 1000В в радіальній та магістральній мережі	47
2.7 Вибір місця установки батарей конденсаторів в мережах з рівномірно розподіленим навантаженням	49
2.8 Вибір місць установки і потужності комплектних батарей конденсаторів за умовами режиму напруги	51
РОЗДІЛ 3 МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ВИБОРУ МІСЦЬ УСТАНОВКИ ТА ПОТУЖНОСТІ БАТАРЕЙ КОНДЕНСАТОРІВ	54
3.1 Багатоцільова оптимізація місць розрізу мережі	54
3.2 Струмопроводи з відносно рівномірно розподіленим навантаженням	62
3.3 Компенсація реактивної потужності у стояках висотних будівель	64
РОЗДІЛ 4 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. СХЕМНІ РІШЕННЯ НА БАЗІ КОНТРОЛЕРА DCRK/DCRJ	73
4.1 Загальні положення	73
4.2 Використання конденсаторних установок	77
4.3. Компоненти систем компенсації реактивної потужності	78
4.4 Опис регуляторів коефіцієнта потужності DCRK / DCRJ	81
4.5 Контактори для комутації конденсаторних батарей фірми LOVATO	83
4.6 Схеми підключення та приклад налаштування регулятора	85
ВИСНОВКИ	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	91

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- КРП – компенсація реактивної потужності
- СТАТКОМ – статичний синхронний компенсатор реактивної потужності
- ТП – трансформаторна ідстанція
- КУ – конденсаторні установки
- СКРМ – статичні компенсатори реактивної потужності
- РП – реактивна потужність
- ЛЕП – лінії електропередач
- БК – батарея конденсаторів
- СД – синхронний двигун
- ВБК – високовольтні батареї конденсаторів
- НБК – низьковольтні батареї конденсаторів
- АСГ – асинхронізований генератор
- СТК – статичні тиристорні компенсатори БСК – батареї статичних конденсаторів
- FACTS – системи гнучкого регулювання передачі електроенергії змінного струму
- IGCT – замикаючі тиристори
- IGBT – керовані біполярні транзистори
- ССПК – синхронний статичний поздовжній компенсатор реактивної потужності на базі перетворювача напруги
- ОРПП – об'єднаний регулятор потоків потужності
- ФПП – фазоповоротний пристрій
- АСК – асинхронізований синхронний компенсатор, в тому числі з маховиком
- АСЕМПЧ – асинхронізований синхронний електромеханічний

перетворювач частоти

ВФТ – фазооборотний трансформатор

СК – синхронний компенсатор

СЕП – системи електропостачання

ДРП – джерело реактивної потужності РП – розподільний пункт

ПЛ – повітряна лінія

КЛ – кабельна лінія

ОСББ – об'єднання співвласників багатоквартирного будинку

ВСТУП

Забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів, контроль за електроспоживанням, забезпечення експлуатації енергетичного обладнання, проведення своєчасного і якісного його ремонту, технічне переозброєння і реконструкція енергетичних об'єктів, забезпечення працездатності електричних мереж, задоволення інтересів споживачів, економічних і соціальних потреб за рахунок передачі електроенергії споживачам регіону є основними пріоритетами для обслуговуючого персоналу міських електромереж. Забезпечення належної надійності і гнучкості живлення кожного споживача досягається шляхом застосування досить простих, надійних і дешевих схем, як правило, магістральних петльових.

ТП окремих відповідальних споживачів, у яких навантаження електроприймачів першої категорії становить понад 100 кВт передбачаються двосекційними з підключенням до різних половин петльових мереж. Всі РП, як правило, укомплектовані камерами типу КСО заводського виконання.

Для живлення ланцюгів вимірювальних приладів і автоматики в основному на РП встановлені трансформатори напруги. На всіх РП передбачений АВР. Для споживачів 0,4 кВ першої категорії надійності електропостачання застосовується двопроменева схема живлення з АВР на стороні 0,4 кВ споживача.

Стосовно забезпечення надійності електропостачання споживачі міських районів відносяться в основному до II і III категорій, за винятком насосних станцій, що забезпечують водопостачання, що відносяться до I категорії по безперебійності електропостачання.

Характерні проблеми міських електричних мереж:

- обладнання підстанцій є застарілим і має наступні незадовільні показники:

- об'єкти мають підвищені експлуатаційні витрати;

- низька надійність комутаційної апаратури (рубильники, вимикачі навантаження, запобіжники);
- встановлені трансформатори з високими значеннями втрат потужності;
- широка номенклатура кабельно-провідникової продукції різних марок та типорозмірів, що часто виходять з ладу та потребують значних витрат на відновлення роботи.
- розвиток районів і зростання навантаження приєднаних споживачів;
- необґрунтовано завищені номінальні параметри захисного і комутаційного устаткування приєднань 0,4 кВ, що відходять;
- недостатня уніфікація обладнання;
- низька надійність електропостачання споживачів і підвищена ймовірність відмов обладнання.

У районах багатоповерхової забудови мережі виконані, як правило, кабелями, по петльовим схемами. Із загальної довжини мереж 6-10 кВ кабельні лінії становлять близько 80%. Центральне місце в структурі енергетичних об'єктів, що знаходяться на обслуговуванні мереж займають підстанції 10 / 0,4 кВ та 6 / 0,4 кВ та КЛ-6(10) кВ зв'язку між ними.

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 значною мірою 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.

Втрати потужності є невід'ємним продуктом у виробництві, передачі та розподілі електроенергії. 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 [1].

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.

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].

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 не часто. Але враховуючи, що за останнє десятиліття споживання електроенергії на 1 м² 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.

Актуальність теми. Робота присвячена компенсації реактивної потужності у споживачів електричної енергії. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання в побутовому секторі. При нормальних робочих умовах всі споживачі електричної енергії, режим яких супроводжується постійним виникненням електромагнітних полів (електродвигуни пральних машин і кондиціонерів, блоки живлення комп'ютерів, люмінесцентні лампи та інше), навантажують мережу як активною, так і реактивною складовими повної споживаної потужності. З огляду на високу щільність комунально-побутового навантаження, постійна наявність перетоків потужності реактивної складової призводить до значних втрат електроенергії в розподільних мережах великих міст. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються недостатньо, хоча за обсягами споживання цей сектор вже займає друге місце після промисловості.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є підвищення ефективності

функціонування розподільних електричних мереж міст шляхом зменшення втрат потужності та оптимізації режиму напруги. Задачі дослідження:

- провести аналіз проблемних питань в розподільних електричних мережах міст та розглянути можливі шляхи їх вирішення;
- провести аналіз компенсуючих пристроїв, їх характеристик для забезпечення управління реактивною потужністю в електричній мережі;
- формування критеріїв для визначення оптимальних місць встановлення компенсуючих пристроїв;
- формування методики вирішення задачі багатоцільової компенсації реактивної потужності.

Об'єкт дослідження – режим роботи розподільної електричної мережі міст.

Предмет дослідження – моделі та методи оптимізації місць установки та потужності компенсуючих пристроїв, які вирішують проблему компенсації реактивної потужності в електричній мережі та задачі енергозбереження: підвищення пропускної здатності елементів мережі; зниження втрат потужності та електроенергії; покращення показників якості електроенергії.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1.1 Аналіз ситуації щодо компенсації реактивної потужності в мережах України

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і з районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільних електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України. Протяжність електричних мереж таких класів напруги на сьогодні в Україні складає: 0,4 кВ – 449832 км; 6-10 кВ – 332568 км і має тенденцію до щорічного зростання.

В наш час споживання електроенергії збільшується з кожним роком і не через збільшення кількості промислових підприємств, а із-за накопичення електронних пристроїв, які використовує кожна середньостатистична людина. В містах невпинно зростає територіальна щільність навантаження, яка вже сягає в центрі Києва до 9...10 МВт/км² (середній по Києву 2,4 МВт/км² та 3,6 МВАр/км²) [1] і, як наслідок, підвищуються втрати електроенергії. В зв'язку зі значними втратами електроенергії в електричних мережах енергосистеми України, які сягають до 12...15 % від загального обсягу виробленої електроенергії, в тому числі у розподільних мережах – 6...9 % необхідним та актуальним є підвищення

енергоефективності розподільних мереж. Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та зменшення втрат електроенергії в них як вагомих факторів ефективності функціонування. В умовах постійного та об'єктивного зростання рівня тарифів для кінцевого споживача стає важливою проблема покращення якості послуг, яку він отримує у вигляді надійного, безперебійного електропостачання. Вирішення проблеми якісного електропостачання в розподільних електричних мережах ґрунтується на використанні сучасного електрообладнання, забезпеченні необхідних перетоків потужностей засобами регулювання та компенсації.

Проблема компенсації реактивної потужності завжди займала важливе місце в загальному комплексі питань підвищення ефективності передачі, розподілу та споживання електричної енергії [2]. За оцінками експертів, причинами виникнення та розвитку найбільших аварій і технологічних порушень в енергосистемах і енергооб'єднаннях різних країн, що призвели до відключення значного обсягу споживачів, є, зокрема, дефіцит реактивної потужності в енергооб'єднаннях і недостатня потужність встановлених джерел реактивної потужності. Таким чином, вирішення питань компенсації реактивної потужності є одним з аспектів як енергозбереження, так і надійності електропостачання в міських електричних мережах [3]. У зв'язку з цим останнім часом в Україні значно виріс інтерес до питань компенсації реактивної потужності.

1.2 Аналіз питання компенсації реактивної потужності у науковій та технічній літературі

Питанням компенсації реактивної потужності завжди приділялась увага але з кожним роком питання компенсації реактивної потужності стає ще більш актуальним. Це пов'язано зі зростанням споживання електроенергії та ефективністю роботи енергосистеми в цілому. Зазвичай проблеми компенсації реактивної потужності розглядались для промислових споживачів але на сьогодні

є актуальним розгляд питання щодо побутових споживачів. За останні 10-15 років проведено багато досліджень у вирішенні питань компенсації реактивної потужності та запропоновано нові методи, підходи, алгоритми, засоби та пристрої щодо вирішення цього питання. Наприклад, описується багатоцільова оптимізація компенсації реактивної потужності в електричних мережах [4]. Тут розглядається проблема оптимізації компенсації реактивної потужності (КРП) в мережі електропостачання промислового підприємства, рішення якої полягає у визначенні необхідного місця розташування пристроїв КРП і значень шунтуючих ємностей. Запропоновані авторами еволюційні алгоритми багатоцільової оптимізації одночасно і незалежно оптимізують кілька параметрів, перетворюючи найбільш традиційні обмеження в нові цільові функції, що більш природно для реальних завдань. В результаті може бути знайдено безліч рішень, близьких до оптимальних (до безлічі Парето), що дозволяє вибрати компромісний варіант. Отже, запропонований алгоритм дозволяє при невеликих витратах часу отримати кілька оптимальних варіантів КРП.

Останнім часом в Україні, а так само державах ближнього і дальнього зарубіжжя значно виріс інтерес до питань компенсації реактивної потужності, який вважають найважливішим фактором енергозбереження. Тільки по Україні усунення перетоків реактивної потужності в мережах в змозі забезпечити щорічну економію близько 150 млрд. кВт·год електричної енергії [5]. Оцінка реального стану в діючих мережах свідчить неухильне зростання чисельності міського населення, насичення побуту електроприладами і розширення обсягу послуг, що надаються населенню, зумовило щорічне зростання електроспоживання міст при випереджаючому зростанні споживання реактивної потужності, викликаному зростанням дрібнодвигуним навантаження. Крім того, за останні роки виявилися тенденції зростання кількості малих одно- і двозмінних підприємств з приєднаною потужністю до 100 кВт·А, які не оснащені пристроями компенсації реактивної потужності, чим значно погіршують коефіцієнт потужності в мережі. Аналогічне можна сказати і щодо комунально-побутового сектора, значну частку навантаження якого складають освітлювальні розрядні лампи. Широке

застосування таких ламп для освітлення громадських будівель і комунально-побутових установ в значній мірі збільшило перетоки реактивної потужності в мережах. Приділяється увагу досвіду розвинених країн та пропонується скористатись такими сучасними пристроями як СТАТКОМ, вольтододатні трансформатори, FACTS[5].

Розглядається компенсація реактивної потужності міських електричних мереж 0,4 кВ [7]. Незважаючи на те, що в побуті міського населення широко застосовуються електроприймачі зі значною реактивною потужністю, нормативні документи з проектування електропостачання комунально-побутових споживачів не рекомендують застосування пристроїв компенсації реактивної потужності в міських мережах. Але дослідження, проведені в діючих міських електричних мережах за допомогою електронних лічильників електроенергії, вказують на необхідність застосування в міських мережах пристроїв компенсації реактивної потужності, що, безумовно, підвищить якість електропостачання міських споживачів і продовжить термін безвідмовної служби цих мереж до наступної реконструкції. Метою роботи авторів було визначення можливості економічно доцільного застосування регульованої компенсації реактивної потужності міських мереж і ТП - 6 (10)/0,4 кВ за допомогою сучасних конденсаторних установок (КУ) номінальною напругою конденсаторів 0,4 кВ для зазначених вище міських трансформаторних підстанцій. Вирішення задачі було розглянуто в трьох аспектах: технічному, економічному та фінансовому. Автори дійшли висновку, що в міських електричних мережах існують суттєві перетоки реактивної електроенергії, які економічно, доцільно зменшать за допомогою регульованих конденсаторних установок 0,4 кВ. При вирішенні питань компенсації реактивної потужності виникає фінансовий аспект. На цю тему також фахівцями ведуться дискусії.

Новий підхід «відрегулювати» економічні взаємини споживачів та постачальника електричної енергії в рамках важливої технічної задачі - підвищення надійності електропостачання [9]. А саме: поділ споживачів на 3 види дозволяє роз'яснити кількісну сторону договірних відносин. На сучасному етапі

споживач електричної енергії в праві вимагати певний рівень надійності (економічно оправданий), а електропередавальна організація, в свою чергу, повинна вилучати надбавку до тарифу за його наднормований рівень. Величина понад тарифна повинна повністю покривати витрати на підвищення надійності електропостачання (інвестиції споживача в мережу). Все викладене вище стосується випадку, коли споживач вимагає певного рівня надійності. Однак можлива ситуація, коли споживача не цікавлять його кількісні показники надійності. У такій ситуації електропередавальна організація може інвестувати лише свої фінансові кошти в підвищення надійності. Приведені наступні висновки. У зв'язку з неадекватністю збитків споживачів з існуючою компенсацією за ненадійність електропостачання пропонується система взаємовідносин між споживачами і постачальниками електричної енергії: 1) за договірний (наднормований) рівень надійності споживач повинен платити надбавку до тарифу; 2) при недотриманні договірних зобов'язань, постачальник електричної енергії зобов'язаний виплачувати штраф за недовідпуск енергії в розмірі завданих збитків (знижка до тарифу); 3) електропередавальна організація вкладає свої кошти в підвищення надійності з метою отримання прибутку за рахунок додаткової відпустки електроенергії споживачам.

Якщо велика частина активної потужності споживається електроприймачами і лише незначна губиться в елементах мережі та електроустаткування, то втратиреактивної потужності в елементах мережі можуть бути порівнянні з реактивною потужністю, споживаної електроприймачами. З 100% реактивної потужності, що виробляється в енергосистемі, 22% втрачається в підвищуючих трансформаторах електростанцій і в підвищуючих автотрансформаторах на підстанціях 110-750 кВ енергосистеми, 6,5% втрачається в лініях районних мереж системи, 13,5% становлять втрати в понижуючих трансформаторах і лише 58% з усієї виробленої реактивної потужності доводяться на шини 6-10 кВ споживачів. Пропонується кілька видів заходів, а саме заходи, що проводяться по компенсації реактивної потужності експлуатованих або проєктованих електроустановок споживачів; заходи першої

групи спрямовані на зниження споживання реактивної потужності і повинні розглядатися в першу чергу, оскільки для їх здійснення, як правило, не потрібно значних капітальних витрат; заходи, пов'язані із застосуванням пристроїв, що компенсують [10]. Статичні компенсатори реактивної потужності (СКРП) є перспективним засобом раціональної компенсації реактивної потужності. СКРП забезпечують одночасно компенсацію реактивної потужності основної частоти, фільтрацію вищих гармонійних, компенсацію змін напруги, а також симетрування напруги мережі. При наявності швидких і різкозмінних навантажень стає перспективним застосування статичних компенсаторів реактивної потужності, що забезпечують практичну можливість безінерційного регулювання реактивної потужності. При цьому поліпшуються умови статичної стійкості енергосистеми в цілому, що забезпечує додаткову економію за рахунок підвищення техніко-економічних показників роботи електроустановок.

Сучасні методи і пристрої компенсації реактивної потужності в побутових системах електроспоживання, що описані в [11]. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання в побутовому секторі. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів, що містять переважно однофазну, комутуючу за індивідуальним режимом навантаження, пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються ще недостатньо, хоча за обсягами споживання в Україні цей сегмент навантаження впевнено посідає друге місце після промисловості. Авторами проведено дослідження параметрів міської розподільної мережі в м. Харків. Як показує обробка графіків навантаження, знятих на введенні багатоквартирного житлового будинку, що протягом доби середнє значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ змінюється від 0,88 до 0,97, а по фазні - від 0,84 до 0,99. Велике споживання реактивної потужності також спостерігається і фіксується на міських підстанціях. Класичним вирішенням даної проблеми в розподільних мережах є компенсація реактивної потужності у споживача шляхом установки у нього додаткових джерел реактивної потужності, наприклад, статичних конденсаторів. Складність вирішення даного питання багато в чому пов'язана з нерівномірним споживанням реактивної

потужності по окремих фаз, що ускладнює застосування традиційних для промислових мереж установок компенсації реактивної потужності.

Запропоновано методику вибору та виконав порівняння варіантів компенсації реактивної потужності в роботі [12]. Навантаження підприємств звичайно має індуктивний характер, який спричиняє споживання реактивної потужності. Ця потужність у свою чергу спричиняє такі негативні явища, як збільшення плати за спожиту електроенергію, додаткові втрати в струмопровідних елементах, завищення потужності трансформаторів, перерізів кабелів і провідників, відхилення напруги в мережі від номінального значення. Для зменшення негативного впливу реактивної електроенергії використовують компенсацію реактивної потужності. Як джерела реактивної потужності використовують синхронні двигуни в режимі перезбудження, нерегульовані і регульовані конденсаторні установки високої та низької напруг, статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності. Сучасні конденсаторні батареї характеризуються високою надійністю роботи. Використання сучасних матеріалів дало змогу зменшити габаритні розміри конденсаторів. За місцем приєднання розрізняють такі схеми компенсації: загальна, групова, індивідуальна. Найбільш ефективними є засоби автоматичного регулювання потужності компенсуючих пристроїв – автоматичні регулятори потужності конденсаторних установок, або автоматичні регулятори збудження синхронних двигунів. Автор зазначає, що останнім часом для керування конденсаторними установками широко застосовуються мікропроцесорні регулятори, які використовують оптимальні алгоритми роботи з мінімальним числом комутацій. Використовуючи ступені конденсаторів різної потужності, вони зводять до мінімуму споживання реактивної електроенергії. Техніко-економічне порівняння варіантів обліку реактивної електроенергії дало змогу зробити такі висновки: 1) прилади обліку реактивної електроенергії доцільно встановлювати на межі розділу балансової належності електромереж; 2) встановлення приладів обліку споживання та генерації реактивної електроенергії має однозначну перевагу порівняно з розрахунковим методом оплати, який застосовується за відсутності приладів

обліку; 3) припустимо не встановлювати прилади обліку генерованої електроенергії за відсутності компенсуючих пристроїв; 4) за необхідності встановлення нових приладів обліку споживання та генерації реактивної електроенергії доцільно встановлювати сучасні електронні прилади, які здійснюють облік активної та реактивної електроенергії в обох напрямках. Варіанти компенсації реактивної потужності такі: без компенсації реактивної потужності; групова компенсація нерегульованими низьковольтними конденсаторними батареями; індивідуальна компенсація нерегульованими конденсаторними батареями спареними з електроприймачами; загальна компенсація нерегульованими високовольтними конденсаторними батареями; компенсація конденсаторними батареями, керованими за часом; компенсація автоматичними конденсаторними установками низької напруги; компенсація за допомогою автоматичної системи регулювання реактивної потужності синхронного двигуна; компенсація статичними тиристорними компенсаторами. Знижка плати за споживання та генерацію реактивної електроенергії можлива за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого електропередавальною організацією добового графіка споживання і генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання і генерації, а також розміри знижки обумовлюються в договорі. В статті приведений розрахунок нерегульованих компенсуючих пристроїв, регульованих за часом компенсуючих пристроїв, індивідуальної компенсації реактивної потужності, автоматичних конденсаторних установок.

Завдання обстеження системи компенсації реактивної потужності були визначені у роботі [14]. При обстеженні систем компенсації реактивної потужності, як правило ставлять такі завдання: перевірка технічного стану наявних пристроїв; визначення економічно обґрунтованого ступеня КРП; оцінка компенсуючої здібності інших джерел реактивної потужності; аналіз фактичного завантаження елементів електричної мережі; аналіз електромагнітної сумісності

компенсуючих пристроїв з системою електропостачання; оцінка впливу компенсуючих пристроїв на режими системи електропостачання та якість електроенергії. Розглянута проблема оптимального розподілу реактивної потужності. Контроль (або вибір) оптимального розподілу потужності компенсуючих пристроїв в електричних мережах здійснюється з метою забезпечення такого зниження втрат енергії, яке дозволить отримати максимальний економічний ефект при дотриманні всіх технічних умов (обмежень) нормальної роботи електричної мережі і приймачів електроенергії. Для вирішення такого завдання використовуються спеціальні оптимізаційні програми, одна з яких - «Optium», яка представлена та розроблена авторами [14]. Оцінка компенсуючої здібності додаткових джерел реактивної потужності (крім батарей статичних конденсаторів - БК) розглянута авторами на прикладі системи електропостачання Вахського родовища нафти. Найвні синхронні двигуни є потенційними джерелами реактивної потужності. Отримані при обстеженні системи КРП дані про завантаження елементів електричної мережі дозволяють розрахувати втрати РП, оцінити компенсуючу здатність ЛЕП і синхронних двигунів, скласти баланс реактивної потужності. Завантаження устаткування має істотний вплив на споживання РП електричними машинами. Для поліпшення ситуації в якості організаційних заходів можна розглянути можливість залучення підприємств до додаткового споживання РП шляхом відключення частини БК і переведення потужних СД в режим недозбудження. При обстеженні режимів БК в умовах несинусоїдальності напруги виникає необхідність здійснювати оцінку зниження компенсуючого ефекту БК, викликаного зусиллям рівня несинусоїдальності напруги живлення і струму навантаження при її підключенні. Запропоновані підходи до вирішення завдань обстеження ефективності системи КРМ реалізовані на практиці і пройшли апробацію в діючих електричних мережах і системах електропостачання підприємств.

Розглядалось питання зниження втрат електроенергії за допомогою компенсації реактивної потужності [15]. За статистикою основними споживачами реактивної потужності є електродвигуни змінного струму, переважно асинхронні

електродвигуни, на частку яких припадає близько 70% споживаної реактивної потужності, близько 20% споживають трансформатори. При зниженні коефіцієнта потужності споживачів збільшуються втрати електричної енергії не тільки в живильних мережах, але і в трансформаторах і генераторах, встановлених на електростанціях. Разом з тим при підвищенні коефіцієнта потужності за рахунок зменшення реактивної складової повного струму можливо збільшити його активну складову шляхом підключення додаткових споживачів електроенергії і тим самим забезпечити повне завантаження генераторів і трансформаторів в системі електропостачання виробництва. У даній статті авторами розглянуто розподільну трансформаторну підстанцію на одному з підприємств. У роботі розглянуті два варіанти компенсації реактивної потужності: за допомогою установки високовольтних батарей конденсаторів (ВБК); за допомогою установки низьковольтних батарей конденсаторів (НБК). Для досягнення необхідного коефіцієнта потужності необхідно використовувати конденсаторні установки як на низьковольтній, так і на високовольтній стороні. Авторами наведено розрахунок та вибір високовольтних і низьковольтних конденсаторних батарей. Також діаграми за результатами знятих на виробництві параметрів. Приведені заходи, спрямовані на зниження втрат потужності та електроенергії на прикладі розподільної трансформаторної підстанції заводу. За результатами роботи і розрахунків зроблені наступні висновки. Застосовуючи заходи щодо компенсації реактивної потужності, шляхом установки конденсаторних батарей отримали: збільшення пропускної здатності мереж, в результаті зменшення струму, що протікає через мережу; розвантаження електрообладнання підстанцій; зменшення втрат активної потужності; раціональне використання електричної енергії; моделювання було корисно для оцінки ефективності того чи іншого способу компенсації.

Розробка систем компенсації реактивної потужності в умовах міських електричних мереж [17]. Раціональна компенсація реактивної потужності призводить до зниження втрат потужності через перетоки реактивної потужності, забезпечення належної якості споживаної електроенергії за рахунок регулювання

і стабілізації рівня напруги в електромережах, досягненню високих техніко-економічних показників роботи електроустановок. Проблема компенсації реактивної потужності в електричних системах країни має велике значення з наступних причин: 1) в промисловому виробництві спостерігається випереджаюче зростання споживання реактивної потужності в порівнянні з активною; 2) в міських електричних мережах зросло споживання реактивної потужності; 3) збільшується споживання реактивної потужності в сільських електричних мережах. В даний час приріст споживання реактивної потужності істотно перевершує приріст споживання активної потужності. Відомо, що найбільш економічним засобом для компенсації реактивної потужності є конденсаторні батареї. Але в мережах з підвищеним вмістом вищих гармонік, що генеруються нелінійними навантаженнями, застосування звичайних засобів компенсації реактивної потужності, розраховані на синусоїдальні струми і напруги, пов'язане з технічними труднощами. При наявності швидких і різкозмінних навантажень стає перспективним застосування статичних компенсаторів реактивної потужності, що забезпечують можливість безінерційного регулювання реактивної потужності. СКРП забезпечують одночасно компенсацію реактивної потужності основної частоти, фільтрацію вищих гармонійних, компенсацію змін напруги, а також симетрування напруги мережі. Основними елементами статичних компенсуючих пристроїв є конденсатор і дросель - накопичувачі електромагнітної енергії - і вентилі (тиристори), що забезпечують її швидке перетворення. На підставі вище сказаного можна зробити висновок, що статичні тиристорні компенсатори відкривають нові можливості щодо підвищення надійності та якості електричних систем, забезпечуючи крім компенсації реактивної потужності обмеження комутаційних перенапруг і відповідне полегшення координації ізоляції обладнання ультрависоковольтних передач, підвищення межі потужності по довгих лініях, симетрування режиму, зниження втрат в лініях, компенсацію впливу різко змінного навантаження, фільтрацію вищих гармонік.

Всі пристрої компенсації реактивної потужності можна класифікувати на

статичні і динамічні [18]. До статичних відносяться поодинокі конденсатори, батареї статичних конденсаторів (БСК), фільтри гармонік; до динамічних - керовані, регульовані пристрої, що входять до поняття FACTS (Flexible AC Transmission System) - системи гнучкого регулювання передачі електроенергії змінного струму. Робочою групою IEEE дається таке визначення FACTS: «системи передачі змінного струму, що поєднують в собі силову електроніку та інші статичні регулятори для підвищення керованості і збільшення пропускної спроможності». Пристрої FACTS вирішують завдання перетворення електричної мережі з пасивного пристрою транспортування електроенергії в пристрій, активно бере участь в управлінні режимами роботи електричних мереж, і застосовуються для корекції коефіцієнта потужності, мінімізації втрат та ін. До пристроїв FACTS першого покоління (FACTS-1) відносять пристрої, що забезпечують регулювання напруги (реактивної потужності) і необхідний ступінь компенсації реактивної потужності в електричних мережах (статичний компенсатор реактивної потужності СТК, реактор з тиристорним управлінням, стаціонарний послідовний конденсатор з тиристорним керуванням, фазозсувний трансформатор і ін.). До новітніх FACTS другого покоління (FACTS-2) відносять пристрої, що забезпечують регулювання режимних параметрів на базі повністю керованих приладів силової електроніки: біполярні транзистори з ізольованим затвором (IGBT), замикаються тиристори з інтегральним драйвером IGCT і ін. До них належать такі пристрої: синхронний статичний компенсатор (СТАТКОМ), синхронний статичний поздовжній компенсатор реактивної потужності на базі перетворювача напруги (ССПК), об'єднаний регулятор потоків потужності (ОРПП), фазоповоротний пристрій (ФПУ), асинхронізований синхронний компенсатор, в тому числі з маховиком (АСК), асинхронізований синхронний електромеханічний перетворювач частоти (АС ЕМПЧ), фазооборотний трансформатор (ВФТ). Пристрої другого покоління здатні здійснювати обмін активної і реактивної потужності з енергосистемою, а також генерувати або поглинати реактивну потужність після обміну з системою. Статичні тиристорні компенсатори (СТК) і статичні синхронні компенсатори (СТАТКОМ) є найбільш

популярними пристроями FACTS. Статичні тиристорні компенсатори - це комплексні пристрої паралельного включення, які за рахунок тиристорного управління мають виняткову швидкодію, широким робочим діапазоном і високою надійністю. Основною функцією СТК є регулювання напруги в розглянутому вузлі шляхом управління введенням реактивної потужності в місці свого приєднання, таким чином СТК постійно підтримує напругу в мережі на заданому рівні. Управління СТК ґрунтується на застосуванні частково керованих тиристорів. Поява замикаючих тиристорів (IGCT) і керованих біполярних транзисторів (IGBT) привело до створення повністю керованих напівпровідникових перетворювачів - інверторів напруги, і на їх базі - пристрої нового покоління - СТАТКОМ. Компенсатор створює трифазну систему напруг в фазі з напругою мережі аналогічно синхронного компенсатора (СК). СТАТКОМ здатний здійснювати як індуктивну, так і ємнісну компенсацію реактивної потужності. Слід зробити висновок: відсутність контрольованого балансу потужностей в енергосистемі може привести до негативних наслідків, запобігання яких має здійснюватися в темпі процесів, що відбуваються в енергосистемі. Керовані системи змінного струму FACTS в поєднанні з сучасними інформаційними і комп'ютерними технологіями дозволяють вирішити ці завдання і сприяють створенню інтелектуальних систем електропостачання.

Питання оптимізації конденсаторних батарей в розподільних мережах за умовами режиму напруги[19]. Як показали дослідження останніх років в міських мережах, мають місце значні перетоки реактивної потужності. Це пов'язано із зростанням промислових навантажень, з широким, усезростаючим застосуванням побутових електричних приладів і з використанням більш економічних і ефективних газорозрядних джерел світла. У зв'язку з цим зростає актуальність робіт, пов'язаних з компенсацією реактивної потужності і можливістю регулювання напруги в розподільних міських мережах за допомогою батарей конденсаторів поперечного включення. Для цієї мети можна застосувати установки конденсаторних батарей поперечного включення, обладнані пристроями автоматичного регулювання їх потужністю. Ефективність батарей

залежить від величини реактивного опору x між джерелом живлення і місцем установки конденсаторної батареї. У розрахунках кількість рівнянь визначається числом установок конденсаторних батарей, необхідних для забезпечення нормованих відхилень напруги всіх споживачів мережі. При цьому сумарна потужність батареї буде мінімальною, якщо розрахунок ведеться по нижньому допустимому межі відхилення напруги в максимальному режимі у найбільш віддаленого споживача, а вибір відгалужень на мережевих трансформаторах проводиться за мінімальним режиму при відключеною конденсаторної батареї. Однак наявність великої кількості відключаються регульованих батарей пов'язано з додатковими витратами і з ускладненням їх експлуатації. Тому бажано, щоб частина батарей була не відключається. Як показує проведений аналіз, в мережі є така можливість. Для цього потрібна додаткова перевірка відхилень напруги в мінімальному режимі з метою виявлення тих трансформаторних пунктів, де доцільно встановити батареї, що не відключаються. Крім цього, потрібно провести перевірку відхилень напруги інших ТП в мінімальному режимі. Число батарей, що відключаються може збільшено за рахунок зменшення встановлених добавок на напруги мережевих трансформаторів (при переході на відповідне відгалуження), але це тягне за собою збільшення сумарної встановленої потужності конденсаторних батарей.

При вирішенні завдань оптимізації систем електропостачання необхідний безпосередній облік обмежень по дискретності шкал стандартних параметрів елементів СЕП, який доцільно здійснювати у вигляді дискретних послідовностей за стандартними параметрами елементів СЕП.

Оптимальна потужність і розміщення конденсаторів в розподільних системах електропостачання описані зарубіжними науковцями Ching-Tzong Su, Cheng-Yi Lin, Ji-Jen Wong [21]. У даній статті пропонується дослідження компенсації реактивної потужності в електричних розподільних мережах для визначення оптимального розміщення і потужності батарей. Найбільш часто використовуваними джерелами реактивної потужності для компенсації в розподільних мережах є конденсаторні батареї. Вже згадана проблема

компенсації являє собою проблему оптимізації. Новий метод еволюційно-імітаційне прожарювання, з еволюційними стратегіями, вбудованими в моделює прожарювання. Даний метод використовується для вирішення живильної електричної мережі 36 пунктів навантажень підключених до мережі і ділянки замкнутої мережі, а також для визначення оптимальних рішень при розміщення конденсаторів. У висновку, згідно з результатами моделювання, автор перевіряє запропоновані підходи, які забезпечують спосіб підвищення якості електропостачання розподільних мереж. Радіальні мережі є найбільш часто використовуваними в розподільних електричних мережах. Вони забезпечують достатню надійність живлення. Щоб задовольнити високі вимоги високотехнологічної галузі для підвищення надійності слід застосувати замкнуту мережу для відповідальних споживачів. На відміну від радіальної мережі, ця мережа не тільки підвищує надійність і якість обслуговування, а також тягне за собою зменшення втрат потужності. В даний час Тайванська енергетична компанія активно просуває ідею використання замкнутої мережі. Справжня робота спрямована на те, щоб визначити її оптимальне розміщення нерегульованих і регульованих конденсаторів в розподільній мережі, з розглядом ділянки замкнутої її частини. Кінцева мета роботи - досягти при цьому мінімум витрат, поліпшити падіння напруги і надійність енергопостачання зі зменшенням втрат потужності в лінії.

Покращення ефективності компенсації реактивної потужності в розподільні мережі розглянуто авторами в [22]. В роботі викладено ідею підвищення економічної ефективності компенсації реактивної потужності у розподільних мережах. Це ідея заснована на встановленні низьковольтних конденсаторів з вищою номінальною потужністю на обраних підстанціях, замість встановлення нової середньої напруги та конденсатори для компенсації потужності намагнічування трансформаторі. В статті наведена схема підключення цих конденсаторів та приклад розрахунку для реальної розподільної мережі. Результати випробувань показують, що конденсатори встановлені на станціях, а також у більшості випадків конденсатори до компенсації намагнічування

реактивної потужності трансформаторів не є ефективними з економічної точки зору. Тим не менш, поки що встановлені конденсатори слід використовувати для поліпшення балансу реактивної потужності в мережі. Номінальна потужність та вибір станції для встановлення нових конденсаторів повинні бути узгоджені з оператором системи передачі. Установка конденсаторів на обраних станціях може бути ефективним способом зменшення втрат енергії в розподільній мережі і для інших країн. Це, однак, вимагає встановлення конденсаторів набагато вищої номінальної потужності. На цих станціях можуть періодично мати надлишок реактивної потужності. Проте результати досліджень вказують на періодичну перекомпенсацію реактивної потужності трансформаторів але це не спричинило технічних проблем. У багатьох схемах мереж середньої напруги конденсатори можуть бути постійно включені, а загальна потужність конденсаторів не повинна перевищувати мінімум реактивної потужності, що подається трансформаторами від мережі 110 кВ. Конденсатори з контакторами допоможуть відключити конденсатор, щоб відключити потік реактивної потужності в мережі 110 кВ. На той час пульт дистанційного керування конденсатора доступний, конденсатор може бути включений / вимкнений з використанням таймерів, згідно з попередньо підготовленими графіками. Такі рішення значно підвищили ефективність компенсації реактивної потужності та зменшили втрати енергії.

Важливість реактивної потужності для розподіленої генерації описана в роботі [23]. Розподілене покоління є привабливим варіантом для розв'язання проблеми компенсації реактивної потужності та розподільної системи через їх близькість. Реактивна потужність поблизу навантаження забезпечує значні економічні вигоди, такі як зменшення втрат, покращення локальної напруги, постачання електроенергії в віддалені райони, поліпшення коефіцієнту потужності, зменшення загальної вартості системи. У роботі наведено кілька технологічних варіантів доступних для забезпечення реактивної потужності. До них належать малі генератори, синхронні конденсатори, паливні елементи та мікротурбіни. Вони можуть забезпечити безперервний змінний динамічний реактивний опір, який може швидко реагувати на реактивну потужність.

Необхідно досягти критеріїв для широкого розповсюдження розосередженої генерації інтегрованої як джерело електроенергії в сільській місцевості. Для цього необхідно: загальні витрати на модернізацію приладів для поглинання або скоротити вироблення реактивної потужності. Тут повинен існувати ринковий механізм для реактивної потужності зі сторони лічильника, де знаходиться розосереджена генерація. Необхідно запровадити нові методи компенсації, заохотити доставки динамічних ресурсів, близьких до районів з критичною напругою.

Сучасний огляд технологій компенсації реактивної потужності представлено в [24]. В цій роботі подано огляд сучасного стану технології компенсації реактивної потужності. Принципи роботи, дизайн, характеристики та приклади застосування компенсаторів реалізовані за допомогою тиристорів та автокоммутативних перетворювачів. Представлений статичний генератор використовується для поліпшення регулювання напруги, стабільності та покращення коефіцієнту потужності в передачі та розподілі енергії.

Починаючи з принципів компенсації, використовуючи класичні рішення фазово-контрольовані напівпровідники також були розглянуті у роботі. Впровадження самокоммутатованих топологій на базі IGBT і напівпровідники IGCT різко покращилися у виконанні компенсаторів. У них швидша динамічна поведінка і вони можуть контролювати більше змінних. Введення нових самопереключених топологій на рівні підвищення напруги підвищать вплив компенсації в майбутніх додатках. Описуються деякі відповідні приклади проектів де можна помітити, що сучасні компенсатори покращують продуктивність енергетичних систем, що сприяє підвищенню надійності і якості електроенергії, що поставляється споживачам. Ці приклади показують, що використані компенсатори мають набагато ширший масштаб у майбутньому, так як продуктивність мережі та надійність стає ще більш важливим фактором. Маючи кращу систему керування мережі дозволить комунальним підприємствам скорочувати інвестиції в самих лініях передачі.

У роботі компенсація радіальних розподільних пристроїв представлені нові

евристичні стратегії реактивної потужності авторами S. F. Mekhamer, M.

Представлено два нових евристичних методи компенсації реактивної потужності в радіальній розподільчій мережі. Виведені формули методів та техніка застосовується до трьох джерел живлення. Результати пропонованого підходу порівнюються з попередніми методами, щоб показати перевагу запропонованих методів. Показано близькість або віддаленість від оптимального рішення після їх впровадження, новий алгоритм, що використовує варіаційну техніку, представлений для отримання оптимального розподілу конденсаторів відповідно до стандартних розмірів конденсаторів. У цій статті викладені два нових евристичних метода вирішення проблеми. Запропоновані методи були застосовані до трьох практичних джерел живлення. На підставі порівняння з попередньою роботою, використовуючи ті ж прилади живлення, запропоновані методи забезпечують кращу роботу системи та зниження витрат. Розробляючи та впроваджуючи програмне забезпечення для отримання оптимального рішення, було показано, що результати запропонованих методів рівні або дуже близькі до оптимальних значень, які забезпечує перевагу цих стратегій. Рекомендується застосовувати запропоновані методики до системи подачі, а потім вибрати той, який дає найкращі результати з мінімальним числом встановлених конденсаторних батарей [25]..

1.3 Шляхи вирішення проблеми компенсації реактивної потужності

Правильне вирішення проблем компенсації реактивної потужності в значній мірі передбачає економію грошових та матеріальних ресурсів, підвищує якість електропостачання. Традиційними джерелами реактивної потужності 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.

На сьогодні широко розробляються та застосовуються сучасні пристрої, системи для компенсації реактивної потужності. Які можуть вирішувати не тільки проблему компенсації реактивної потужності, а також ряд інших проблемних питань. В світі вже широко застосовуються такі пристрої та системи як СТАТКОМ, вольтододатні трансформатори, FACTS - системи гнучкого регулювання передачі електроенергії змінного струму, які застосовуються для корекції коефіцієнта потужності, мінімізації втрат. СТАТКОМ здатний здійснювати як індуктивну, так і ємнісну компенсацію реактивної потужності. Для досягнення необхідного коефіцієнта потужності необхідно використовувати конденсаторні установки як на низьковольтній, так і на високовольтній стороні. Для цього застосовують установки високовольтних батарей конденсаторів (ВБК) та установки низьковольтних батарей конденсаторів (НБК). Новий клас електричних машин - асинхронізовані генератори, які дають можливість економічно регулювати реактивну потужність при паралельній роботі з мережею та мають ряд інших переваг. Статичні компенсатори реактивної потужності (СКРП) забезпечують можливість безінерційного регулювання реактивної потужності. В Україні застосування цих пристроїв тільки починається. На даний час широко застосовуються традиційні, перевірені роками засоби компенсації реактивної потужності.

РОЗДІЛ 2

ПРОБЛЕМА КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Загальні відомості

Електроустановки, в загальному випадку, можуть споживати як активну, так і реактивну складові повної потужності і електричної енергії. Активна складова це та її частина, яка йде на створення корисної роботи і пов'язана з перетворенням електричної енергії в інші види енергії (механічну, теплову, світлову та ін.). Вироблення електричної енергії вимагає витрати енергетичного палива (вугілля, газ, мазут).

Реактивна складова потужності і електричної енергії в інші види не перетворюється, а являє собою деяку енергію, яка протягом однієї половини періоду основної частоти мережі спрямована в бік електроприймача, а протягом другого - у зворотний бік, тобто в сторону джерела електричної енергії. Ця енергія витрачається на створення електромагнітних полів, необхідних для функціонування таких електроустановок як електродвигуни, трансформатори, індукційні печі та ін. Реактивна енергія не вимагає практично витрати палива, а вона лише створює умови, при яких активна енергія здійснює роботу. На рисунку 2.1 наведені діаграми напруги, струмута потужності [2].

Реактивна потужність, протікаючи по елементам електричної мережі, які мають активний опір, викликає в них додаткові втрати потужності і електроенергії. Крім того, перетоки реактивної потужності знижують пропускну спроможність ліній електропередач та трансформаторів, або змушують

збільшувати перетин проводів, прокладку додаткових кабельних ліній, заміну трансформаторів на більшу номінальну потужність.

Однак величина перетоків реактивної потужності може бути зменшена і навіть повністю усунена (рисунок 2.1, б) за допомогою конденсаторів, що встановлюються безпосередньо в місцях споживання реактивної потужності. Обмін енергією, в цьому випадку, буде відбуватися між індуктивністю та ємністю ланцюга. Між індуктивністю ж та джерелом енергії буде відбуватися обмін тільки не скомпенсованої частини енергії.

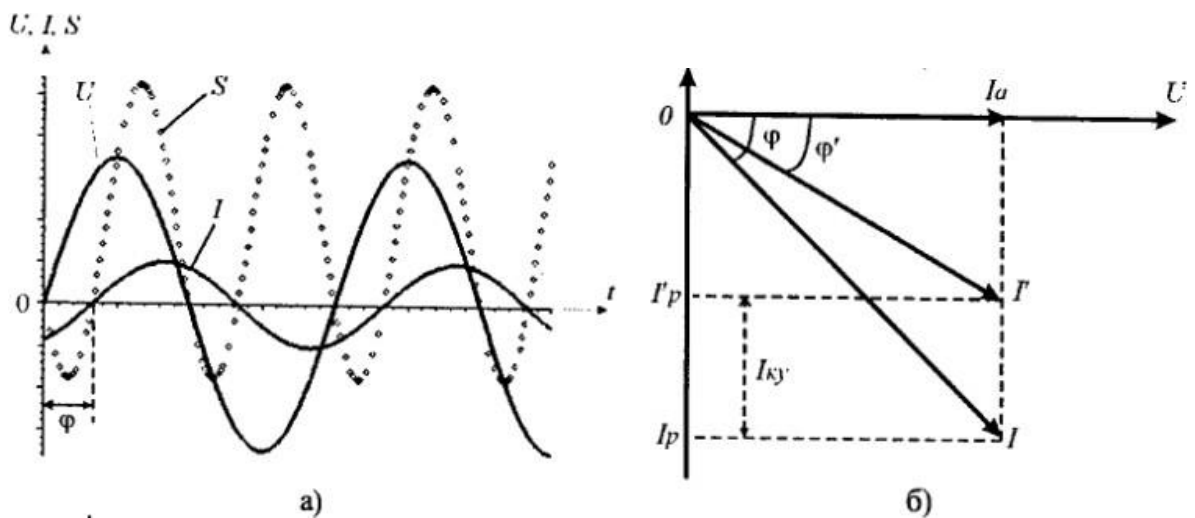


Рисунок 2.1 – Діаграми напруги, струму та потужності

В електричних синусоїдальних і симетричних трифазних мережах справедливі наступні співвідношення:

$$\begin{cases} S = \sqrt{P^2 + Q^2}; P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi; Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi; \\ S = P - jQ; \operatorname{tg} \varphi = Q / P; \cos \varphi = P / S \end{cases} \quad (2.1)$$

У мережах з нелінійним навантаженням при помітній несинусоїдальності струму і напруги з'являється реактивна потужність спотворень, яка не дозволяє повністю використовувати зазначені вище співвідношення. Для аналізу режимів в

таких мережах потрібні спеціальні підходи.

Гострота проблеми компенсації реактивної потужності на сьогодні викликана рядом обставин:

- концентрацією і централізацією генеруючих джерел. Передача дешевої реактивної потужності від генераторів електростанції до споживача по лініях електропередачі високої і надвисокої напруги стала економічно недоцільною;

- здійснення політики ресурсо- та енергозбереження. Оптимізація реактивної потужності, в тому числі за допомогою місцевих компенсуючих пристроїв, дозволяє істотно знизити втрати потужності і електричної енергії в мережах;

- підвищені вимоги до якості електричної енергії у відповідності до норм ГОСТ 13109-97 [26]. Реактивна потужність суттєво впливає на зміни режиму напруги в електричних мережах;

- недостатня встановлена потужність компенсуючих установок в живильних і розподільних електричних мережах, в тому числі комплектних автоматично керованих конденсаторних батареях. Недосконалість чинної методики оплати за перетоки реактивної енергії. Недостатня встановлена потужність шунтуючих реакторів в лініях електропередач надвисокої напруги.

Проблема компенсації реактивної потужності включає в себе низку техніко-економічних завдань, а саме:

- 1) проведення заходів для зниження реактивної потужності самих електроприймачів;

- 2) вибір типу і місць установки компенсуючих пристроїв;

- 3) багатокритеріальна оптимізація режимів роботи компенсуючих пристроїв при розвитку і функціонуванні систем електропостачання;

- 4) вдосконалення моделей і методів оптимізації реактивної потужності в мережах і методів оплати за перетоки реактивної потужності в умовах сучасних ринкових відносин.

2.2 Баланс активної та реактивної потужності

Баланс активної потужності здійснюється для моменту проходження абсолютного річного максимуму навантаження всієї енергосистеми. У більшості випадків це зимовий вечірній максимум. Умови балансу активної потужності може бути представлено у вигляді:

$$P_{\text{нотр}\Sigma} = P_{\text{н}\Sigma}, \quad (2.2)$$

де $P_{\text{нотр}\Sigma}$ - сумарна активна потужність, яка потрібна споживачам в момент проходження річного максимуму і втрати в мережі, тобто витратна частина балансу;

$P_{\text{н}\Sigma}$ - сумарна наявна потужність всіх електростанцій енергосистем або прибуткова частина балансу.

У свою чергу $P_{\text{нотр}\Sigma}$ визначається як

(2.3)

$$P_{\text{нотр}\Sigma} = P_{\text{р}\Sigma} + \Delta P_{\Sigma},$$

де $P_{\text{р}\Sigma}$ - розрахункова максимальна потужність, приведена до шин джерела живлення, наприклад 110 кВ,

$$P_{\text{р}\Sigma} = K_{(10)} \cdot K_{(35)} \cdot K_{(110)} \cdot \sum_1^n P_i,$$

ТУТ $K_{(10)}=0,6\div 0,8$, $K_{(35)}=0,8\div 0,85$, $K_{(110)}=0,9\div 0,95$ відповідно коефіцієнти одночасності максимальних навантажень лінії, підключених до шин 10, 35, 110 кВ ; P_i - максимальні навантаження ліній споживачів на стороні 10 кВ; ΔP_{Σ} - сумарні втрати активної потужності в електричних мережах різних напруг.

В таблиці 2.1 наведені у % орієнтовні значення втрат потужності ΔP_{Σ} і електроенергії ΔW мережах відповідних напруг за 2005 рік згідно [2].

Таблиця 2.1 – Втрати електроенергії та потужності в мережах

U , кВ	0,38	6-10	20-35	110-150	220-330	500-750	всього
ΔP , %	0,7-2,1	3,5-4,8	0,7-1,4	4,8-6,2	3,5-4,8	0,7-1,4	13,9-20,7
ΔW , %	0,5-1,5	2,5-3,5	0,5-1,0	3,5-4,5	2,5-3,5	0,5-1,0	10-15

Висловлюючи величину втрат в відносних одиницях $K_{потерь}$ сумарні втрати потужності будуть рівні $\Delta P_{\Sigma} = K_{потерь} \cdot P_p$.

Для визначення необхідного обсягу енергоресурсів складається баланс електричної енергії:

$$W_{потр} = W_n \quad (2.4)$$

Розглянемо прибуткову частину балансу, яка визначається сумарною встановленою (паспортною) активною потужністю всіх генераторів електростанції за вирахуванням потужності генераторів, що знаходяться в ремонті $P_{рем} = (4-6) \%$, резервної потужності генераторів $P_{рез} = (5-10) \%$, потужності, що не використовується, через несправність або через відсутність палива $P_{несп} = (1-2) \%$ (в реальних умовах ця складова може доходити до 30-40 %) і потужності власних потреб електростанції $P_{вн}$. Цей показник змінюється в залежності від типу електростанції (ТЕЦ на вугіллі 8- 14%. КЕС на газі, мазуті 3-5 %, АЕС 5-8 %. ГЕС 0,5-1,0 %).

$$P_n = P_{вст.ген\Sigma} - (P_{рем} + P_{рез} + P_{несп} + P_{вн}) = (0,8-0,85) \cdot P_{вст.ген\Sigma} \quad (2.5)$$

Баланс реактивної потужності також складається для моменту проходження абсолютного річного максимуму навантаження, але стосується не всієї енергосистеми, а до певного вузла навантаження (ПС 110/10кВ) і має місце при нормованих по ГОСТ13109-97 показниках якості електричної енергії.

$$Q_{потр\Sigma} = Q_{н\Sigma}, \quad (2.6)$$

Умова балансу реактивної потужності записується аналогічно умовам для

активних потужностей.

Необхідна реактивна потужність, аналогічно, являє собою реактивне навантаження споживачів $Q_{n\Sigma}$ приведену до тієї ж ступені напруги, що і активне навантаження, і сумарні реактивні втрати :

$$Q_{\text{потр}\Sigma} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (2.7)$$

Розрахункове реактивне навантаження споживачів визначається за усередненими значенням $\text{tg}\varphi$ в залежності від ступеня напруги. Втрати реактивної потужності Q_{Σ} включають дві складові - сумарні втрати в лініях

$\Delta Q_{L\Sigma}$ і сумарні втрати в трансформаторах $\Delta Q_{T\Sigma}$. Тоді необхідне реактивне навантаження буде дорівнювати:

$$Q_{\text{потр}\Sigma} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{L\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma} \quad (2.8)$$

Прибуткова частина балансу реактивної потужності враховує можливість видачі реактивної потужності генераторами електростанцій у відповідності до їх номінальних коефіцієнтів потужності $\cos\varphi$. Для агрегатів ТЕЦ і ГЕС $\cos\varphi = 0,8 \div 0,9$.

$$Q_{\text{вст.ген}\Sigma} = \sum_1^n P_{\text{вст.ген}.i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ген}.i} \quad (2.9)$$

Значення $Q_{\text{рез}}$, $Q_{\text{несп}}$ та $Q_{\text{вп}}$ обчислюється по окремим величинам $P_{\text{рез}}$, $P_{\text{несп}}$ і $P_{\text{вп}}$ та значенням $\text{tg}\varphi$. Тоді реактивна потужність, що видається генераторами в мережу дорівнює:

$$Q_{\text{ген.вид}\Sigma} = Q_{\text{вст.ген}\Sigma} - (Q_{\text{рез}} + Q_{\text{несп}} + Q_{\text{вп}}) \quad (2.10)$$

На відміну від балансу активної потужності повна наявна реактивна потужність містить додатково дві складові - сумарну генерацію ліній високої напруги $Q_{c\Sigma}$ і потужність встановлених джерел реактивної потужності $Q_{дрп\Sigma}$,

тоді:

$$Q_{н\Sigma} = Q_{ген.вид\Sigma} + Q_{c\Sigma} + Q_{дрп\Sigma} \quad (2.11)$$

В результаті зіставлення $Q_{н\Sigma}$ і $Q_{номр\Sigma}$ визначається необхідність установки додаткових ДРП, потужність яких дорівнює:

$$Q_{дрп\Sigma} = Q_{номр\Sigma} + Q_{н\Sigma} \quad (2.12)$$

Наявна реактивна потужність генераторів електростанції в середньому становить 0,5-0,75 кВАр на 1кВт встановленої потужності, тобто недостатня для покриття загальної потреби в реактивній потужності. У сучасних електричних мережах 35кВ і вище загальне споживання реактивної потужності з урахуванням втрат наближено оцінюється в розмірі 1кВАр на 1кВт. Потужність існуючих джерел реактивної потужності недостатня. Тому однією з важливих проблем підвищення ефективності сучасних систем електропостачання є рішення задачі компенсації реактивної потужності.

З розгляду питань балансу активної та реактивної потужності можна зробити висновок, що зміна частоти в енергосистемі визначається умовами балансу активної потужності, її дефіцит призводить до зниження частоти в енергосистемі. Зміна напруги є наслідком зміни, в основному, балансу реактивної потужності, її дефіцит призводить до зниження рівня напруги.

2.3 Збиток через перетоки реактивної потужності

Дотепер в спеціальній літературі можна зустріти використання такого поняття як середньозважений коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{ср.зв.}$. Неважко показати, що використання $\cos\varphi_{ср.зв.}$, при аналізі режимів в електричних мережах не

дозволяє об'єктивно оцінити параметри режиму від перетоків реактивної потужності [27]. Наведемо два графіки зміни реактивної потужності (рисунок 2.2). На графіку 1 реактивна потужність, що дорівнює 1,0, споживалася половину часу, а на графіку 2 половина потужності споживалася за час, що дорівнює 1. Таким чином, споживання реактивної енергії в першому і в другому випадку буде однаковим $W_{реак1} = W_{реак2}$, тоді $\cos\varphi_{ср.зв.1} = \cos\varphi_{ср.зв.2}$.

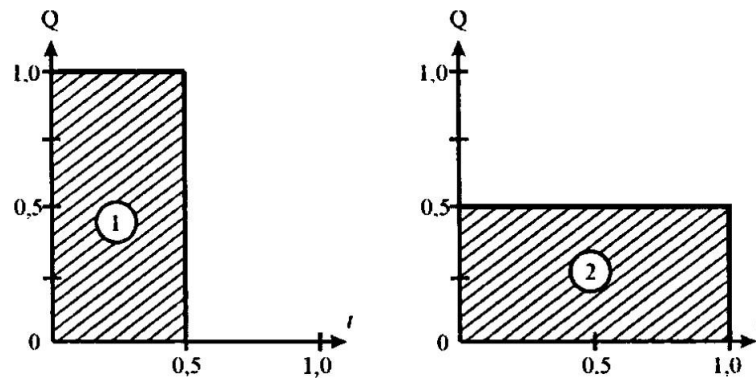


Рисунок 2.2 – Графіки зміни реактивної потужності

Неважно помітити, що втрати потужності ΔP_1 і втрати напруги ΔU_1 в першому випадку будуть рівними:

$$\Delta P_1 = Q^2 \cdot R / U^2 \text{ і } \Delta U_1 = Q \cdot X / U, \quad (2.13)$$

а в другому випадку ці параметри виявляться рівними:

$$\Delta P_2 = (Q/2)^2 \cdot R / U^2 = 0,25 \cdot P_1 \text{ і } \Delta U_2 = Q \cdot X / 2 \cdot U = 0,5 \cdot \Delta U_1 \quad (2.14)$$

Таким чином, втрати потужності ΔP_2 в чотири рази, а втрати напруги ΔU_2 в два рази менше, ніж в першому випадку, в той час як $\cos\varphi_{ср.зв.1} = \cos\varphi_{ср.зв.2}$. При вирішенні завдань компенсації реактивної потужності слід використовувати розрахункові значення реактивної потужності Q_p (кВАр, МВАр) для періоду, наприклад, максимального, мінімального навантаження, післяаварійного режиму.

Розглянемо збиток, який може виникати в системах електропостачання при збільшенні перетоків реактивної потужності Q або $\operatorname{tg}\varphi = Q/P$ (рисунок 2.3). Для

порівняння будемо зіставляти випадок, коли $Q = 0$, $\cos\varphi = 1,0$, $\operatorname{tg}\varphi = 0$ і випадок коли $\cos\varphi = 0,7$, $\operatorname{tg}\varphi = 1,0$.

1. Збільшення перетоків реактивної потужності призводить до збільшення величини повного струму.

$$I = P \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2\varphi} / \sqrt{3} \cdot U. \quad (2.15)$$

При збільшенні Q до $\operatorname{tg}\varphi = 1$, струм в лінії збільшився б в 1,41 рази. Це призвело б до зменшення пропускної здатності ліній електропередачі по нагріванню, необхідності збільшення перерізів проводів і жил кабелів на одну або дві ступені стандартних перетинів, а в ряді випадків виникає необхідність спорудження нових ліній електропередач і заміни трансформаторів на більшу потужність.

2. Збільшення перетоків реактивної потужності пов'язане зі зростанням активних ΔP і реактивних ΔQ втрат потужності.

$$\Delta P = P^2(1 + \operatorname{tg}^2\varphi)R / U^2, \quad \Delta Q = P^2(1 + \operatorname{tg}^2\varphi)X / U^2 \quad (2.16)$$

При зростанні перетоків реактивної потужності до значень $\operatorname{tg}\varphi = 1$ величина втрат може подвоїться. Це, в свою чергу, призведе до перевитрати електроенергії, збільшення тарифів на електроенергію і перевитрати енергетичного палива.

3. Збільшення перетоків реактивної потужності викликає додаткові втрати напруги:

$$\Delta U = P \cdot R - Q \cdot X / 10U_n^2 = P \cdot (R - \operatorname{tg}\varphi \cdot X) \cdot 10U_n^2 \quad (2.17)$$

При цьому збільшується ковзання S асинхронних двигунів, понижується освітленість робочих поверхонь, що призводить до зниження продуктивності праці. Зниження рівня напруги впливає на статичну стійкість електроенергетичної системи і на стійкість вузла навантаження в результаті виникнення явища «лавини напруги».

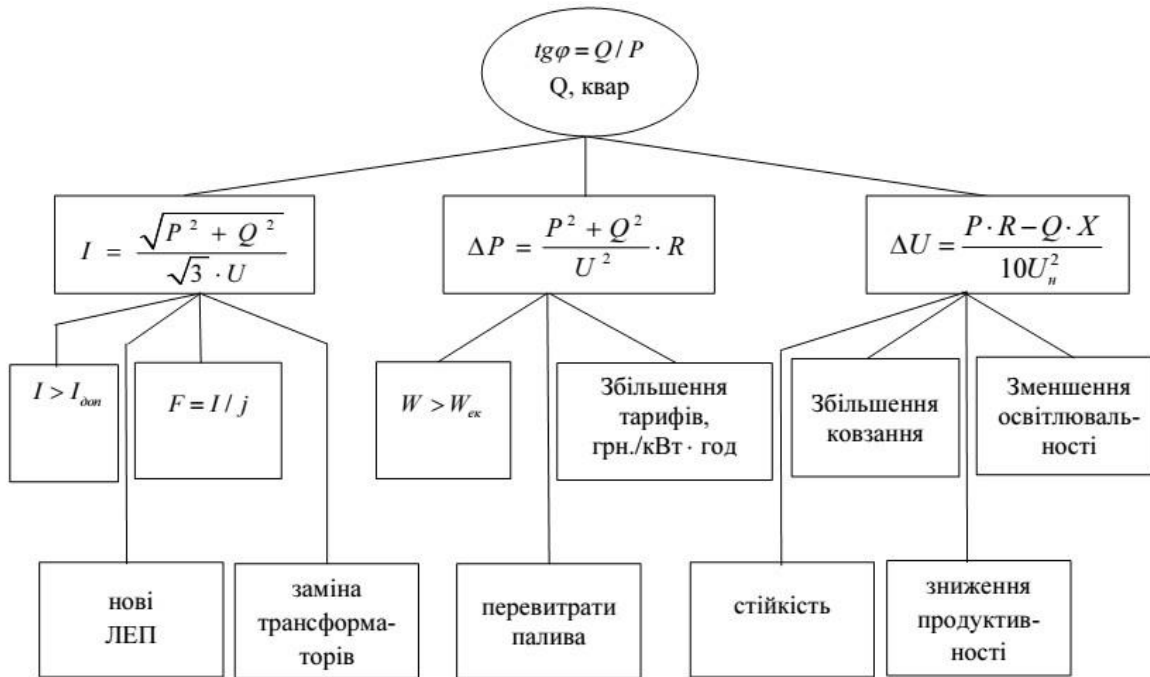


Рисунок 2.3 – Види шкоди від перетоків реактивної потужності

Звідси видно, що проблема компенсації реактивної потужності в системах електропостачання є важливою та першочерговою, тобто актуальною.

2.4 Визначення витрат на передачу реактивної потужності по електричній мережі

При виборі засобів компенсації реактивної потужності для того чи іншого об'єкта, що проектується, що підключається до існуючої мережі, повинні враховуватися не сумарні втрати потужності в мережі, а лише ті додаткові втрати, які виникають при приєднанні до мережі об'єкта, що проектується. Нехай на лінії від вузла А (рисунок 2.4) отримують живлення існуюче інше реактивне навантаження Q_{np} та об'єкт, що проектується, потужністю Q . Необхідно розрахувати додаткові втрати потужності $\Delta P_{\text{дод}}$, обумовлені передачею по лінії

реактивної потужності до об'єкту, що проектується.

$$\Delta P_{\text{доо}} = \left[(Q_{np} + Q)^2 - Q_{np}^2 \right] \cdot 10^{-3} \cdot r / U^2 = 10^{-3} (2Q_{np} \cdot Q + Q^2) \cdot r / U^2 \quad (2.18)$$

З наведеного виразу видно, що $\Delta P_{\text{доо}}$ істотно залежить від співвідношення Q_{np}/Q . Чим більше це відношення, тим буде більшою величина додаткових втрат потужності від передачі реактивної потужності Q . Приєднання невеликої установки, по елементам якої протікають значні реактивні потужності, може послужити причиною суттєвого збільшення втрат електроенергії в мережі. В даному випадку може виявитися економічною повна компенсація реактивної потужності приєднаної установки.

Слід також мати на увазі те, що при збільшенні реактивної потужності на величину Q може виникнути необхідність збільшення перерізу проводів і жил кабелів, потужності трансформаторів, що потребують обліку зазначених витрат.

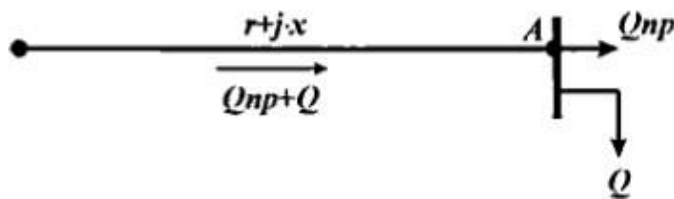


Рисунок 2.4 – Схема електропостачання об'єкта, що проектується з реактивною потужністю Q

Розглянемо загальний випадок визначення витрат на передачу реактивної потужності по розподільній мережі при наявності відборів потужності по довжині лінії.

На рисунку 2.5 представлена схема ділянки AB розподільної мережі з декількома навантаженнями. Тут $Q_{np1}, Q_{np2}, \dots, Q_{np(n-1)}, Q_{np.n}$ – існуючі навантаження окремих ділянок лінії AB ; r_1, r_2, \dots, r_n – активні опори цих ділянок; Q – додаткова реактивна потужність, об'єкта, що підключається в пункті B .

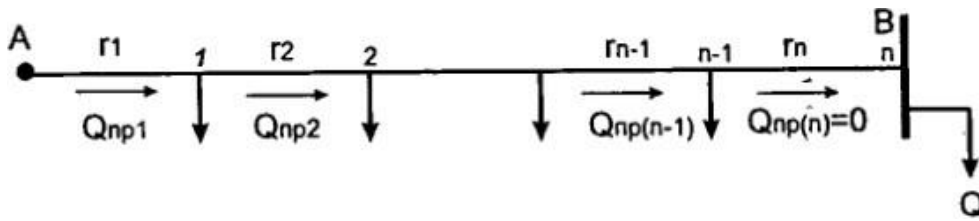


Рисунок 2.5 – Схема передачі реактивної потужності по ділянках розподільної мережі

Тоді додаткові втрати активної потужності будуть дорівнювати:

$$\Delta P = \frac{10^{-3}}{U^2} \cdot \left[2Q \cdot \sum_1^n Q_{np,i} \cdot r_i + \sum_1^n r_i \cdot Q^2 \right]. \quad (2.19)$$

При визначенні суми $\sum_1^n Q_{np,i} \cdot r_i$ складові повинні прийматись зі знаком плюс або мінус в залежності від того, збігаються напрямки потужності Q_{np} і Q або протилежні.

Введемо відповідні позначення і запишемо попередній вираз в більш наочному вигляді:

$$M = \sum_1^n Q_{np,i} \cdot r_i, \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}; \quad R = \sum_1^n r_i, \text{ Ом}; \quad (2.20)$$

$$a = 1000 / U^2, \text{ кВ}^2;$$

$$\Delta P = 2 \cdot a \cdot M \cdot Q + a \cdot R \cdot Q^2, \text{ кВт}.$$

Додаткові втрати реактивної потужності записуються аналогічно

$$M_x = \sum_1^n Q_{np,i} \cdot r_i, \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}; \quad X = \sum_1^n X_i, \text{ Ом}; \quad (2.21)$$

$$\Delta Q = 2 \cdot a \cdot M_x \cdot Q + a \cdot X \cdot Q^2, \text{ кВАр}.$$

Тоді, при відомій питомій вартості витрат C_0 , величина розрахункових витрат на передачу по мережі реактивних потужностей буде дорівнювати:

$$Z_n = Z_{0n} + Z_{1n} \cdot Q + Z_{2n} \cdot Q^2, \quad (2.22)$$

де Z_{0n} – постійна складова витрат, пов'язана, у випадку необхідності, з реконструкцією мережі; Z_{1n} , Z_{2n} – відповідно питомі витрати на передачу реактивної потужності по мережі пропорційні Q в першій і другій степені.

$$Z_{0n} = Z_{\text{реконс.}}, \text{ грн} \quad (2.23)$$

$$Z_{1n} = 2 \cdot C_0 \cdot a \cdot M, \text{ грн. / МВАр}$$

$$Z_{2n} = C_0 \cdot R, \text{ грн / МВАр}^2$$

2.5 Витрати на генерацію реактивної потужності за допомогою ДРП

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

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^6 / \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r} \quad (2.24)$$

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.

$$Q_{зар} = b_0 \cdot l \cdot U^2 \quad (2.25)$$

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

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

Як видно з таблиці зарядна потужність ліній 500, 750 кВ різко зростає і для її компенсації, особливо в режимі мінімальних навантажень, використовують шунтуючі реактори.

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 дроти в фазі
500	950	ПЛ 3 дроти в фазі
750	2250	ПЛ 4 дроти в фазі
35	99	КЛ

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 - $\Delta P_{БК} = 0,0045 \text{ кВт/кВАр}$, вище 1000В - $\Delta P_{БК} = 0,0025 \text{ кВт/кВАр}$;

- 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.

2.6 Оптимальний розподіл потужності батарей конденсатів до 1000В в радіальній та магістральній мережі

Схема радіальної електричної мережі представлена на рисунку 2.6, де введені позначення – сумарне реактивне навантаження споживачів ТП:

$$Q = \sum_1^n Q_i \text{ та сумарна потужність БК : } Q_k = \sum_i^n Q_{ki}.$$

Завдання полягає в тому, щоб задану відому сумарну потужність БК Q_k розподілити між окремими радіальними лініями Q_{ki} таким чином, щоб забезпечити сумарний мінімум активних втрат потужності в цілому по Мережі $\Delta P_{\Sigma} = \min$.

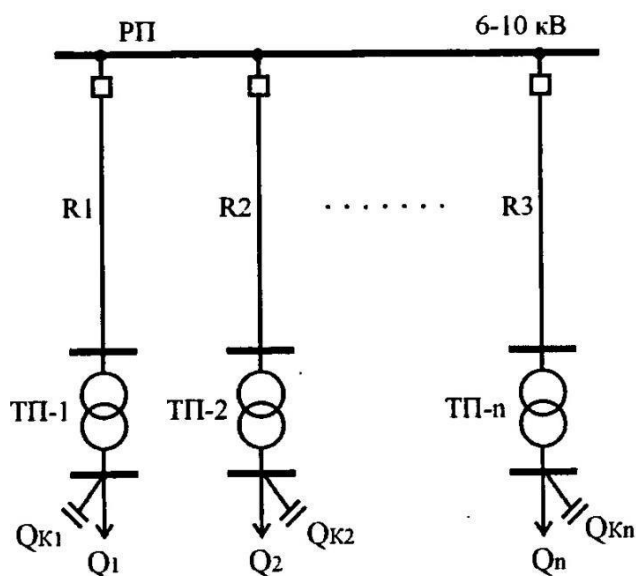


Рисунок 2.6 – Схема радіальної мережі

Порядок розрахунку

1. Визначаємо еквівалентний опір R_E :

$$\frac{1}{R_E} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}.$$

2. Визначаємо вираз $A = (Q + Q_K) \cdot R_E$
3. Знаходимо оптимальну потужність БК Q_{ki}

$$Q_{ki} = Q_i - A \cdot \frac{1}{R_i}.$$

Якщо Q_{ki} вийде від'ємною, то варто i -ту ТП виключити та повторити розрахунок без неї.

4. Визначаємо еквівалентний опір R_E :

$$\frac{1}{R_E} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}.$$

5. Визначаємо вираз $A = (Q + Q_K) \cdot R_E$
6. Знаходимо оптимальну потужність БК Q_{ki}

$$Q_{ki} = Q_i - A \cdot \frac{1}{R_i}.$$

7. Якщо Q_{ki} вийде від'ємною, то варто i -ту ТП виключити та повторити розрахунок без неї.

Розглянемо оптимальний розподіл потужності БК до 1000В в магістральній мережі, рисунок 2.7. Для вирішення цього завдання використовуємо відомий прийом приведення умов нового завдання до умов, вирішення якої ми знаємо. Постановка завдання не відрізняється від попереднього. Необхідно задану потужність БК Q_K розподілити між ТП магістральної мережі так, щоб забезпечити мінімум сумарних втрат потужності $\Delta P = \min$.

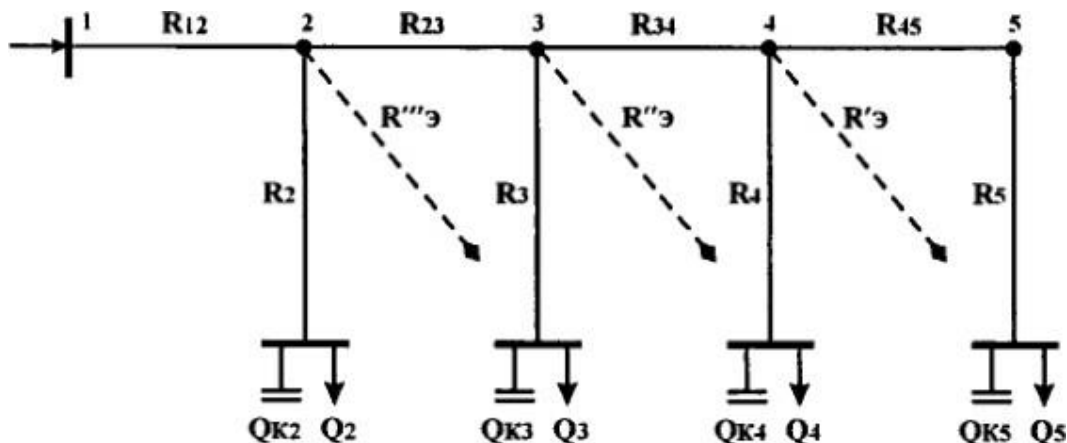


Рисунок 2.7 - Розрахункова схема магістральної мережі

Порядок розрахунку

1. Визначаємо еквівалентні опори R'_E, R''_E, R'''_E і реактивні навантаження $Q_{45}, Q_{345}, Q_{2345}$.
2. Визначаємо вираз виду $(Q_{345} - Q_{k345}) \cdot R'_E$ для вузла 2 знаходимо Q_{k2} і Q_{k345} .
3. Визначаємо вираз виду $(Q_{345} - Q_{k345}) \cdot R''_E$ і по ньому для вузла 3 знаходимо Q_{k3} і Q_{k45} .
4. Визначаємо вираз виду $(Q_{45} - Q_{k45}) \cdot R'''_E$ і по ньому для вузла 4 знаходимо Q_{k4} і Q_{k5} .

Таким чином, задача розподілу потужності БК в магістральних мережах вирішена.

2.7 Вибір місця установки батарей конденсаторів в мережах з рівномірно розподіленим навантаженням

Завдання полягає в тому, щоб визначити місце установки БК ($l_C = ?$) заданої потужності Q_k , (рисунок 2.8), що забезпечує мінімальне значення втрат активної потужності $\Delta P = \min$.

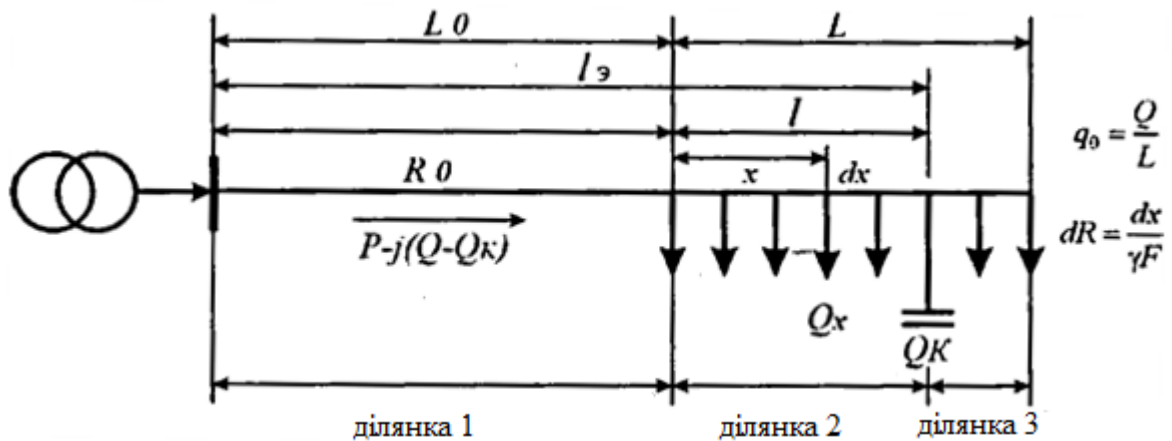


Рисунок 2.8 – Вибір місця установки БК в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Вже згадана лінія розбита на три ділянки: перший - це головна ділянка магістралі без приєднання навантажень, другий - ділянка лінії з рівномірно розподіленим навантаженням від початку до місця установки БК, і третій - ділянка від місця установки БК до кінця лінії. Позначимо через Q_x , поточне значення реактивної потужності в перетині на відстані x .

$$Q_x = \frac{Q}{L} \cdot (L-x) - Q_k.$$

Запишемо вираз для загальних втрат активної потужності ΔP_Σ як суму втрат на виділених трьох ділянках лінії:

$$\Delta P_\Sigma = \frac{(Q - Q_k)^2}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot R_0 + \int_0^l \frac{\left[\frac{Q}{L} \cdot (l-x) - Q_k \right]^2}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \frac{dx}{\gamma F} + \int_l^L \frac{\left[\frac{Q}{L} \cdot (L-x) \right]^2}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \frac{dx}{\gamma F}, \quad (2.32)$$

де γ - питома провідність лінії, м/Ом·мм²; F - номінальний перетин дроту, мм². Зробивши необхідні перетворення: взявши першу похідну по l і прирівнявши її до нуля маємо:

$$Q_k - 2 \cdot Q + 2 \cdot Q \cdot \frac{l}{L} = 0,$$

звідси отримуємо

$$l = L \cdot \left(1 - \frac{Q_k}{2 \cdot Q}\right) \quad \text{та} \quad l_s = L_0 + L \cdot \left(1 - \frac{Q_k}{2 \cdot Q}\right) \quad (2.33)$$

Мінімальні втрати в лініях з рівномірно розподіленим навантаженням залежать не тільки від вибору оптимальної відстані до місця установки БК, а й від ступеня компенсації $\varepsilon = \frac{Q_k}{Q}$, тоді

$$\Delta P_{min} = \beta \cdot \Delta P_{max}$$

де $\beta = (1-\varepsilon)^3 + 0,25\varepsilon^2$, а ΔP_{max} відповідає випадку, коли $Q_k = 0$.

В таблиці 2.3 наведені залежності $\beta = f(\varepsilon)$

Таблиця 2.3 – Залежності $\beta = f(\varepsilon)$

ε	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,67	0,7	0,8
β	0,514	0,350	0,232	0,156	0,118	0,111	0,113	0,136

З таблиці 2.3 видно, що вже при малому ступені компенсації $\varepsilon = 0,2$ можна скоротити втрати (1 - 0,514) на 49%, а подальше збільшення ε понад 0,5 недоцільно.

2.8 Вибір місць установки і потужності комплектних батарей конденсаторів за умовами режиму напруги

Компенсація реактивної потужності в електричній мережі призводить не тільки до зниження втрат потужності, а й до зменшення втрат напруги.

До установки БК втрата напруги дорівнює:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R - Q \cdot X}{10 \cdot U_n^2}, \% \quad (2.34)$$

після установки БК потужності Q_k маємо:

$$\Delta U' = \frac{P \cdot R - (Q - Q_k) \cdot X}{10 \cdot U_H^2}, \% \quad (2.35)$$

тоді добавка напруги, створювана БК буде дорівнює

$$E_k = \Delta U - \Delta U' = \frac{Q_k \cdot X}{10 \cdot U_H^2}, \% \quad (2.36)$$

Звідси і з векторної діаграми напруг (рисунок 2.9) видно, що добавка напруги E_k , (відрізок $b b'$) залежить від потужності батареї конденсаторів Q_k і реактивного опору X ділянки мережі між місцем установки БК і джерелом живлення.

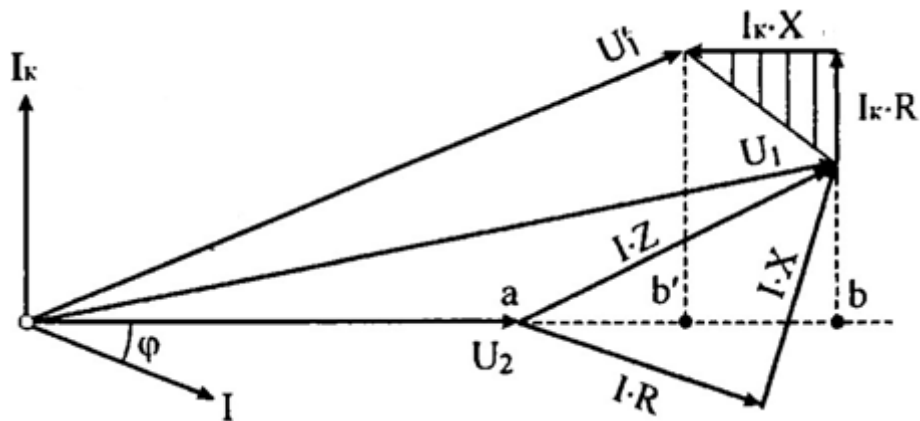


Рисунок 2.9 – Векторна діаграма напруг при встановленні БК

Регулюючий ефект БК, встановленої в різних точках електричної мережі наведено в таблиці 2.4, де вказані добавки E_k % при установці БК потужністю $Q_k = 100$ кВАр і питома потужність БК $Q_{k уд.} = 10U^2/X$, кВАр/%.

За даними, наведеними в таблиці 2.4 можна судити про ефективність засобів компенсації реактивної потужності, встановлених в різних місцях мережі.

Таблиця 2.4 – Регулюючий ефект БК

№	Місце установки БК, шини 0,4 кВ тр., кВА	E_k при $Q_k = 100$ кВАр	$Q_{k уд.}$, кВАр/%
1	100	4,60	21,7
2	250	1,83	54,4
3	630	0,72	137,0
4	1000	0,46	217,0
5	ПЛ 1 км 0,38 кВ	20,00	5,0
6	ПЛ 1 км 10 кВ	0,035	2857
7	КЛ 1 км 0,38 кВ	3,75	26,7
8	КЛ 1 км 10 кВ	0,008	12500

РОЗДІЛ 3

МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ВИБОРУ МІСЦЬ УСТАНОВКИ ТА ПОТУЖНОСТІ БАТАРЕЙ КОНДЕНСАТОРІВ

Вирішення задач компенсації реактивної потужності можливе декількома методами:

методом не визначених множників Лагранжа;

методом покоординатного спуску;

методом динамічного програмування;

оптимізацією конденсаторних батарей в розподільних мережах за умовою режиму напруги;

багатоцільовою оптимізацією місць розрізу мережі.

Розглянемо, для прикладу, багатоцільову оптимізацію місць розрізу мережі.

3.1 Багатоцільова оптимізація місць розрізу мережі

Більшість існуючих розподільних електричних мереж напругою 6-10 кВ експлуатуються по розімкненим петльовим схемам з можливістю резервування по так званим резервним перемичкам. Положення місць розмикання мереж (місць розрізів) впливає на основні показники режиму (втрати потужності і електричної енергії, надійність, режим напруги). Неважко показати, наприклад, що мінімум величини недовідпущеної електроенергії в цілому по мережі буде мати місце при певному положенні місця розрізу [2]. Так, на розімкнутій лінії з двостороннім живленням загальною довжиною L , з рівномірно розподіленим навантаженням з

питомою щільністю навантаження P_0 , відстані до місця розрізу l , часу відновлення τ , питомої пошкоджуваності ω_0 , сумарний недовідпуск електроенергії складе:

$$W_{неод\Sigma} = W_{неод}^{(1)} - W_{неод}^{(2)} = \omega_0 \cdot \tau \cdot P_0 \cdot (2 \cdot l^2 - 2 \cdot L \cdot l + L^2). \quad (3.1)$$

Продиференціював цей вислів по отримаємо:

$$\frac{\partial W_{неод\Sigma}}{\partial l} = 4 \cdot l - 2 \cdot L = 0, \quad l = \frac{1}{2} \cdot L, \quad (3.2)$$

отримаємо, що мінімум недовідпущеної електроенергії в цілому по мережі $W_{неод\Sigma} = \min$ буде за умови $l=0,5 \cdot L$ при розмиканні посередині лінії. У реальних мережах оптимальне положення місця розрізу може виявитися і в інших місцях через складну конфігурацію, дискретності довжин ділянок і різної їх питомої пошкоджуваності, різної потужності споживачів і вимог до надійності, а також із-за різних характеристик джерел живлення. Аналогічні розрахунки будуть і при оптимізації місць розрізів і за іншими критеріями ($\Delta P = \min$, $\Delta W = \min$, $\Delta U_{ср.вз.} = \min$) Таким чином, в місць розрізів в експлуатованих розподільних мережах слід розглядати як багатокритеріальну задачу дискретної оптимізації.

Для вибору оптимальної схеми розподільчої мережі 6-10 кВ за показниками надійності, де в якості критерію використовується показник недовідпущеної електроенергії ($W_{неод} = \min$), застосуємо оптимізаційний метод найскорішого спуску. Розрахунок $W_{неод}$ в цілому по мережі при переміщенні місць розрізів проводиться в два етапи. Спочатку визначаються показники надійності на шинах 6-10кВ джерел живлення, а потім з їх урахуванням здійснюється розрахунок розподільчої мережі. Успішність чергового кроку оптимізації α перевіряється за умовою:

$$W_{неод}^{(\alpha-1)} - W_{неод}^{(\alpha)} > 0. \quad (3.3)$$

Ознакою завершення оптимізації [33] вважається умова, коли переміщення будь-якого з місць розрізів вже не призводить до подальшого зменшення $W_{нед}$, а умова (3.20) змінює знак на зворотній. Розрахунки, проведені для цілого ряду існуючих розподільних мереж показали, що оптимізація місць розрізів за показниками надійності без додаткових витрат дозволяє суттєво знизити (30-35%) недовідпуск електроенергії споживачам.

Як уже зазначалося, завдання вибору оптимальних точок розрізів є багатокритеріальною. Нижче розглянуто один із способів вирішення такого завдання за допомогою таблиці поступок і показаний на рисунку 3.1. Як видно оптимальні положення місць розрізів за критеріями F_1 , F_2 і F_3 неспівпадають. За допомогою коефіцієнтів ранжування α_i цільові функції F_1 , F_2 і F_3 в області Парето приводяться до порівняних умов. Потім складається таблиця поступок (таблиця 3.1) для кожного місця розрізу (4, 5, 6 і 7), що представляє величину відхилень від свого оптимуму у відносних одиницях. З таблиці поступок видно, що компромісним рішенням буде пристрій розрізу в пункті 4 розподільної мережі, так як сумарне відхилення від можливих оптимумів розглянутих функцій становить 7 одиниць. У той час як при влаштуванні пристроїв розрізу в пунктах 5 і 7 воно склало б відповідно 13 і 16 одиниць. Розглянемо ефективність різних заходів і системи підвищення надійності на прикладі радіальної лінії 10кВ з глухими відгалуженнями за величиною недовідпущеної електроенергії $W_{нед}$ (рисунок 3.2):

$$W_{нед} = \sum_1^n \omega_{0i} \cdot l_i \cdot P_i \cdot \tau_j .$$

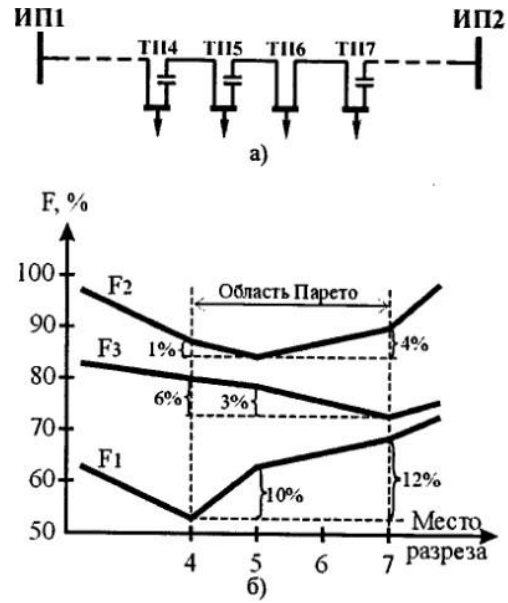


Рисунок 3.1 – Багатоцільова оптимізація місць розрізу мережі: а) схема мережі 10 кВ; б) зміння цільових функцій F_1 , F_2 і F_3 в області Парето

Таблиця 3.1 – Таблиця поступок

F_i , розріз	4	5	7
1	0	10	12
2	1	0	4
3	6	3	0
Σ	7	13	16

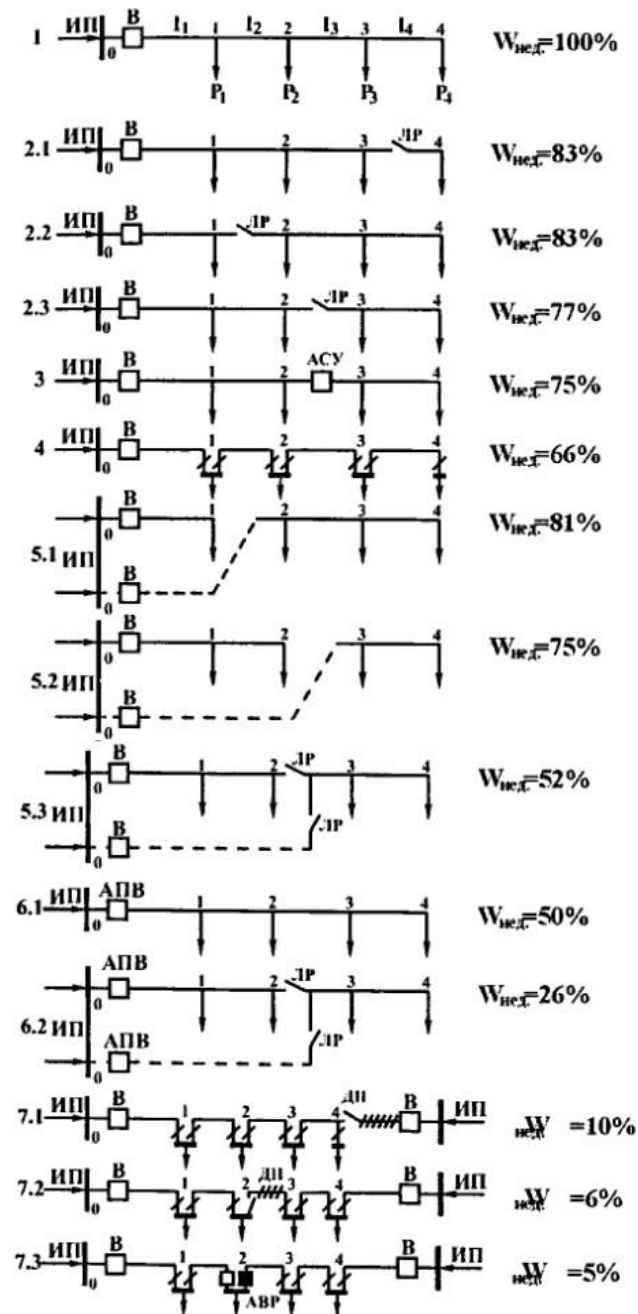


Рисунок 3.2 – Порівняння способів підвищення надійності

У нових умовах переходу до ринкових відносин з урахуванням інфляційних процесів, невизначеності інформації та цілей, слід вишукувати нові методологічні підходи при виборі оптимальних варіантів реконструкції і розвитку систем електропостачання. В цьому напрямленні можуть виявитися ефективними моделі і методи багатоцільової і покрокової оптимізації, що дозволяють отримувати більш обґрунтовані і однозначні рішення.

На даний момент відомий ряд підходів і методів вирішення задач з урахуванням декількох критеріїв. Найбільш розповсюдженим та вивченим є метод, коли виділяється один найбільш важливий критерій, а решта виступають в якості обмежень. Тут можуть виникати певні труднощі при виділенні головного критерію, а також при встановленні граничних значень обмежуючих умов.

До другої групи методів можна віднести такі, які засновані на згортанні декількох критеріїв в єдиний, тобто шляхом скаляризації. При цьому можливі як адитивні, так і мультиплікативні перетворення. Можливо представляти згортку у вигляді приватного де в чисельнику, збираються критерії, що підлягають мінімізації, а в знаменнику - максимізації або навпаки. До цієї ж групи можна віднести метод послідовних поступок при аналізі безлічі Парето-оптимальних рішень нормованих критеріїв. Ця безліч використовується у випадках, коли в багатокритеріальних задачах різні критерії непорівнянні, або, як зазвичай кажуть, для них відсутні будь-які переваги. Це означає, що поліпшення рішення по одному якомусь критерію допустимо та виправдано лише в разі коли спільно з цим не відбувається погіршення рішення хоча б по одному іншому критерію. Під безліччю Парето-оптимальних рішень розуміється таке, коли жодне з рішень цієї множини не може бути замінено іншим, більш ліпшим по якомусь критерію без того, щоб не погіршити рішення хоча б по одному іншому критерію. Отже, кожне рішення, що належить безлічі Парето, краще за інших з цієї ж безлічі якимось одним і гірше за іншими критеріями. Так як критерії непорівнянні, то серед цих рішень не має жодного, яке було б краще за інших в усіх відношеннях. Що ж стосується рішень, які не належать безлічі Парето то всі вони гірші принаймні за одним критерієм. Саме тому безліч Парето називається ефективним, і подальший пошук із залученням будь-яких додаткових умов або процедур виконується тільки на безлічі Парето. Виділення з безлічі допустимих альтернатив підмножини альтернатив, ефективних по Парето, приводить до зменшення числа альтернатив, що підлягають подальшому розгляду. Саме в цьому проявляється одна з найбільш корисних властивостей безлічі Парето. Неважко помітити, що в однокритеріальних завданнях, де всі критерії, крім одного, замінені обмеженнями,

безліч Парето вироджується в безліч ймовірно-оптимальних планів по критерію, що оптимізується, а при детермінованій постановці завдання - в єдиний формально оптимальний план [34]. При розглянутих підходах не виключається можливість, що прийняття рішення буде пов'язано з різким (іноді недопустимим) погіршенням деяких інших показників.

До третьої групи належать методи, засновані на людино-машинних процедурах прийняття рішень. Відмінна особливість цих методів полягає в тому, що для вирішення тих проблем, які не вдалося виконати математично використовуються знання людини о фізичній сутності задачі, що вирішується. При такому підході передбачається діалоговий режим між особою приймаючим рішення і обчислювальною машиною, яка обробляє деяку інформацію про перевагу критеріїв. Ця інформація служить для постановки нового завдання оптимізації та отримання чергового проміжного рішення і т.д. В результаті виходить інтерактивна процедура вибору оптимального рішення (інтерактивне програмування).

До четвертої групи методів належать ті, які використовують різні процедури відшукування компромісних рішень. Причиною цього є суперечливість цілей, коли доводиться жертвувати повним виконанням одних цілей заради виконання інших. Наприклад, підвищення надійності електропостачання, здійснюється за рахунок зростання вартості мережі і навпаки. Слід давати перевагу методам, що використовують гарантований результат (максимін, мінімакс). Тут критерієм оптимальності служить максимальна ступінь виконання усіх цілей, тобто забезпечується більша "кучність" екстремумів приватних цільових функцій. Цей напрямок розвитку методів вирішення завдань векторної оптимізації представляється найбільш перспективним.

Важливим моментом вирішення задач багатоцільової є формування набору приватних критеріїв оцінки [35]. Набір критеріїв повинен бути повним, дієвим, ненадлишковим, мінімальним. Повнота критеріїв характеризується ступенем досягнення спільної мети. Критерій дієвий, якщо він приносить максимальну користь. Ненадмірність критерію означає виключення дублювання, критерії

повинні бути незалежними. Число критеріїв має бути малим наскільки це можливо. При вирішенні кожної конкретної задачі набір приватних критеріїв може бути різним. У завданнях розвитку систем електропостачання можуть бути використані такі критерії як капіталовкладення, втрати потужності та електричної енергії, витрата провідникового матеріалу, величина недовідпуску електроенергії, середньозважена втрата напруги. Для пом'якшення економічних збитків із-за неадекватного врахування вихідної інформації при прийнятті рішення, корисним може виявитися показник, що характеризує ступінь адаптації прийнятого рішення до погано передбачуваним зовнішнім умовам.

З метою скорочення числа альтернатив, що підлягають подальшому аналізу, повинна бути передбачена процедура виділення варіантів, ефективних по Парето [36]. Оскільки цільові функції $F_i(x)$ мають різну природу і метрику, то аналізу можливих альтернатив обов'язково передуює операція нормування. Приведення функцій, що розглядаються, до безрозмірного вигляду дозволяє порівнювати їх між собою.

3.2 Струмопроводи з відносно рівномірно розподіленим навантаженням

3.2.1. Установка конденсаторів в одній точці струмопроводів. Завдання полягає у визначенні найбільш раціонального місця приєднання конденсаторів за принципом можливо найбільшого зниження втрат потужності.

Таку магістраль можна представити у вигляді схеми, зображеної на рисунку 3.3 а, а значення реактивних навантажень у вигляді трикутника OAB (рисунок 3.3 б) [37].

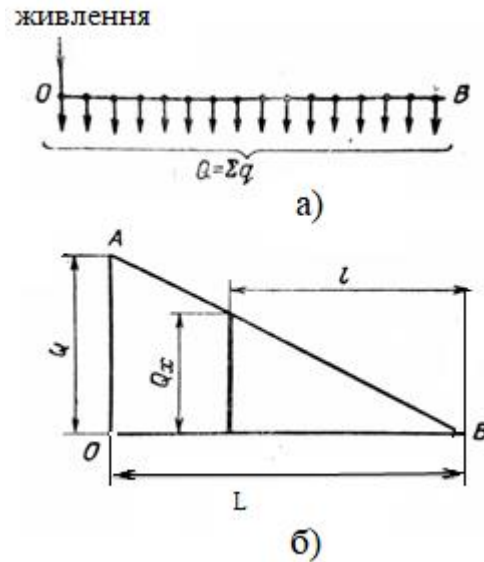


Рисунок 3.3 – Струмopрoвід з рівномірно розподіленим навантаженням: а) схема; б) реактивне навантаження без конденсаторів

На цьому рисунку пряма AB – реактивне навантаження струмопроводу, яке на ділянці l дорівнює Q_x і величину якої можна визначити за формулою

$$Q_x = f(l) = \frac{Q}{L} l, \quad (3.4)$$

а втрати Δp_2 на ділянці l , викликані реактивним навантаженням,

$$P_0 = \int_0^L \frac{10^{-3}}{U^2} Q_x^2 dR.$$

Замінюючи dR через $r dl$, де r – питомий опір лінії, Ом/км, та підставляючи Q_x знаходимо:

$$P_0 = a' \int_0^L \left(\frac{Q}{L}\right)^2 l^2 dl = \frac{a'}{3} Q^2 L, \quad (3.5)$$

На рисунку 3.4 AB – лінія реактивної потужності струмопроводу до установки конденсаторів; $DFGB$ – після їх установки потужністю Q_k в точці K .

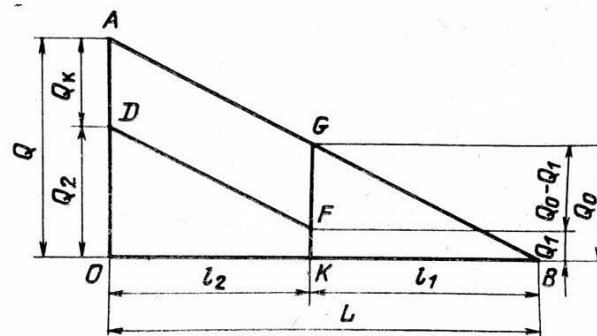


Рисунок 3.4 – Реактивне навантаження струмопроводу з рівномірно розподіленим навантаженням Q – реактивне навантаження струмопроводу, квар; L – довжина струмопроводу, м; K – точка магістралі, в якій економічно доцільно приєднати конденсатори; l_1 та l_2 – відстань точки K від кінця та від початку магістралі

Питоме реактивне навантаження $q=Q/L$, кВАр/м.

Для виявлення умови мінімуму втрат в струмопроводі при встановленні конденсаторів заданої потужності, тобто найбільш доцільного місця їх приєднання до струмопроводу, необхідно скласти рівняння втрат, дослідити його екстремум та визначити l_1 або l_2 в залежності від ступеню компенсації реактивних навантажень $\varepsilon = Q_k/Q$.

Втрати потужності Δp_1 на ділянці l_1 у відповідності з попередньою формулою будуть:

$$\Delta p_1 = \frac{\alpha'}{3} Q_0^2 l_1, \text{ кВт.} \quad (3.6)$$

Реактивні навантаження на ділянці l_2 з урахуванням установки конденсаторів можуть бути представлені у вигляді трапеції, звідки:
а втрати Δp_2 на ділянці l_2 викликані реактивним навантаженням, складатимуть:

$$\Delta p_2 = a' \int_0^{l_2} Q_x dl. \quad (3.7)$$

Сумарні втрати в струмопроводі Δp з урахуванням попередніх формул будуть:

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 = \frac{a'}{3} [Q_0^2 l_1 + (Q_1^2 + Q_1 Q_2 + Q_2^2) l_2], \text{ кВт.} \quad (3.8)$$

3.3 Компенсація реактивної потужності у стояках висотних будівель

Розроблено метод визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі. Наведено алгоритм розрахунку таких параметрів режиму, як втрати активної потужності ΔP і реактивної потужності ΔQ в електричній мережі 0,38 кВ будинків висотної забудови міста. Розглянуто приклад розрахунку для багатоповерхового будинку даним методом [38]. Переваги запропонованого методу визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів це простота і можливість компенсувати реактивну потужність безпосередньо у побутових споживачів.

Метою і завданням даної роботи є розробка вдосконаленого методу визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі. Залежно від моделі, методу і критерію оптимізації можуть бути отримані різні результати. Для електричних розподільних мереж міст з багатоповерховою забудовою доцільніше застосувати метод вибору місця установки батарей

конденсаторів в лініях з рівномірно розподіленим навантаженням [39]. А також один з відомих способів визначення втрат потужності та електроенергії в мережах 0,38 кВ, який заснований на використанні кореляційного зв'язку між втратою напруги і втратою потужності в мережі називається методом коефіцієнта $K_{м/н}$ [3].

Вихідні дані для вирішення поставленого завдання на прикладі 16-ти поверхового житлового будинку (рис. 3.5) з 3-ма секціями та з 3-ма квартирами на поверсі. У квартирах використовуються електроплити потужністю 8,5 кВт, $\cos\varphi = 0,8$ и $x_0=0$.

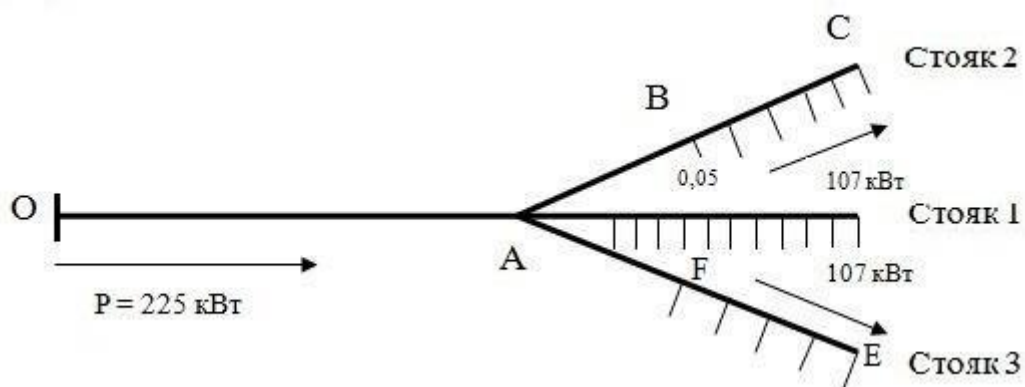


Рисунок 3.5 – Вихідна схема мережі 0,38 кВ 16-ти поверхового житлового будинку

Розглянемо стояк 1 (рис. 3.6) загальне число квартир $n = 16 \cdot 3 = 48$, питома навантаження на квартиру згідно [40] $P_{num} = 2,23$ кВт/кв., навантаження $P_1 = 2,23 \cdot 48 = 107$ кВт.

Реактивну потужність розраховуємо за формулою:

$$Q_1 = P_1 \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (3.9)$$

$$Q_1 = 107 \cdot 0,75 = 80 \text{ кВАр}$$

Повна потужність складає $S_k = \sqrt{107^2 + 80^2} = 133,6$ кВА, $S = 107 - j80$, струм визначимо за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (3.10)$$

$$I = \frac{133,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 203 \text{ А.}$$

Лінія стояка 1 виконана кабелем АПВ 4×95 в трубі, для якої активний опір складає $r_0 = 0,326 \text{ Ом/км}$.

Стояки 1, 2, 3 загальне число квартир $n_{\Sigma} = 48 \cdot 3 = 144$ квартири, питоме навантаження на квартиру [40] складає $P_{num} = 1,56 \text{ кВт/кв.}$, навантаження $P_{OA} = 1,56 \cdot 144 = 225 \text{ кВт}$, струм розраховуємо за формулою:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (3.11)$$

Від ТП до вводу в будинок підходить двухцепна КЛ, для якої погоний активний опір складає $r_0 = \frac{0,326}{2=0,163} \text{ Ом/км}$.

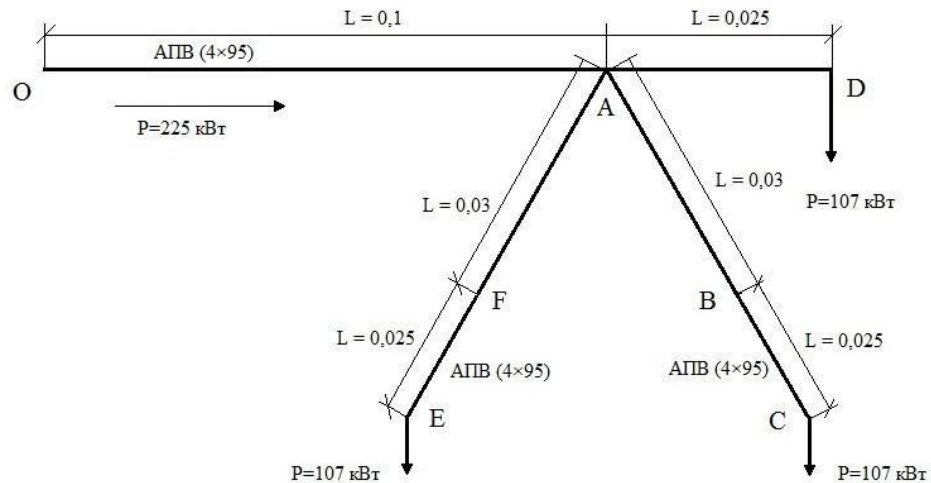


Рисунок 3.6 – Розрахункова схема для визначення $\Delta U\%$

Визначимо втрати напруги на ділянці схеми мережі ОА з зосередженим навантаженням за формулою:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot r_{0i} \cdot l_i}{10 \cdot U_n} \quad \% , \quad (3.12)$$

де I_i – струм на i -й ділянці, А;

r_{0i} – погоний опір i -ї ділянки, Ом;

l_i – довжина ділянки, км;

U_n – номінальна напруга, кВ.

А також на ділянках з зосередженим навантаженням АВ та АF по формулі (рис. 3.15).

$$\Delta U_{OA} = \frac{\sqrt{3} \cdot 428 \cdot 0,163 \cdot 0,1}{10 \cdot 0,38} = 3,2\% ,$$

$$\Delta U_{AB} = \Delta U_{AF} = \frac{\sqrt{3} \cdot 203 \cdot 0,326 \cdot 0,03}{10 \cdot 0,38} = 0,9\% .$$

Втрати напруги на ділянках ВС, AD, FE з рівномірно розподіленим навантаженням розраховуємо за формулою:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot r_{0i} \cdot l_i \cdot 0,5}{10 \cdot U_n} \quad . \quad (3.13)$$

$$\Delta U_{BC} = \Delta U_{AD} = \Delta U_{FE} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot r_{0i} \cdot l_i \cdot 0,5}{10 \cdot U_n} \quad , \quad \%$$

Отримавши значення втрат напруги на ділянках електричної мережі будинку, можна перейти до визначення втрат активної потужності $\Delta P = f(\Delta U)$, використовуючи відповідні коефіцієнти $K_{м/н}$ (табл. 3.2) [39]. При цьому слід допустити, що реально виміряні втрати напруги в період зимового максимуму $\Delta U_{вим}$ рівні розрахунковим величинам $\Delta U_{роз}$.

Таблиця 3.2 – Значення $K_{м/н}$ та ΔP

№	Характеристика електричної лінії	Значення $K_{м/н}$	Значення $\Delta P\%$
1	Зосереджене навантаження в кінці ЛЕП при $x_0=0$ та $\cos\varphi=1$	1	$\Delta P\% = K_{м/н} \cdot \Delta U\%$
2	Зосереджене навантаження в кінці ЛЕП при $x_0=0$ та $\cos\varphi \neq 1$	$\frac{1}{\cos^2\varphi}$	$\Delta P\% = \frac{1}{\cos^2\varphi} \cdot \Delta U\%$
3	Рівномірно розподілене навантаження при $x_0=0$ та $\cos\varphi=1$	0,67	$\Delta P\% = 0,67 \cdot \Delta U\%$
4	Рівномірно розподілене навантаження при $x_0=0$ та $\cos\varphi \neq 1$	$\frac{0,67}{\cos^2\varphi}$	$\Delta P\% = \frac{0,67}{\cos^2\varphi} \cdot \Delta U\%$

Визначимо втрати потужності ΔP_i по вимірним значенням ΔU_i на ділянках схеми мережі будинку за формулою:

– для зосередженого навантаження

$$\Delta P_i = \frac{P_i \cdot \Delta U_i\%}{100}, \quad (3.14)$$

– для ділянок з рівномірно розподіленим навантаженням

$$\Delta P_i = \frac{P_i \cdot K_{м/н} \cdot \Delta U_i\%}{\cos^2\varphi \cdot 100}. \quad (3.15)$$

Для ділянок з зосередженим навантаженням ΔP_i будуть дорівнювати:

$$\Delta P_{OA} = \frac{225 \cdot 3,2}{100} = 7,2 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{AB} = \Delta P_{AF} = \frac{107 \cdot 0,9}{100} = 0,96 \text{ кВт}.$$

Сумарні втрати потужності на ділянках мережі будинку з зосередженим навантаженням будуть дорівнювати:

$$\Delta P_{\Sigma \text{собр}} = 7,2 + 2 \cdot 0,96 = 9,12 \text{ кВт}.$$

Для ділянок з рівномірно розподіленим навантаженням ΔP_i будуть дорівнювати:

$$\Delta P_{BC} + \Delta P_{AD} + \Delta P_{FE} = 3 \cdot \frac{107 \cdot 0,67 \cdot 0,75}{0,8^2 \cdot 100} = 2,52 \text{ кВт}.$$

Сумарні втрати потужності в будинку складатимуть:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma \cos \varphi} + \Delta P_{\Sigma \text{распр}} = 9,12 + 2,52 = 11,64 \text{ кВт.}$$

Якщо врахувати, що в розрахунках приймалися питомі розрахункові електричні навантаження для будинків 1 та 2 видів за даними ДБН 2003 [40], то можна припустити, що втрати потужності в мережах висотних будівель істотно зросли в кілька разів і проблема їх зниження набуває все більшої актуальності.

Оцінка реального стану в діючих мережах свідчить неухильне зростання чисельності міського населення, насичення побуту електроприладами зумовило щорічне зростання електроспоживання міст при випереджаючому зростанні споживання реактивної потужності, викликаному зростанням дрібнодвигунного навантаження, що має тривалий або цілодобовий режим роботи, роблячи істотний вплив на зниження $\cos \varphi$ до значень від 0,65 до 0,8 [5]. Слід врахувати, що $\cos \varphi$ ліфтових установок становить 0,6 - 0,7.

В роботі пропонується метод компенсації реактивної потужності в стояку житлового багатоповерхового будинку шляхом визначення оптимальної потужності і місць установки конденсаторів. Для чого стояк з рівномірно розподіленим навантаженням поділяємо на 4 однакових ділянки (по 4 поверху будинку). Отримаємо магістральну лінію з глухим підключенням навантаження. Для розрахунку втрат напруги навантаження приєднується до середини кожної ділянки.

Оптимальний розподіл конденсаторів Q_{Ki} слід проводити в наступному порядку: якщо $Q_K \leq Q_I$ (най віддалене навантаження), то всю Q_{Σ} слід встановити в точці 1. Якщо $Q_{K\Sigma} > Q_I$, то в точці 1 встановлюємо конденсатори потужністю Q_I , а залишок $Q_{K\Sigma} - Q_I$ розподіляємо між іншими точками в тому ж порядку (рис. 4).

На рис. 3.7 наведена залежність ΔP от Q_K / Q при встановленні Q_{Ki} в 1, 2 та більше точках [37].

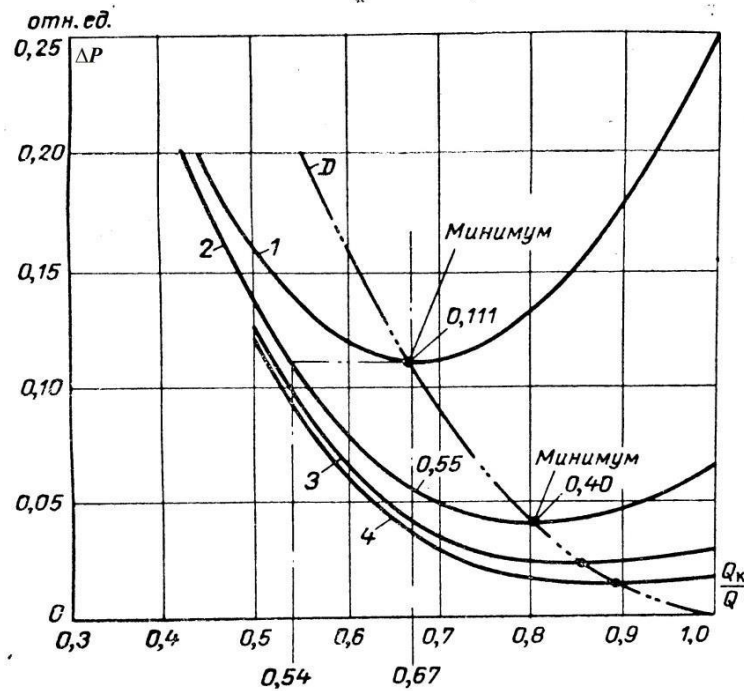


Рисунок 3.7 – Криві відносних втрат потужності при різних значеннях Q_k/Q при установці в мережі батарей конденсаторів

Аналіз кривих приводить до наступних висновків: 1. Установка конденсаторів на стояку більш ніж в двох точках, як правило, недоцільно через незначну економію у втратах потужності при переході від двох точок до трьох. 2. При установці конденсаторів в одній точці значення Q_k/Q не повинно перевищувати 0,67, а практично 0,6, а в двох точках Q_k/Q має бути не більше 0,7 і знизити відносні втрати до 0,055.

З залежності, наведених на рис. 3.7 визначимо сумарну потужність батарей конденсаторів і їх оптимальне розташування в мережі стояка (рис. 3.8).

$$Q_{k\Sigma} = 0,7 \cdot 80 = 56 \text{ кВАр}$$

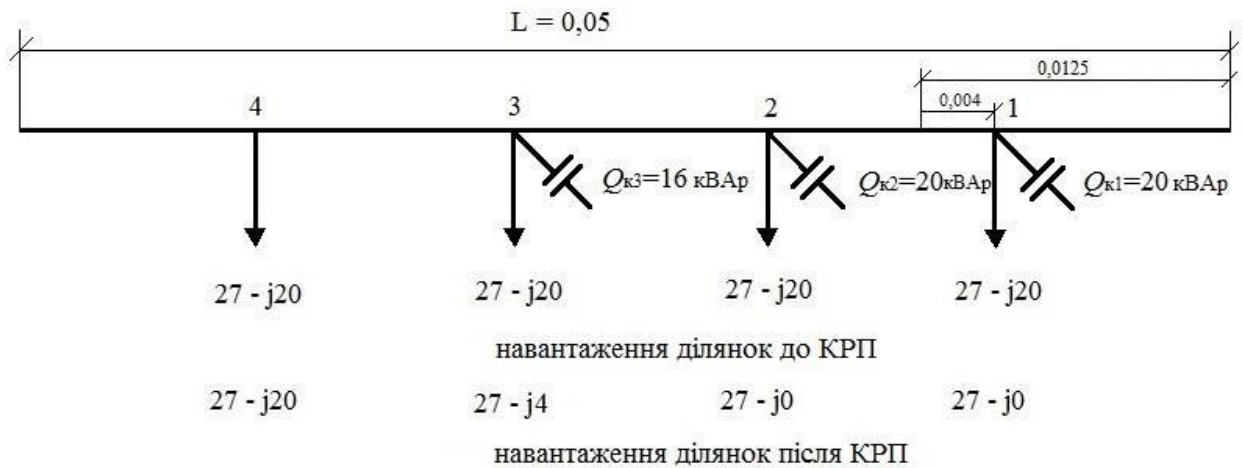


Рисунок 3.8 – Навантаження стояків будинку до та після КРП

Визначимо ΔU_i % в стояку будинку з рівномірно розподіленим навантаженням за формулою:

$$\Delta U \%_{\Sigma} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l}{10 \cdot U_n^2} \cdot 0,5 \quad (3.16)$$

$$\Delta U \%_{\Sigma} = \frac{107 \cdot 0,326 \cdot 0,05}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,5 = 0,6\%$$

Знайдемо ΔU_i % в магістральній лінії, яка складається з чотирьох ділянок:

$$1. \quad \Delta U_{12-16} = \frac{27 \cdot 0,326}{1,444} \cdot 0,00625 = 0,038\%$$

$$2. \quad \Delta U_{8-12} = 0,038 + 2 \cdot 0,038 = 0,114\%$$

$$3. \quad \Delta U_{4-8} = 0,038 + 4 \cdot 0,038 = 0,19\%$$

$$4. \quad \Delta U_{0-4} = 0,038 + 6 \cdot 0,038 = 0,266\%$$

$$\Delta U_{\Sigma} = 0,038 + 0,114 + 0,19 + 0,266 = 0,608\%$$

Порівняємо значення сумарних втрат напруги в стояку будинку з

рівномірно розподіленим навантаженням формула (3.16) з сумарними втратами напруги на еквівалентній магістральній лінії з 4-ма ділянками (рис. 3.8). Як видно з наведеного розрахунку вони виявилися однаковими ($0,6 \approx 0,608$), тобто магістральна лінія є еквівалентною лінії з рівномірно розподіленим навантаженням. З огляду на те, що навантаження стояків протягом доби змінне, то конденсаторні установки повинні бути регульовані.

РОЗДІЛ 4

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. СХЕМНІ РІШЕННЯ НА БАЗІ КОНТРОЛЕРА DCRK/DCRJ

4.1 Загальні положення

В даний час проблема компенсації реактивної потужності у споживачів є актуальною темою. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання в побутовому секторі. При нормальних робочих умовах всі споживачі електричної енергії, режим яких супроводжується постійним виникненням електромагнітних полів (електродвигуни пральних машин і кондиціонерів, блоки живлення комп'ютерів, люмінесцентні лампи і т. д.), навантажують мережу як активною, так і реактивною складовими повної споживаної потужності. З огляду на високу щільність комунально-побутового навантаження, постійна наявність перетоків потужності реактивної складової призводить до значних втрат електроенергії в розподільних мережах великих міст [41]. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються недостатньо, хоча за обсягами споживання цей сектор вже займає друге місце після промисловості [42].

Компенсація реактивної потужності споживачів житлових і громадських будинків та споруд виконується з урахуванням наступних обставин:

- Згідно з діючою в Україні “Методикою обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами” (далі Методикою) розрахунки за споживання реактивної

електроенергії з мережі електропередавальної організації і за генерацію в мережу електропередавальної організації здійснюються з усіма споживачами (крім населення), що мають сумарне середньомісячне споживання активної електроенергії за всіма точками обліку на одній площадці 5000 кВт.год та більше.

- Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії залежить від наявності у споживача пристроїв КРП, наявності лічильників споживаної реактивної електроенергії зі стопором зворотного ходу і лічильників генерованої реактивної електроенергії. В залежності від наявності або відсутності кожного з вищезгаданого Методикою передбачається застосування різних формул підрахунку.

- Методика стимулює споживача до установаження пристроїв КРП з автоматичним регулюванням та приладів обліку споживаної і генерованої реактивної електроенергії.

- Так при відсутності у споживача приладів обліку реактивних перетікань, споживання реактивної електроенергії за розрахунковий період приймається рівним споживанню активної електроенергії помноженому на нормативний коефіцієнт потужності ($\text{tg}\varphi_n$), який для непромислових споживачів дорівнює 0,6 ($\cos\varphi=0,86$).

- За наявності пристроїв КРП, наявності лічильника споживаної реактивної електроенергії, але відсутності обліку генерованої реактивної електроенергії при визначенні плати за генеровану реактивну електроенергію перемножуються величина сумарної встановленої потужності конденсаторних установок в електричній мережі споживача, число годин неробочого часу за розрахунковий період і нормативний коефіцієнт урахування збитків енергосистеми від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача $K=3$.

Залежно від виду використовуваного устаткування електричне навантаження підрозділяється на активне, індуктивне і ємнісне. Найчастіше споживач має справу із змішаними активно-індуктивними навантаженнями. Відповідно, з електричної мережі відбувається споживання як активної, так і реактивної енергії.

Активна енергія перетвориться в корисну – механічну, теплову та ін. енергії. Реактивна енергія не пов'язана з виконанням корисної роботи, а витрачається на створення електромагнітних полів в електродвигунах, трансформаторах, індукційних печах, зварювальних трансформаторах, дроселях і освітлювальних приладах.

У загальному випадку вираз для визначення реактивної потужності має вигляд $Q=U \cdot I \cdot \sin\varphi$. Вона позитивна при струмі, який відстає (індуктивне навантаження - $0 < \varphi < 180$) і негативна при струмі, який випереджає (ємнісне навантаження - $180 < \varphi < 360$). Показником споживання реактивної енергії (потужності) є коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, який показує співвідношення активної потужності P і повної потужності S , споживаній електроприймачами з мережі: $P=S \cdot \cos\varphi$. Одиницею вимірювання реактивної потужності є вольт-ампер реактивний (ВАр). Активна, реактивна і повна потужності пов'язані наступним співвідношенням.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Значення коефіцієнта потужності незкомпенсованого устаткування наведені в табл.4.1. В оптимальному режимі показник повинен прямувати до одиниці і відповідати нормативним вимогам.

Реактивна потужність, яка споживається промисловим підприємством у кожній даній точці мережі, визначається величиною намагнічувальної потужності, яка необхідна для окремих елементів електроустановки, які розташовані за даною точкою в напрямку передачі енергії. Реактивні навантаження підприємств не залишаються незмінними не тільки протягом більш-менш тривалих проміжків часу доби місяця року, але й протягом однієї виробничої зміни. Ці навантаження безупинно змінюються залежно від виробничої програми окремих струмоприймачів, від ступеня їхнього завантаження і відносної тривалості ввімкнення, від коливань напруги в мережі, від якості обслуговування устаткування експлуатаційним і ремонтним персоналом та від інших факторів.

Таблиця 4.1 - Значення коефіцієнта потужності незкомпенсованого устаткування

Тип навантаження	Приблизний коефіцієнт $\cos\varphi$
Асинхронний електродвигун до 100 кВт	0,6-0,8
Асинхронний електродвигун 100-250 кВт	0,8-0,9
Індукційна піч	0,2-0,6
Зварювальний апарат змінного струму	0,5-0,6
Електродугова піч	0,6-0,8
Лампа денного світла	0,5-0,6

Компенсація реактивної потужності є найдешевшим і ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електропостачання, який зменшує всі види втрат електроенергії.

Основи компенсації реактивної потужності. Реактивний струм додатково навантажує лінії електропередачі, що призводить до збільшення перерізів проводів і кабелів і відповідно до збільшення капітальних витрат на зовнішні і внутрішньо майданчикові мережі. Реактивна потужність разом з активною потужністю враховується постачальником електроенергії, а отже, підлягає оплаті по тарифах, що діють, тому складає значну частину рахунку за електроенергію.

Найбільш дієвим і ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності є застосування установок компенсації реактивній потужності (конденсаторних батарей, синхронних двигунів і синхронних компенсаторів). За рахунок приєднання до мережі компенсуючого пристрою КП зменшуються втрати потужності і напруги. На практиці коефіцієнт потужності після компенсації знаходиться в межах від 0,93 до 0,99.

Відносну ефективність зменшення реактивного навантаження в тому чи іншому пункті електричної мережі можна оцінити за допомогою так названого економічного еквівалента реактивної потужності. Економічний еквівалент

чисельно дорівнює зменшенню втрат активної потужності в мережах при зменшенні реактивного навантаження на 1 кВАр.

Види та способи компенсації. Основним джерелом реактивної потужності (РП) є синхронні генератори електростанцій. Передавання РП з енергосистеми до споживачів не є раціональним, оскільки виникають додаткові втрати активної потужності у всіх елементах систем електропостачання, обумовлені завантаженням РП, та додаткові втрати в живлячих мережах. Щоб знизити ці втрати, необхідно біля споживачів встановлювати додаткові джерела РП, основними серед яких є конденсатори.

4.2 Використання конденсаторних установок

Одинична компенсація – краща там, де: потрібна компенсація потужних (понад 20 кВт) споживачів; потужність, яка споживається постійна протягом тривалого часу.

Групова компенсація – застосовується для випадку компенсації декількох індуктивних навантажень, які розташовані поруч і вмикаються одночасно, підімкнених до одного розподільного пристрою і які компенсуються однією конденсаторною батареєю.

Централізована компенсація – для підприємств, які потребують змінної реактивної потужності постійно ввімкнені батареї конденсаторів не прийнятні, оскільки при цьому може виникнути режим недокомпенсації або перекомпенсації. У цьому випадку конденсаторна установка оснащується спеціалізованим контролером і комутаційно-захисною апаратурою. При відхиленні значення $\cos\phi$ від заданого значення контролер підмикає або відмикає ступені конденсаторів. Перевага централізованої компенсації полягає в наступному: ввімкнена потужність конденсаторів відповідає спожитій в конкретний момент часу реактивній потужності без перекомпенсації або недокомпенсації.

При виборі конденсаторної установки необхідна потужність конденсаторів визначається таким чином:

$$Q_c = P \cdot (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2),$$

де $\operatorname{tg}\varphi_1$ – коефіцієнт потужності споживача до встановлення компенсувальних пристроїв;

$\operatorname{tg}\varphi_2$ – коефіцієнт потужності після встановлення компенсувальних пристроїв (бажаний або коефіцієнт, який задає енергосистема).

Режим роботи конденсаторних установок повинен виключати можливість роботи підприємств із випереджальним коефіцієнтом потужності. У зв'язку із цим найдоцільнішим є застосування автоматичного регулювання потужності конденсаторних установок за напругою, за часом доби і за іншими параметрами.

Для розрахунку параметрів компенсаторної установки в мережі знімають характерні добові графіки навантаження і текуче значення $\cos\varphi$, за якими визначають середнє значення коефіцієнта потужності за період. Знаючи фактичний і потрібний (за умовами компенсації) коефіцієнт потужності, а також споживання активної електроенергії, можна розрахувати потрібну потужність конденсаторної установки.

4.3 Компоненти систем компенсації реактивної потужності

Загальний вигляд мікропроцесорних контролерів DCRK і DCRJ фірми LOVAO показано на рис. 4.1.

Мікропроцесорний контролер DCRK.

Основні параметри:

- цифрове програмування;
- кількість ступенів 5, 7, 8 та 12;
- 5- або 7-ступенева конфігурація в корпусі 96x96 мм;
- 8- або 12-ступенева конфігурація в корпусі 144x144 мм;
- захист від перевантажувального струму конденсаторів;

- внутрішній захист від перегріву щита керування;
- інтерфейс програмування TTL/RS232;
- автоматична настройка;
- конфігуровані аварійні сигнали.

Технічні характеристики:

- напруга живлення і керування U_e 380-415 В (стандарт);
- напруга живлення і керування U_e 220/415/440/480/525 В (по запити);
- номінальна частота 50/60 Гц;
- споживана потужність 6,2ВА (DCRK5/7) та 5 ВА (DCRK8/12);
- номінальний струм I_e 5А;
- регулювання коефіцієнта потужності 0,8 індуктивного- 0,8 ємнісного;
- вимірювання напруги 0,85...1,1 U_e ;
- вимірювання струму 2,5%... 120% I_e ;
- вимірювання температури -30...+85°C;
- вимірювання перевантаження конденсаторів 0...250%;
- час перекомутації ступеней 5...240с;
- ступінь захисту IP54 (DCRK5/7) та IP41 (DCRK8/12).

Мікропроцесорний контролер DCRJ.

Основні параметри:

- цифрове програмування;
- 8- або 12-ступенева конфігурація в корпусі 144x144 мм;
- подвійний дисплей;
- розділений вхід вимірювання напруги;
- захист від перевантажувального струму конденсаторів;
- сенсорний контроль температури щита керування;
- внутрішній та зовнішній захист від перегріву;
- інтерфейс програмування RS485;
- автоматична настройка;
- вимірювання гармонік струму і напруги;

- журнал станів;
- конфігуровані аварійні сигнали;
- можливість роботи в мережі середньої напруги.

Технічні характеристики:

- подвійна напруга живлення і керування U_e 100-690 В (стандарт);
- номінальна частота 50/60 Гц;
- споживана потужність 0,3ВА;
- номінальний струм I_e 5А;
- регулювання коефіцієнта потужності 0,8 індуктивного- 0,8 ємнісного;
- вимірювання напруги 85...760 В;
- вимірювання струму 2,5%... 120% I_e ;
- вимірювання температури $-40...+85^{\circ}\text{C}$;
- вимірювання перевантаження конденсаторів 0...250%;
- час перекомутації ступеней 5...240с;
- ступінь захисту IP41.



Рисунок 4.1 – Мікропроцесорні контролери DCRK та DCRJ фірми LOVATO.

4.4 Опис регуляторів коефіцієнта потужності DCRK / DCRJ

Регулятор коефіцієнта потужності DCRK / DCRJ — цифровий пристрій, який виконує функції контролю і регулювання реактивної потужності системи і здійснює зчитування показів коефіцієнта потужності з високою точністю, на яку не впливають зміни властивостей електронних компонентів.

Алгоритм контролю забезпечує нормальну роботу приладу навіть в системі, яка характеризується високим коефіцієнтом гармонік. Коефіцієнт потужності системи регулюється групою перемикаючих конденсаторів виходячи з розрахованої реактивної потужності системи своєчасно і точно. Результатом є суттєве зменшення кількості перемикачів і більш ефективне використання конденсаторних батарей.

Відображення значень параметрів

В нормальному режимі роботи дисплей відображає коефіцієнт потужності системи, причому світлодіоди IND і CAP відображають характер навантаження (індуктивне і ємнісне відповідно). Мигаюча десяткова крапка означає відємне значення (віддача реактивної енергії в мережу).

Для відображення і перемикачів значень натиснути кнопку MODE.

При висвічуванні світлодіодів V, A, Δkvar і т. д. на дисплеї відображаються відповідне значення.

При висвічуванні світлодіоду Δkvar, на дисплеї відображається значення реактивної потужності, необхідне для регулювання коефіцієнта потужності системи до встановленого значення.

Для кожного параметра передбачено додаткові функції, які можна переглядати натискуванням кнопки ↓, при цьому світлодіод мигає.

Для деяких параметрів передбачено друга додаткова функція, яка відображається на дисплеї клавішею ↑.

При висвічуванні світлодіоду SET COSφ відбувається встановлення потрібного коефіцієнта потужності з допомогою клавіш ↑ и ↓. Діапазон від 0.8

індуктивного до 0.8 ємнісного.

Додаткові функції пристроївв покані в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Додаткові функції

Параметр	Опис	«↓»	«↑»
V	Напруга	Максимальне значення напруги	
A	Струм	Максимальне значення струму	
Δkvar	Кількість квар необхідне для досягнення бажаного $\cos\phi$	Σ kvar – сумарна потужність системи	Кількість ступенів необхідних для досягнення бажаного $\cos\phi$
Week P.F.	Середнє значення коефіцієнта потужності за тиждень (1)	Значення $\cos\phi$ на даний момент	
-II- CURR %	Перевантаження конденсаторів в % (2)	Максимальне значення перевантаження	Лічильник станів перевантаження
TEMP	Електрична панель температури (3)	Максимальне значення температури	Одиниці вимірювання °C або °F
SET COSφ	Потрібний коефіцієнт потужності	Зменшення значення коефіцієнта потужності	Збільшення значення коефіцієнта потужності

(1) – значення визначається активною і реактивною потужністю, виміряною за тиждень і тільки в додатніх квадрантах.

(2) – перевантаження за струмом, через гармонічні складові напруги на клеммах конденсатора.

(3) – Увага! Вимірювання температури дійсне тільки через 20-30 хвилин після ввімкнення регулятора.

Контактори для комутації конденсаторних батарей фірми LOVATOпредставлені в табл. 4.3

4. 5 Контактори для комутації конденсаторних батарей фірми LOVATO.

Тип	Потужність, кВАР при напрузі			
	220	380	415	575
BFK09 10	4,5	7,5	9	10
BFK12 10	7	12,5	14	16
BFK18 10	9	15	17	20
BFK26 10	11	20	22	22
BFK32 10	14	25	27,5	30
BFK38 10	17	30	33	36
11 BF50K	22	38	41	46
11 BF65K	26	45	50	56
11 BF70K	30	50	56	65
11 BF80K	34	60	65	70
10 А....				

Стандартна напруга катушки:

- 50/60 Гц 024/ 048/ 110/ 230 В АС;

- 60 Гц 024 60/ 048 60/ 120 60/ 230 60/ 460 60/ 575 60 В АС.

Приклад. BFK09 10 230 - з катушкою на 230 В АС.

Конденсатори для компенсації реактивної енергії фірми DUCATI energia. Конденсатори для компенсації реактивної енергії (рис.4.2) обладнанні захистом від розриву корпусу. Виготовлені за технологією МКР-металоплівкові конденсатори.

Основні характеристики:

- напруга 220-800 В, 50/60 Гц;

- потужність 2,5-50 кВар;

- допустима перенапруга 10% 8 годин в добу;

- перевантаження за струмом 50 %;
- втрати $<0,3$ Вт/кВАр;
- температура $-25\dots+55$ °С.



MODULO 10 - 2,5...10 кВАР



MODULO 50 - 7,5...30 кВАР



DUCATI F50 - 12,5...50 кВАР

Рисунок 4.2 – Конденсатори для компенсації реактивної енергії.

4.6 Схеми підключення та приклад налаштування регулятора

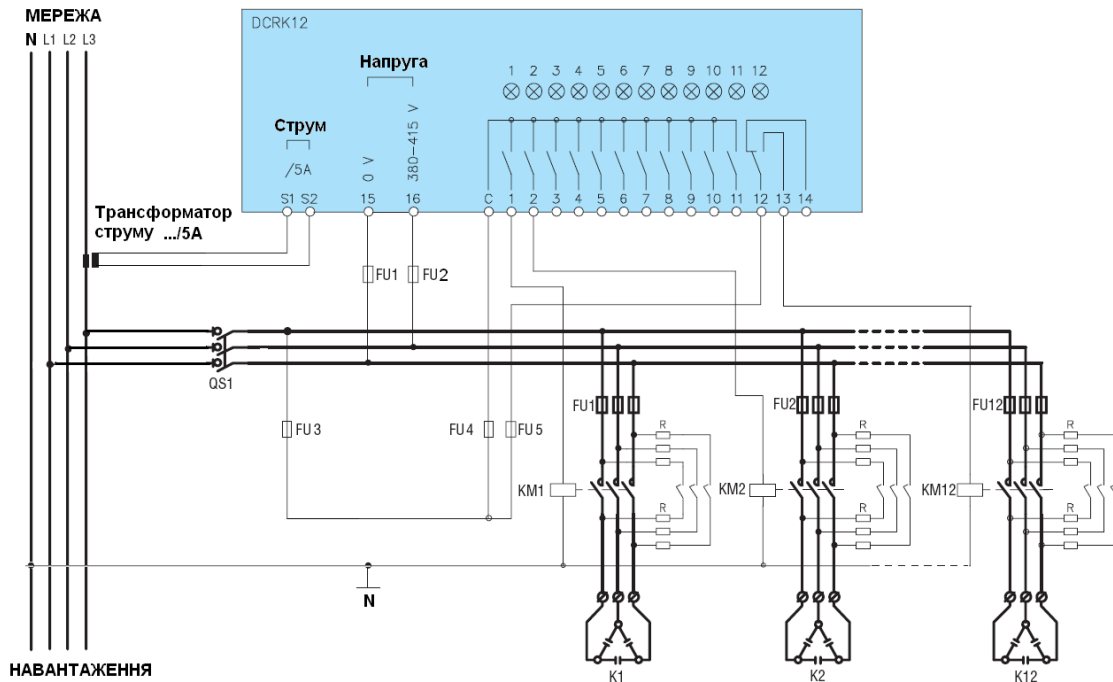


Рисунок 4.3 – Схема підключення регулятора DCRK.

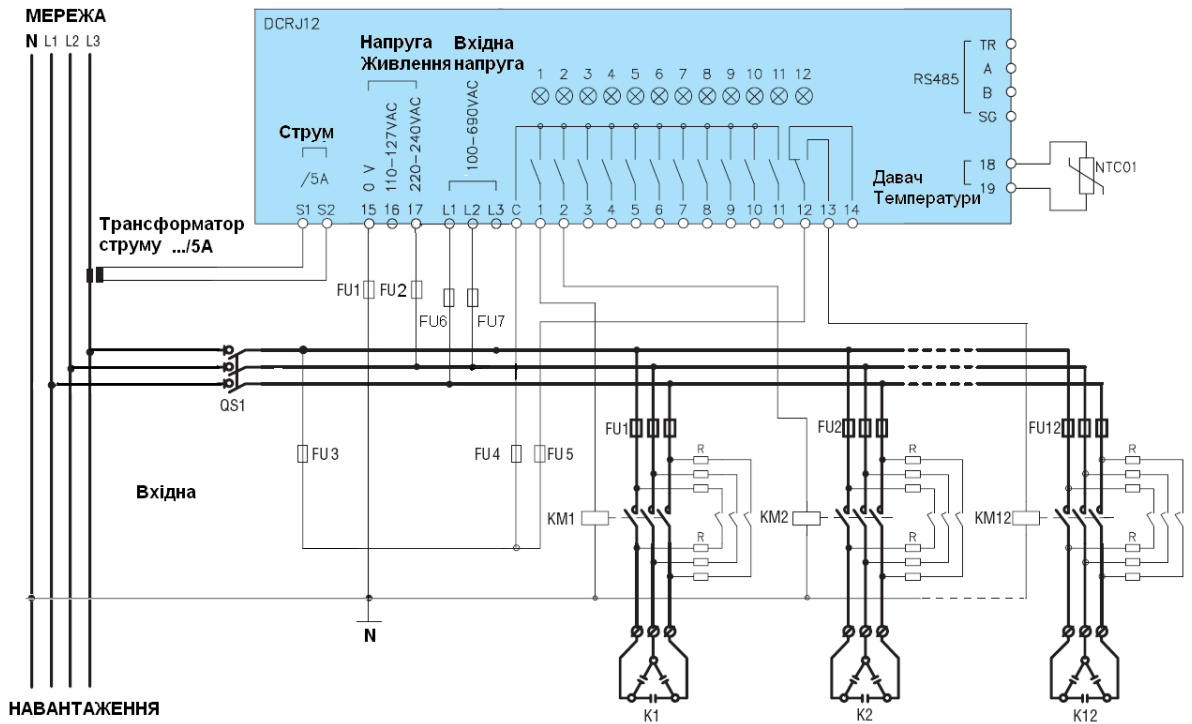


Рисунок 4.4 – Схема підключення регулятора DCRJ

Визначити ємнісну реактивну потужність, необхідну для досягнення заданого $\cos\varphi$ можна за допомогою формули

$$Q = P \cdot F, \text{ де}$$

Q – ємнісна реактивна потужність;

P – активна потужність навантаження;

F – коефіцієнт з таблиці 4.4.

Приклад настройки регулятора DCRK7. Параметри регулятора для шести конденсаторних банок 5, 10, 20, 20, 20, 20 кВар на напругу 400В і використанням останньої ступені як реле несправності будуть запрограмовані так:

$P.02 = 5.00$ (найменша ступінь)

$P.03 = 400$ (номінальна напруга конденсаторів)

$P.06-1 = 001$ (5кВар = 1 x $P.02$)

$P.06-2 = 002$ (10кВар = 2 x $P.02$)

$P.06-3 = 004$ (20кВар = 4 x $P.02$)

$P.06-4 = 004$ (20кВар = 4 x $P.02$)

$P.06-5 = 004$ (20кВар = 4 x $P.02$)

$P.06-6 = 004$ (20кВар = 4 x $P.02$)

$P.06-7 = noA$ (нормально-відкритий контакт при відсутності несправності)

Таблиця 4.4 – Значення коефіцієнта F

Діючий cosφ	Потрібний cosφ											
	0.80	0.82	0.84	0.85	0.87	0.89	0.91	0.93	0.95	0.96	0.98	1.00
0.30	2.43	2.48	2.53	2.56	2.61	2.67	2.72	2.78	2.85	2.89	2.98	3.18
0.35	1.93	1.98	2.03	2.06	2.11	2.16	2.22	2.28	2.35	2.38	2.47	2.68
0.39	1.61	1.66	1.72	1.74	1.79	1.85	1.91	1.97	2.03	2.07	2.16	2.36
0.44	1.29	1.34	1.39	1.42	1.47	1.53	1.59	1.65	1.71	1.75	1.84	2.04
0.49	1.03	1.08	1.13	1.16	1.21	1.27	1.32	1.38	1.45	1.49	1.58	1.78
0.53	0.85	0.90	0.95	0.98	1.03	1.09	1.14	1.20	1.27	1.31	1.40	1.60
0.58	0.65	0.71	0.76	0.78	0.84	0.89	0.95	1.01	1.08	1.11	1.20	1.40
0.62	0.52	0.57	0.62	0.65	0.70	0.75	0.81	0.87	0.94	0.97	1.06	1.27
0.67	0.36	0.41	0.46	0.49	0.54	0.60	0.65	0.71	0.78	0.82	0.90	1.11
0.72	0.21	0.27	0.32	0.34	0.40	0.45	0.51	0.57	0.64	0.67	0.76	0.96
0.76	0.11	0.16	0.21	0.24	0.29	0.34	0.40	0.46	0.53	0.56	0.65	0.86
0.81		0.03	0.08	0.10	0.16	0.21	0.27	0.33	0.40	0.43	0.52	0.72
0.86					0.03	0.08	0.14	0.20	0.26	0.30	0.39	0.59
0.90							0.03	0.09	0.16	0.19	0.28	0.48
0.95										0.04	0.13	0.33

Приклад розрахунку конденсаторної установки.

Цех заводу обладнаний :

- асинхронний двигун P1=75 кВт, $\cos\varphi = 0,78$ - кількість 2 шт;
- асинхронний двигун P2=35 кВт, $\cos\varphi = 0,75$ - кількість 2 шт;
- асинхронний двигун P3=7,5 кВт, $\cos\varphi = 0,68$ - кількість 5 шт;
- асинхронний двигун P4=5,5 кВт, $\cos\varphi = 0,66$ - кількість 3 шт;
- асинхронний двигун P5=1,5 кВт, $\cos\varphi = 0,63$ - кількість 6 шт.

Активна потужність цеху складає:

$$P = 2 \times P1 + 2 \times P2 + 5 \times P3 + 3 \times P4 + 6 \times P5 =$$

$$= 2 \times 75 + 2 \times 35 + 5 \times 7,5 + 3 \times 5,5 + 6 \times 1,5 = 283 \text{ кВт} .$$

Реактивна потужність цеху складає:

$$\begin{aligned}
 Q &= \Sigma (S \cdot \sin\varphi) = \Sigma ((P \cdot \sin\varphi) / \cos\varphi) = \\
 &= (2 \times P_1 \times \sin\varphi_1) / \cos\varphi_1 + (2 \times 35 \times \sin\varphi_2) / \cos\varphi_2 + \\
 &+ (5 \times 7,5 \times \sin\varphi_3) / \cos\varphi_3 + (3 \times 5,5 \times \sin\varphi_4) / \cos\varphi_4 + \\
 &+ (6 \times 1,5 \times \sin\varphi_5) / \cos\varphi_5 = 252 \text{ кВАР} .
 \end{aligned}$$

Звідси, загальна потужність

$$\mathbf{S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{283^2 + 252^2} = 378 \text{ кВА}}$$

Отже, діючий $\cos\varphi$ в системі:

$$\cos\varphi = P / S = 283 / 378 = 0,75 .$$

Бажаний коефіцієнт потужності $\cos\varphi = 0,95$. Згідно таблиці 2, коефіцієнт $F = 0,53$.

Потужність конденсаторної установки складає:

$$Q = P \cdot F = 283 \cdot 0,53 = 150 \text{ кВАр} .$$

ВИСНОВКИ

Проблема компенсації реактивної потужності займає важливе місце у комплексі питань енергозбереження та надійності електропостачання. Існує багато методів компенсації реактивної потужності. Але на сьогоднішній день стає актуальним питання компенсації реактивної потужності у побутових споживачів. Це пов'язано з насиченням побуту електроприладами, які навантажують мережу як активною, так і реактивною складовими повної споживаної потужності, постійна наявність перетоків потужності реактивної складової призводить до значних втрат електроенергії в мережі.

1. Проаналізовано методи оптимального розподілу потужності батарей конденсатів до 1000В в радіальній та магістральній мережі; вибір місця установки батарей конденсаторів в мережах з рівномірно розподіленим навантаженням, за умовами режиму напруги, на основі системного підходу, економічний аспект компенсації реактивної потужності. Вивчено питання підвищення пропускної здатності ліній електропередач за допомогою засобів компенсації реактивної потужності.

2. Розроблено новий метод розв'язання оптимізаційної задачі КРП в лініях стояків висотних будівель шляхом еквівалентування лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в магістральну з глухим підключенням навантажень в центрі кожної ділянки. Розроблено метод визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі. Переваги запропонованого методу визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів – це простота і можливість компенсувати реактивну потужність безпосередньо у побутових споживачів.

3. Багатоцільова компенсація реактивної потужності дозволяє вирішити комплекс питань ефективності роботи розподільних електричних мереж:

зменшити втрати потужності та електроенергії, підвищити пропускну здатність ліній, покращити показники якості електроенергії, регулювання напруги за допомогою конденсаторів.

4. Розроблено вдосконалений метод визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі.

Проведено аналіз, детальний огляд та систематизація моделей та методів оптимізації вибору місць установки та потужності батарей конденсаторів у порядку від найскладнішого до найпростішого.

5. Запропоновано новий підхід до розв'язання оптимізаційної задачі КРП в лініях стояків висотних будівель шляхом еквівалентування лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в магістральну з глухим підключенням навантажень в центрі кожної ділянки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 25.10.2006.
2. Правила користування електричною енергією. Затверджено постановою НКРЕ 31.07.2005 № 910. Зареєстровано в міністерстві юстиції України 18.11.2005 № 1399/11679.
3. Балюта С.М., Изволенський І.Є., Шестеренко В.Є. Оптимальний режим роботи джерел реактивної потужності підприємства //Наукові праці НУХТ. – 2012– №45 – с. 61...66.
4. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова Книга, 2011. – 656 с.
5. Жежеленко І.В., Рабінович М.Л., Божко В.М. Якість електричної енергії на промислових підприємствах. – К.: Техніка, 1981. – 157 с.
6. Закладний О.М., Праховник А.В., Соловей О.І. Енергозбереження засобами промислового електропривода: Навчальний посібник. – К.: Кондор, 2005. – 408 с.
7. Харевич В. І., Оробчук Б. Я. Задачі компенсації реактивної потужності в міських розподільних електромережах/ В.І. Харевич, Б.Я. Оробчук //Матеріали X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів «АКТУАЛЬНІ ЗАДАЧІ СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ» – Тернопіль 24-25 листопада 2021 року. Режим доступу: <https://www.google.com/search?client=opera&q=8>
8. Говоров Ф. П., Перепеченный В. А., Говоров В. Ф. К вопросу о компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения городов. Энергетика та електрифікація. №7, 2007.– С. 54-58.
9. Дорошенко А. И., Савранский Ю. А. Компенсация реактивной

мощности городских электрических сетей 0,4 кВ. Энергетика та електрифікація. №12, 2007. №12. – С. 13-20.

10. Демов А. О., Демов О. Д., Войнаровський А. Ж., Паламарчук О. П. Особливості впровадження компенсуючих установок у електричні мережі споживачів у сучасних економічних умовах. Энергетика та електрифікація. 2006. №2. – С. 12-15.

11. Буйний Р. А., Зорин В. В. Регулирование взаимоотношений между потребителями и электроснабжающей организацией в условиях рыночной экономики. Энергетика та електрифікація. 2007. №6. С. 52-54.

12. Кузьмин В. В., Кирисов И. Г., Малинин С. В. Анализ средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях Украины. Энергосбережение, энергетика, энергоаудит. 2012. №5. С. 45-50.

13. Лазуренко А. П., Прохоренко Ю. В. Современные методы и устройства компенсации реактивной мощности в бытовых системах электропотребления. Вестник Национального технического университета «ХПИ». Харьков, 2011. Вып. 41. – С. 83-87.

14. Соломчак О. В. Методика вибору та порівняння варіантів компенсації реактивної потужності. Энергетика та електрифікація. 2004. №9. – С. 23-27.

15. Потребич А. А., Ткачев В. И., Коваленко Д. В., Катренко Г. Н. Особенности применения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Энергетика та електрифікація. 2008. №2. – С. 33-35.

16. Готман В. И., Маркман Г. З., Маркман П. Г. Компенсация реактивной мощности. Задачи обследования системы компенсации реактивной мощности. Промышленная энергетика. 2006. №8. С. 50-55.

17. Вильданов Р. Г., Ионцева О. А., Исхаков Р. Р., Бикметов А. Г. Снижение потерь электроэнергии с помощью компенсации реактивной мощности. Современные проблемы науки и образования. 2015. №1(1). – С. 25- 33.

18. Севастьянов Р. В. Енергоефективність промислових підприємств України та бар'єри з її впровадження / Р. В. Севастьянов, Я. Ю. Калітіна // Екон. вісник Запорізької держ. інж. акад. - 2016. - Вип. 1. - С. 28-35.

19. Ching-Tzong Su, Cheng-Yi Lin, Ji-Jen Wong Optimal size and location of capacitors placed on a distribution system. Wseas transactions on power systems. 2008. No 4. Pp. 247-256.
20. Aleksander Kot, Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra, Rafał Tarko Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks. Przegląd elektrotechniczny. 2013. No 6. Pp. 190-195.
21. Akash, Gaurav Shah, Himnay Pratap Singh, Avinas Kumar Chauhan Importance of reactive power for distributed generation. International journal of emerging technology and advanced engineering. 2014. No 1. Pp. 84-88.
22. Juan Dixon, Luis Moran, Jose Rodriguez, Ricardo Domke Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review. Proceedings of the IEEE. 2005. No 12. Pp. 2144-2164.
23. Mekhamer S. F., El-Hawary M. E., Soliman S. A., Moustafa M. A., Mansour M. M. New heuristic strategies for reactive power compensation of radial distribution feeders. IEEE Transactions on power delivery. 2002. No 4. Pp. 1128- 1135.
24. ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Киев, 1999. 32 с.
25. Зорин В. В. Экономически обоснованные значения перетоков реактивной мощности. V Международная научно-техническая конференция «Эффективность и качество электроснабжения промпредприятий». Мариуполь, 2005. – С. 263-266.
26. Правила улаштування електроустановок, видання третє перероблене та доповнене. Київ, Мінпаливенерго України, 2012, 736 с.
27. Журахівський А.В., Казанський С.В., Матеєнко Ю.П., Пастух О.Р. «Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж», підручник, Київ, КПШ ім. Ігоря Сікорського, 2017 –177 с.
28. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії. Наказ Міністерства палива та енергетики України від 17 січня 2002 року № 19. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 1 лютого 2002 р. за № 93/6381.
29. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем

електропостачання промислових підприємств. Київ : Мінрегіонбуд України, 2015. – 45 с.

30. ДБН В.2.5-23:2003 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ, Мінрегіонрозвитку та будівництва України, 2003. – 131 с.

31. Рожков П. П. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність електричних мереж» для магістрів денної та заочної форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (освітні програми «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)») / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2017. – 85 с.

32. Шишкин С. А. Использование конденсаторов для компенсации реактивной мощности коммунально-бытовых нагрузок. *Электрик*. 2007. №6. С. 30-33.

33. Гавриш О. А. Розроблення стартап-проекту: методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 28 с.