

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

Пояснювальна записка

до магістерської кваліфікаційної роботи

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «Оптимізація процесу впровадження конденсаторних установок в розподільні електричні мережі мікрорайону м. Вінниці»

Виконав: студент 2-го курсу, гр. ЕСЕЕ-18м
Спеціальності

«Електротехнічні системи електроспоживання»

Гаптенко Богдан Сергійович

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доц. Демов О.Д.

(прізвище та ініціали)

Рецензент к.т.н., доц. Рубаненко О.Є.

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2019 року

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту
Освітньо-кваліфікаційний рівень- магістр
Спеціальність- 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. М.Й. Бурбело
“ ___ ” _____ 2019 року

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

Гаптенко Богдану Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Оптимізація процесу впровадження конденсаторних установок в розподільні електричні мережі мікрорайону «Вишенька» м. Вінниці»

керівник роботи Демов Олександр Дмитрович к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затвержені наказом вищого навчального закладу від “ ___ ” ___ року №_

2. Строк подання студентом роботи 30.11.19

3. Вихідні дані до роботи ___ Електричні схеми частини розподільчих мереж мікрорайону «Вишенька» м.Вінниця

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Слайди звітної презентації по виконаній роботі

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Демов О.Д., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		
Економічна частина	Демов О.Д., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., проф., зав.каф. БЖД		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ		
2	Аналіз існуючих методів		
3	Розробка теоретичних розділів		
4	Розробка економічної частини		
5	Розробка розділу з ОП та безпеки в НС		
6	Аналіз виконання . Висновки		
7	Попередній захист МКР		

Студент _____
(підпис)

Гаптенко Б.С.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Демов О.Д.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Магістерська кваліфікаційна робота Гаптенко Богдан Сергійович
Спеціальність. ФЕЕМ. Кафедра ЕСЕЕМ – Вінниця: ВНТУ, 2019- 100 – с.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено аналіз існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах. Розроблено методи оптимізації установлення КУ по мінімуму приведених затрат та по мінімуму втрат потужності розподільних міських мережах. Приведено покроковий розрахунок компенсації реактивної потужності в розподільних міських мережах м. Вінниці. Наведено приклад корегування вхідних реактивних потужностей споживачів м. Вінниці. Розглянуто питання охорони праці та безпеки в навколишньому середовищі.

Рисунків -20

Таблиць -7

Бібліографій - 59

АННОТАЦИЯ

Магистерская квалификационная работа Гаптенко Богдан Сергеевич
Специальность. 141. электроэнергетика, электротехника и электромеханика-
Винница: ВНТУ, 2019- 100 - с.

В магистерской квалификационной работе проведен анализ существующих методов расчета компенсации реактивной мощности в электрических сетях. Разработаны методы оптимизации установления КУ по минимуму приведенных затрат и по минимуму потерь мощности распределительных городских сетях. Приведены пошаговый расчет компенсации реактивной мощности в распределительных городских сетях м. Винницы. Приведен пример корректировки входных реактивных мощностей потребителей г.. Виннице. Рассмотрены вопросы охраны труда и безопасности в окружающей среде.

Рисунков -20 таблиц -7 библиограф - 59

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ МІСЬКИХ МІКРОРАЙОНІВ	8
1.1 Аналіз існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах	8
1.2 Обґрунтування необхідності декомпозиції електричних мереж при розв’язанні задачі	14
1.3 Аналіз методів по розв’язанню задач в розподільних міських мережах та споживачів	18
2 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ УСТАНОВЛЕННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В РОЗПОДІЛЬЧІ МЕРЕЖІ ЕН МІКРОРАЙОНІВ МІСТ ..	24
2.1 Формування функцій зниження втрат активної потужності від установлення КУ	24
2.2 Покроковий розрахунок компенсації реактивної потужності	29
2.3 Розрахунок компенсації реактивної потужності для ділянок електричної мережі мікрорайону м.Вінниці.....	35
3 ОПТИМІЗАЦІЯ УСТАНОВЛЕННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК в розподільні міські електричні мережі ПО МІНІМУМУ ПРИВЕДЕНИХ ЗАТРАТ	47
3.1 Метод оптимізації установлення КУ по мінімуму приведених затрат	47
3.2 Приклад корегування вхідних реактивних потужностей споживачів м. Вінниця	53
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	57
4.1 Розв’язання задачі при наявності місцевих електростанцій	57
4.2 Розрахунок використання місцевої електростанцій для компенсації реактивної потужності міських мереж м. Вінниці	61
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ..	64

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	65
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	66
5.2.1 Мікроклімат	66
5.2.2 Склад повітря робочої зони	67
5.2.3 Освітлення робочої зони	68
5.2.4 Виробничий шум	71
5.2.5 Вібрація	72
5.3 Дослідження стійкості розподільчої електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників НС	74
5.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії іонізуючого випромінювання	75
5.3.2 Дослідження стійкості роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії електромагнітного імпульсу	77
5.4 Розробка заходів по захисту роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу	80
ВИСНОВКИ	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	84
ДОДАТКИ	89

ВСТУП

Актуальність роботи. Установлення компесуючих установок (КУ) в електричних розподільчих мережах дозволяє значно знизити втрати електричної енергії, що потребує відповідного визначення потужностей КУ і місць їх установлення [1]. Існує ряд методів по розв'язанні цієї задачі [2,3,4], використовуючи які можна оцінити економічно доцільний рівень вказаної компенсації. Ці методи розв'язують задачу компенсації реактивної потужності в мережах, виходячи з оцінки початкового (відсутності КУ) та кінцевого (наявності КУ в усіх вузлах навантаження) стану мережі. При цьому шлях, яким можна дійти з початкового стану в кінцевий не розраховується [5,6]. Тобто, вважається, що мережі мають можливість установити всі КУ одночасно відповідно результатам розрахунків, проведеним по вказаним методам, а проміжні кроки по впровадженню результатів при цьому не розглядаються. В дійсності таке установлення відповідно до результатів розрахунку, одержаних існуючими методами, неможливе по наступних причинах:

1. Існуючі методи розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах базуються на одночасному розв'язанні задачі для енергосистеми та споживачів, що дозволяє врахувати інтереси як перших так і других. Такий підхід доцільно реалізувати, коли розподільні мережі енергосистеми та споживачів знаходяться на балансі однієї організації, наприклад держави. В умовах ринку ця умова не завжди виконується, оскільки між енергосистемою та споживачами встановлені відносини виробника та споживача такого специфічного товару, як реактивна енергія. Яку кількість цього товару споживати (купувати) вирішує споживач, а енергосистема вирішує, на яких умовах продавати цю енергію.

2. В ринкових умовах окремі частини електричних мереж (зокрема мережі мікрорайонів міст та споживачів) економічно можуть впроваджувати

КУ незалежно одне від одного, хоча фізично це єдиний процес. Складність розрахунків по компенсації реактивної потужності існуючими методами приводить до складності прогнозування і контролю формування плати за реактивну енергію, що не сприяє впровадженню КУ. Ці обставини зумовлюють необхідність розділення електричної мережі при розрахунку компенсації реактивної потужності (просторової декомпозиції електричної мережі).

Таким чином, метою даної роботи є: додаткове зниження втрат електроенергії за рахунок вдосконалення та установа методів розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах мікрорайонів міст та їх реалізації.

Для досягнення цієї мети необхідно розв'язати наступні задачі:

1. Проведення аналізу існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності та використання КУ в розподільних електричних мережах мікрорайонів міст і споживачів, показати необхідність розробки системи комплексного установа КУ в ці мережі.

2. Розробка моделі та методів установа КУ в розподільчі міські мережі з врахуванням впливу КУ споживачів.

3. Розрахування компенсації реактивної потужності з допомогою генераторів місцевих електростанцій.

4. Корегування потоків реактивних потужностей в мережі при підключенні до неї нових споживачів.

Об'єктом дослідження магістерської дипломної роботи є розподільні електричні мережі 6-10 кВ мікрорайонів міст та споживачів.

Предметом дослідження магістерської дипломної роботи є процеси установа компенсуючих приладів та їх використання в розподільних електричних мережах 6-10 кВ.

Наукова новизна одержаних результатів. Розроблено новий метод розрахунку послідовності установа КУ, який на відміну від існуючих,

забезпечує використання нерегульованих конденсаторних установок і відповідно зниження затрат на їх монтаж та експлуатацію.

1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ МІСЬКИХ МІКРОРАЙОНІВ

1.1 Аналіз існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах

Питання зменшення втрат в електричних мережах України є однією з основних задач цих мереж. Останнім часом ці втрати зросли до рівня, який майже вдвічі перевищує аналогічні показники західних країн [7]. Технологічні втрати активної електроенергії разом з так званими “комерційними втратами” станом на 2011 рік склали 14,7% при нормативних технологічних втратах 13,9%. Значного зниження цих втрат можна досягти за рахунок компенсації реактивної потужності (КРП) в них. Відомо, що в електричних мережах біля 80% ефекту від заходів по енергозбереженню приходить на КРП [1]. На сьогоднішній день існує ряд методів по розрахунку КРП в електричних мережах. Їх можна розділити три напрямки: розрахунок КРП в живильних, розподільних та одночасний розрахунок в перших і других. Відповідно проведемо аналіз існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах блок-схеми, рис.1.1.



Рис. 1.1 - Блок-схема аналізу існуючих методів компенсації реактивної потужності в електричних мережах

Розрахування компенсації реактивної потужності в електричних живильних мережах електропостачальних компаній полягає у визначенні таких потужностей і місць установки компенсуючих установок, які забезпечують якнайкраще значення вибраного показника. Такими показниками виступають баланс генерування і споживання реактивної потужності, приведені витрати на генерування і передавання реактивної потужності, втрати активної потужності при передаванні реактивної [8-15]. Якщо розглядати установлення КУ, як один з заходів по зниженню втрат електроенергії, доцільність інвестування яких очевидна, то найкращий варіант установлення доцільно шукати по мінімуму приведених затрат. Приведені витрати характеризують відносну економічну

ефективність капітальних вкладень, тобто вони дозволяють вибрати найкращий варіант інвестування за умови, що необхідність інвестування вже доведена [16].

При розв'язанні вказаної задачі необхідно враховувати зміну рівнів напруги і пропускну спроможність елементів мережі [3]. При цьому дуже важливим є об'єм розрахункової мережі, який залежить від економічних інтересів мережі (суб'єктивно) і електротехнічних процесів (об'єктивно), які проходять в усіх елементах мережі.

Питання оптимізації потоків реактивної потужності у живильних електричних мережах розглядалися в роботах таких вчених як Веніков В.А., Поспелов Г.Е., Холмский В.Г., Мельников Н.А., Щербина Ю.В., Солдаткіна Н.А., Маркович І.М., Лежнюк П.Д.

Розглянемо основні положення, які висвітлені в роботах цих вчених.

В [2] розроблені основні теоретичні положення оптимізації реактивних потоків в електричних мережах. Зокрема розглянуто розподіл реактивних потужностей, що забезпечують бажаний рівень напруги..

В [10] дана оцінка встановлення компенсуючих установок в мережах по критерію мінімуму приведених затрат. Також приведена умова доцільності встановлення компенсуючих установок виходячи з питомого приросту втрат. Показано вплив компенсуючих установок на баланс реактивної потужності. Окремо розглянуто питання впливу компенсуючих установок на режими живлячої мережі. Місце встановлення та потужність КУ в основному визначаються умовами регулювання напруги. Приведені математичні моделі, які є основою оптимізації реактивних потоків в електричних мережах. Дана характеристика несиметричних режимів мереж та розроблені основи оптимізації несиметричних режимів в електричних мережах.

В [13] дана характеристика математичним методам, які доцільно використовувати при оптимізації потоків реактивної потужності.

В [15] розроблені методи компенсації реактивної потужності по умовам забезпечення необхідних рівнів напруги.

Якщо розглядати установлення КУ, як один з заходів по зниженню втрат електроенергії, доцільність інвестування яких очевидна, то найкращий варіант установлення доцільно шукати по мінімуму приведених затрат. Приведені затрати характеризують відносну економічну ефективність капітальних вкладень, тобто вони дозволяють вибрати найкращий варіант інвестування за умови, що необхідність інвестування вже доведена [16].

Таким чином, установлення КУ в живильні мережі проводиться, виходячи з метою покращення їх техніко-економічних показників. При цьому не враховується вплив:

- цих КУ на стан розподільних мереж;
- КУ розподільних мереж на стан живильних.

Розглянемо існуючі методи розв'язання задачі для розподільних мереж ЕК.

Одним з основних показників роботи енергопостачальних компаній є зниження втрат в розподільчих мережах цих компанії. Компенсація реактивної потужності в цих мережах є засобом зменшення втрат в них [17, 18]. Розв'язання задачі для розподільних мереж ЕК розглянуто в [10, 17, 19, 20].

В залежності від техніко-економічних умов, в яких знаходяться мережі, розрахунок проводиться по різним критеріям:

- економічні (зниження втрат електроенергії, мінімальному строку окупності, мінімуму приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності) [1, 10];
- технічні (забезпечення балансу реактивної потужності [12, 19] покращення рівнів напруги [15], збільшення пропускної спроможності [21]).

У вказаних роботах розроблені основні положення розрахунку установлення компенсувальних установок, але при цьому не враховується вплив живильних мереж.

В [21, 22] розроблені основні теоретичні положення розрахунку компенсації реактивної потужності для заводських розподільних мереж з

врахуванням живильних мереж. Задача розв'язується по мінімуму приведених витрат на передачу і генерацію реактивної потужності при дотриманні технічних обмежень. При цьому не враховується вплив розподільних мереж ЕК. В [23, 24] викладені положення розв'язані задачі відповідно мінімальних втрат потужності при дотриманні умови балансу реактивної потужності. При цьому також не враховується взаємовплив живильних та розподільних мереж.

В [25] показано як враховувати живильні мережі при розв'язанні задачі за таким інтегральним показником, як коефіцієнт реактивної потужності, але це не обґрунтовано.

В [26] показано, що в сучасних економічних умовах задачу доцільно розв'язувати для оцінки доцільності інвестування КУ необхідно використовувати величини прибутку, рентабельності. При цьому також не враховується взаємовплив живильних та розподільних мереж.

Таким чином, у вказаних роботах не враховується вплив КУ, установлених в розподільних мережах, на стан живильних мереж. Розглянемо існуючі методи розв'язання задачі, в яких враховується цей вплив (системний розрахунок).

В [27-29] показано, що фізично будь-яке рішення по компенсації реактивної потужності в розподільних мережах впливає на рішення цієї задачі в мережах енергосистеми і навпаки. Відповідно основою існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності є системний підхід [21, 26, 29], на основі якого ці розрахунки потрібно проводити одночасно, як для мереж енергосистеми, так і споживачів.

Сьогодні такий підхід реалізується в два етапи. На першому етапі ЕК розраховує затрати на передавання реактивної енергії по своїм мережам до споживача (плата за реактивну енергію) [30], а на другому – відповідно цих затрат і своїх фінансових можливостей споживач визначає доцільність установлення КУ [31].

Для випадку, коли розподільчі мережі і живильні мережі знаходяться на балансі однієї організації запропоновано двохетапне вирішення цієї задачі на основі матрично-топологічного аналізу [4, 22].

Оскільки фінансові можливості електричних мереж різних відомчої приналежності (регіональні енергосистеми, обленерго, електротранспорт, промислові підприємства і ін.) є обмеженими, то вони встановлюють КУ поступово (по мірі надходження коштів, доцільності інвестування). Цю поступовість видно з таблиці, яка характеризує динаміку рівня оснащення компенсувальними установками (КУ) в мережах одного із обленерго.

Таблиця 1.1 - Дані про динаміку рівня оснащення компенсувальними установками в мережах одного із обленерго

Роки	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Рівень компенсування, квар/кВт, %	53	54	51	45	37	43	46

З табл. 1.1 видно, що КУ в мережах одного із обленерго впроваджуються поетапно.

Таким чином, на сьогоднішній день з однієї сторони очевидна доцільність установлення КУ, а з іншої установлення КУ може проводитися поступово в певних частинах мереж. Це потребує розробки шляхів послідовності вузлів ділянок мереж, (черговості), в яких доцільно проводити установлення КУ. Енергетичні підприємства є незалежними економічними суб'єктами, які самостійно вирішують доцільність інвестування різних напрямків своєї діяльності, в тому числі придбання компенсувальних установок. Відповідно виникає необхідність в розробці методу розрахунку комплексного установлення компенсувальних установок в мережі ЕК і споживачів, який би враховував взаємний вплив рішень по компенсації реактивної потужності ЕК та споживачів, їх економічну незалежність і в цілому сприяв впровадженню КУ.

1.2 Обґрунтування необхідності декомпозиції електричних мереж при розв'язанні задачі

В силу фінансових обмежень та різної відомчої приналежності мереж установлення КУ враховується взаємовплив живильних та розподільних мереж практично завжди розтягнуто в часі. Тобто це процес (послідовність дій, заходів, направлених на установлення КУ) і виникає питання, як його реалізувати?

Рішення задачі з урахуванням зростання реактивних навантажень запропоноване в [32, 33], а в [5] – з урахуванням розвитку, як мереж підприємства, так і мереж енергосистеми. Але в цих роботах не розглядається оптимізація на протязі процесу установлення .

В роботах [34, 35] є методи оптимізації розвитку мереж (оптимізація структури і параметрів мережі в часі для нових мереж: в рамках цих моделей можна проводити оптимізацію установлення КУ одночасно з оптимізацією інших параметрів мереж). Але нема методів оптимізації процесу установлення КУ для існуючих мереж. Тобто задачу розрахунку КРП необхідно розв'язувати в цілому для всієї мережі на протязі розрахункового періоду.

У [5] показано, що розвиток мереж і зростання навантажень приводить до необхідності коректування потужностей КУ у вузлах мереж. При цьому обґрунтована також доцільність коректування не у всіх вузлах, а тільки в тих, які володіють найбільшою чутливістю до зниження втрат при установці КУ. Проте, не обґрунтовується послідовність розгляду вузлів, в яких доцільно коректувати КУ.

Таким чином в існуючих методах розрахунку компенсація реактивної потужності розглядається можливість поетапного установлення КУ. Але при

цьому не розглядається одночасне розв'язання задачі для розподільних та живильних мереж ЕК. Розв'язання задачів такій постановці є складним і потребує декомпозиції електричних мереж.

Розглянемо існуючі методи декомпозиції мереж при розв'язанні задачі, які використовуються:

- при розрахунку та оптимізації режимів електричних мереж;
- при розв'язання задачі компенсації реактивної потужності в електричних мережах.

В [36-39] розглянуті методи декомпозиції електричної мережі використовується, як при розрахунку режимів електричних мереж так і при їх оптимізації.

В [40] показано, що при оптимізації складної системи, якою є енергетична система, її декомпозицію можна інтерпретувати як декомпозицію математичної моделі, яка описує досліджуваний процес.

В [39] показано, що необхідна комплексна оптимізація по всім параметрам режиму. Разом з тим показана складність такого розв'язання внаслідок великої розмірності задачі та об'єму інформації. Оптимізацією пропонується проводити шляхом ділення енергосистеми на підсистеми, враховуючи при цьому частину змінних, які характеризують систему. При цьому нехтують певною кількістю факторів, які здійснюють на режим менший вплив .

У [36] пропонується при оптимізації мереж ділити їх за ієрархічною ознакою:

- мережі районів;
- підприємства електричних мереж;
- електричні мережі районних ЕЕС;
- електричні мережі об'єднаних ЕЕС;
- електричні мережі єдиної ЕЕС.

Але в цих роботах не обґрунтовано, на яких засадах було здійснено таке чи інше розділення електричної мережі і як врахувати взаємний вплив підсистем.

В [41] при розрахунку робочого режиму мережі пропонується умовний поділ схеми в точках поточкорозподілу потужностей.

Вказані методи спрощення мереж безпосередньо використовувати для розрахунку компенсації реактивної потужності неможливо, оскільки вони не враховують специфіку цих розрахунків.

В існуючих методах розрахунку компенсації реактивної потужності на основі системного підходу використовуються елементи декомпозиції. Найбільш продуктивним напрямком в розробці математичного моделювання, яке може використовуватися при розрахунку КРП, є композиційне моделювання [42]. Воно полягає у використанні властивостей ієрархічності систем для їх розділення (декомпозиція по слабким зв'язкам), коли отримана при цьому похибка виявляється в області зони невизначеності оптимальних рішень.

В [14, 43] пропонується при розв'язанні задач оптимальної КРП спрощення схеми шляхом розділення її на частини, оптимальний розподіл реактивної потужності яких не впливає один на одного, або перетворення схеми, тобто зведення її до еквівалентної з меншою кількістю вузлів.

У роботі [44] пропонується при розрахуванні КРП розбивати електричні мережі на дерева (в точці поточкорозподілу), які отримують живлення від мереж 330 кВ і вище. Таке представлення мережі дозволяє спростити рішення не тільки по вибору і розміщенню додаткових КУ (в живлячих мережах), але і регулювання напруги та визначення резерву реактивної потужності. (Розбиття складних схем живильних і розподільчих електричних мереж напругою 220 кВ і вище на деревоподібні підсхеми дозволяють доволі просто вирішувати питання розміщення і вибору потужності КУ). Але цей підхід не обґрунтований.

Декомпозиція властива задачі розрахунку КРП, тому що електричні мережі є ієрархічною системою, в якій окремі частини (підсистеми) мають можливість приймати рішення в певних рамках інтересів (питань), які характерні тільки для цієї частини (підсистеми). Тобто ділення електричної мережі на підсистеми при розрахунку КРП є природнім.

Окрім того, проектування живильних і розподільних мереж відбувається по-різному і в різний час. Це пояснює те, що на будь-який розрахунковий період часу неможливо мати повну інформацію про електричну мережу. Оскільки розподільчі мережі знаходяться на різних стадіях проектування. Таким чином є доцільним розглядати електричну мережу при розв'язанні задачі КРП роздільно, тобто окремо розподільчі мережі від живильних з їх певним врахуванням.

Отже, при розв'язанні КРП виникає необхідність в розділенні електричної мережі на окремі підсистеми. І тоді розглядати задачу КРП в електричних мережах можна роздільно, тобто окремо в розподільчих мережах від живильних з їх певним врахуванням. При цьому електричну мережу доцільно розділити на наступні частини:

- живильні мережі 110-35 кВ;
- розподільні мережі 6-10кВ ЕК;
- мережі промислових підприємств 6-10кВ;

Таким чином, існуючі методи розрахунку компенсації реактивної потужності на основі системного підходу використовують елементи декомпозиції, але вони науково не обґрунтовані. Тому виникає необхідність в розв'язанні наступних задач:

- провести аналіз системного підходу до розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах і обґрунтувати необхідність декомпозиції електричних мереж при такому розрахунку;
- розробити основні положення декомпозиції електричних мереж при розрахунку компенсації реактивної потужності в них.

1.3 Аналіз методів по розв'язанню задач в розподільних міських мережах та споживачів

Компенсація реактивної потужності в розподільних мережах ЕК дає зниження втрат не тільки в цих мережах, а і в – живлячих [3]. Тобто існує вплив компенсації реактивної потужності в розподільних мережах на величину втрат в мережах ЕК. З іншої сторони компенсація реактивної потужності в мережах ЕК впливає на втрати, які створюють споживачі в цих мережах [45]. В існуючих методах ці задачі розв'язуються окремо.

Крім того фізично будь-яке рішення по компенсації реактивної потужності в мережах споживачів впливає на рішення цієї задачі в мережах енергосистеми і навпаки, а з іншої сторони енергетичні та промислові підприємства є незалежними економічними суб'єктами, які самостійно вирішують доцільність інвестування різних напрямків своєї діяльності, в тому числі придбання компенсувальних установок. Таким чином виникає необхідність в розробці методу розрахунку комплексного устанавлення компенсувальних установок в мережі ЕК і споживачів, який би враховував взаємний вплив рішень по компенсації реактивної потужності в живлячих мережах ЕК, розподільних мережах ЕК та мережах споживачів, їх економічну незалежність і в цілому сприяв впровадженню КУ. При цьому необхідно врахувати наступні особливості розподільчих мереж енергопостачальних компаній:

1. Енергопостачальні компанії не можуть устанавити КУ в усіх вузлах одночасно по причині дефіциту коштів.
2. Розподільчі мережі мікрорайонів міст живлять одночасно промислових і комунально-побутових споживачів.

В теперішній час на Україні для виробництва електроенергії широко використовуються місцеві електростанції. В роботах [21, 32, 46] показана

доцільність виробництва реактивної енергії на цих електростанціях, генератори яких можуть покривати значне реактивне навантаження споживачів РМ і знижувати втрати електроенергії в мережах 35, 110 кВ.

Зокрема у вказівках [25], за якими проводився розрахунок КРП з 1961 року по 1974 рік рекомендоване значення коефіцієнта потужності для споживачів, які живились безпосередньо від МЕ, рівнялось 0,85. Тим самим однозначно визначалась доцільність використання цих електростанцій для КРП. Також у вказівках [21], відповідно яких проводився розрахунок КРП з 1974 року по 1991 рік, вказані принципи врахування МЕ, а в інструкції [47] вхідну реактивну потужність для більшості споживачів, які мають синхронні машини, рекомендується знаходити як:

$$Q_B = Q_\phi - 0,7 \cdot Q_{cm}, \quad (1.1)$$

де Q_ϕ – фактичне реактивне навантаження споживача, Q_{cm} – реактивна потужність синхронних машин.

Формула (1.1) однозначно визначає доцільність використання МЕ для КРП. Таким чином використання реактивної потужності МЕ для більшості підприємств Радянського Союзу було доцільним.

З іншої сторони в існуючих методах по розрахунку КРП на основі системного підходу [30] не показано, яким чином проводити розрахунок вказаного використання МЕ. Тому сьогодні виникає необхідність в розробці відповідного методу.

Розглянемо розв'язання задачі в розподільних мережах споживачів.

Існуючі методи розрахунку компенсації реактивної потужності в мережах споживачів вирішують завдання у двох постановках: економічної і балансової. У першому випадку забезпечується мінімум наведених витрат на передачу і генерацію реактивної потужності при дотриманні технічних обмежень [21, 28],

у другому випадку - мінімум зазначених наведених витрат або втрат активної потужності при дотриманні умови балансу реактивної потужності та інших технічних обмежень [28, 47] .

У зазначених роботах вихідними даними на проектування установок компенсації реактивної потужності є схема заводської мережі, її параметри і вимоги енергосистеми. Описані методи дозволяють визначити такі місця встановлення конденсаторних установок, а також їх потужності, які забезпечують оптимальні рішення відповідно до одного із зазначених вище критеріїв.

Крім того , необхідно зазначити наступне. Більшість відомих методів розрахунку компенсації реактивної потужності в заводських мережах базуються на одночасному вирішенні завдання для енергосистеми і підприємства [22 , 32]. Таким чином , враховуються інтереси енергосистеми та підприємства. Розроблені методи такого обліку мають сенс , коли у енергосистеми і підприємства один власник, наприклад, держава. В умовах ринку між енергосистемою і підприємством встановлені відносини виробника і споживача такого специфічного товару, як реактивна енергія. Яка кількість цього товару споживати (купувати) вирішує підприємство , а енергосистема вирішує , за якою ціною (тарифом) та на яких умовах продавати цю енергію. Тарифи на реактивну енергію та умови її споживання визначаються директивними документами. Таким чином, доцільність встановлення КУ в мережах більшості підприємств визначається в умовах ринку економічними інтересами самих підприємств, а інтереси енергосистеми при цьому враховуються величиною тарифів на реактивну енергію. Іншими словами , в ринкових умовах багато підприємств впроваджують КУ у відповідності зі своїм фінансовим становищем і заданими тарифами на реактивну енергію , що також необхідно враховувати при розробці відповідних методів встановлення КУ .

Як зазначалося, критерієм оптимальності більшості існуючих методів проектування компенсації реактивної потужності в заводських мережах є

мінімум приведених затрат. Наведені затрати характеризують відносну економічну ефективність капітальних вкладень, тобто вони дозволяють вибрати найкращий варіант інвестування за умови, що необхідність інвестування вже доведена [16]. Однак у сьгоднішніх ринкових умовах підприємству якраз в першу чергу необхідно проводити розрахунок доцільності інвестування КУ. Такий розрахунок необхідно проводити відповідно з показниками, які визначають загальний економічний стан підприємства (економічна ефективність використання капітальних вкладень, прибуток, рентабельність) [26, 31]. Відповідно виникає необхідність детального аналізу зазначених економічних показників установа і використання КУ в промислових електричних мережах. При цьому не враховуються обмежені фінансові можливості підприємств для установа проектних рішень і ринкові відносини з енергосистемою.

Крім того, розроблені методи у [3, 21, 29] на основі системного підходу намагаються одночасно враховувати інтереси енергосистеми і підприємства. Таке урахування має сенс, коли у енергосистеми і підприємства один власник, наприклад, держава. В умовах ринку між енергосистемою і підприємством встановлені відносини виробника і споживача такого специфічного товару, як реактивна енергія. Яку кількість цього товару споживати (купувати) вирішує підприємство, а енергосистема вирішує, за якою ціною (тарифом) і на яких умовах продавати цю енергію. Тарифи на реактивну енергію і умови її споживання визначаються директивними документами. Таким чином, доцільність установа КУ в мережах більшості підприємств визначається в умовах ринку економічними інтересами самих підприємств, а інтереси енергосистеми при цьому враховуються величиною тарифів на реактивну енергію. Іншими словами, в ринкових умовах багато підприємств впроваджують КУ відповідно до свого фінансового становища і заданих тарифів на реактивну енергію, що також необхідно враховувати при розробці відповідних методів установа КУ.

При цьому необхідно відмітити таке: фізично будь-яке рішення по КРП в мережах споживачів впливає на рішення цієї задачі в мережах енергосистеми і навпаки. Відповідно основою існуючих методів розрахунку КРП є системний підхід, як вже відмічалось раніше, на основі якого ці розрахунки потрібно проводити одночасно як для мереж енергосистеми так і споживачів. З іншої сторони енергетичні та промислові підприємства є незалежними економічними суб'єктами, які самостійно вирішують доцільність інвестування різних напрямків своєї діяльності, в тому числі придбання КУ.

Тобто в існуючих роботах по розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах споживачів розроблені основні положення. Але при цьому не враховано наступні особливості:

1. Споживачі не можуть установити КУ в усіх вузлах одночасно по причині дефіциту коштів.
2. Розподільчі мережі мікрорайонів міст живлять одночасно промислових і комунально-побутових споживачів.

Таким чином, виникає необхідність в розробці методу розрахунку установлення КУ в мережі ЕК і споживачів, який би враховував взаємний вплив рішень по КРП в ЕК та споживачів, їх економічну незалежність і в цілому сприяв впровадженню КУ.

Висновки

Приведений аналіз дозволяє сформулювати задачі, які показані на рис. 1.2.

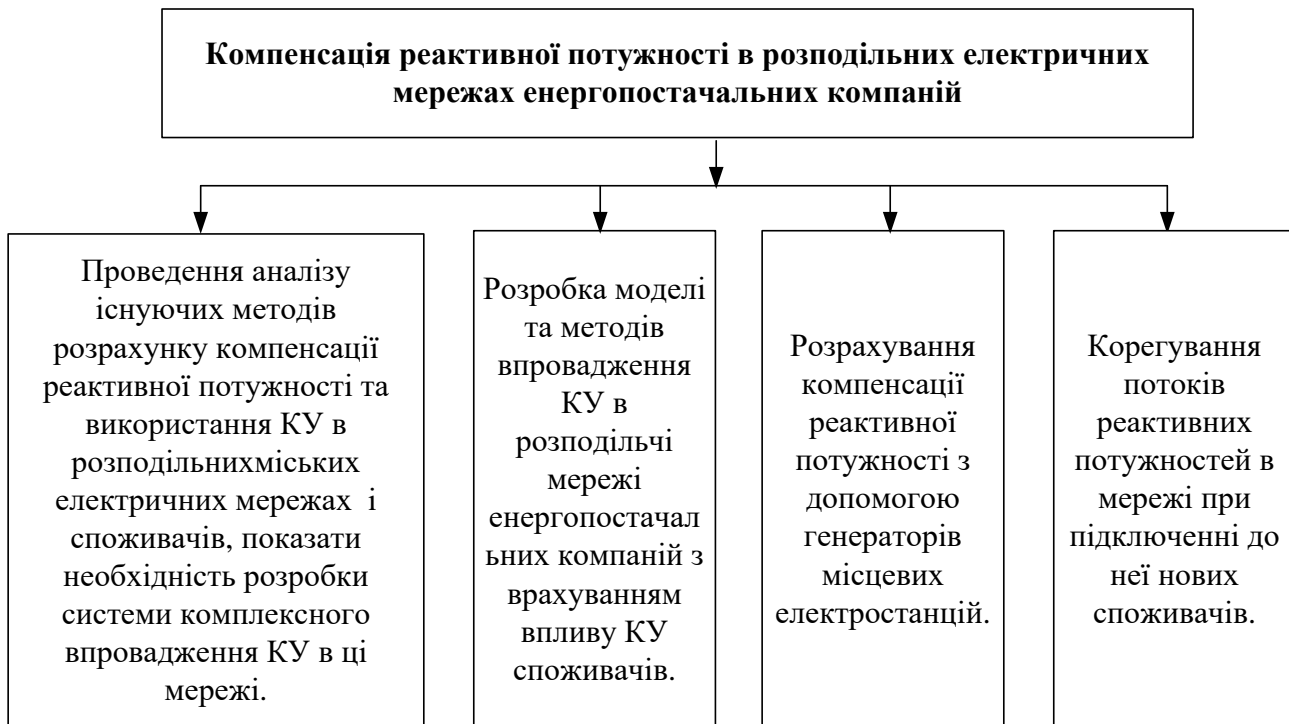


Рис. 1.2 – Задачі оптимізації процесу установлення конденсаторних установок

2 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ УСТАНОВЛЕННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В РОЗПОДІЛЬЧІ МЕРЕЖІ ЕН МІКРОРАЙОНІВ МІСТ

Максимального зниження втрат електроенергії можна досягнути при максимальному зниженні цих втрат на кожному кроці їх установлення, що дає можливість покроково впроваджувати КУ.

Основною оцінкою установлення КУ є величина зниження втрат в електричних мережах від їх установлення. Зниження втрат в розподільних мережах ЕК потребує розробки методу, який дозволив би визначити такі послідовності місць установлення та потужності КУ, які забезпечують мінімум втрат активної потужності як на кожному етапові, так і за весь період установлення .

Розв'язувати задачу таким чином складно, оскільки:

1) електрична мережа є ієрархічною системою, в якій її частини можуть приймати рішення окремо від інших частин;

2) розв'язання задачі в цілому потребує значних затрат на збір інформації.

Отже, з однієї сторони, виникають техніко-економічні складності розрахунку КРП для всієї мережі, а з іншої – існує незалежність частин електричної мережі при розрахунку.

2.1 Формування функцій зниження втрат активної потужності від установлення КУ

Розв'язання задачі потребує формування функції зниження втрат. Аналіз вказаної функції проведемо для розрахункової схеми, рис. 2.1.

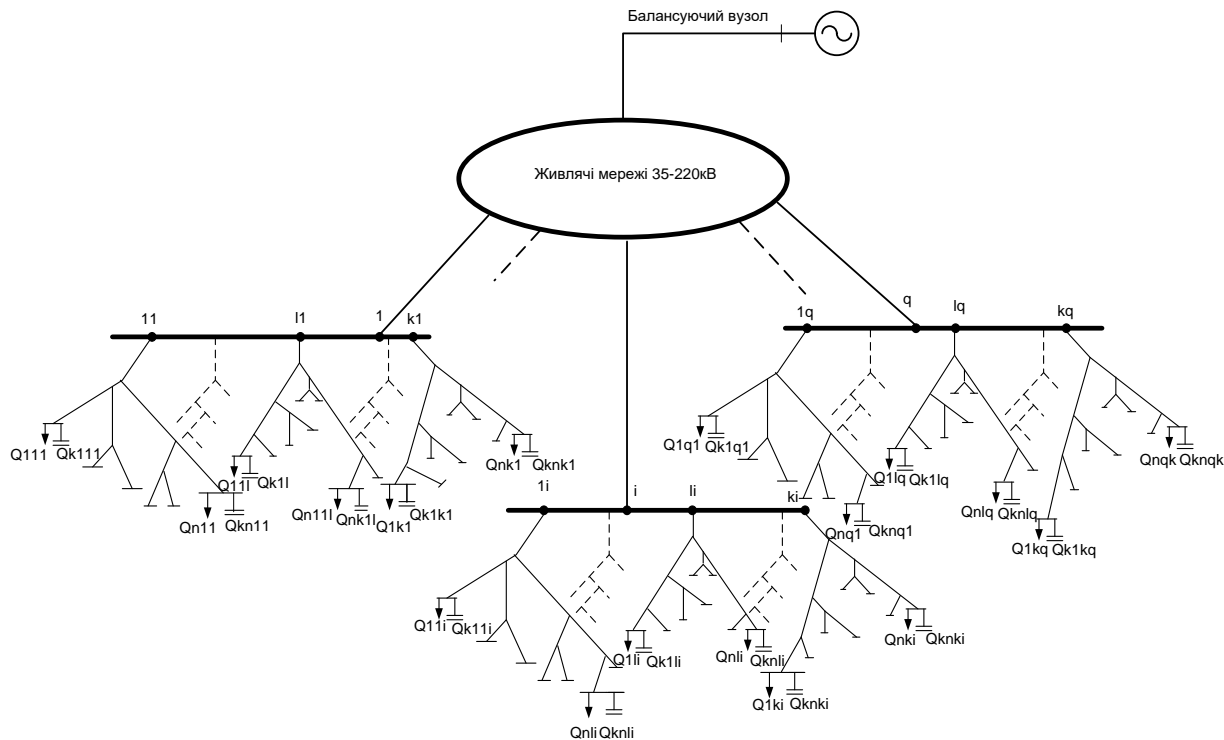


Рис. 2.1 - Розрахункова схема

Ця схема представлена як: живильні та розподільчі мережі. Видно, що розподільчі мережі складаються з q розподільчих підсистем, $i = 1, \dots, q$, а i -та розподільча підсистема складається з k_i розподільчих дерев, $l_i = 1, \dots, k_i$. Мережа дерева $l_i \in$ розімкнутаю і має n_{li} навантажувальних вузлів, $s_{li} = 1, \dots, n_{li}$.

Сумарні втрати потужності можна представити як

$$\Delta P = \Delta P_{\text{ж}} + \Delta P_{\text{р}}, \quad (2.1)$$

де $\Delta P_{\text{ж}}, \Delta P_{\text{р}}$ - відповідно величини втрат в живильчій та розподільчих мережах.

Втрати в живильній мережі

$$\Delta P_{\text{ж}} = \frac{1}{U_{\text{н}}^2} Q_{\text{ж}}^t R_{\text{ж}} Q_{\text{ж}}, \quad (2.2)$$

$$\text{де } Q_{\text{ж}} = \begin{pmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_i \\ \vdots \\ Q_q \end{pmatrix} - \text{матриця реактивних навантажень живильної мережі};$$

$R_{\text{ж}}$ - матриця вузлових активних опорів живильної мережі.

Реактивне навантаження i – ого живильної мережі

$$Q_{\text{жі}} = \bar{1} Q_{\text{лі}},$$

$$\text{де } Q_{\text{лі}} = \begin{pmatrix} Q_{1\text{лі}} \\ Q_{2\text{лі}} \\ \cdot \\ \cdot \\ Q_{n\text{лі}} \end{pmatrix} - \text{матриця реактивних навантажень 1 дерева } i\text{-ої розподільчої}$$

підсистеми.

Втрати в мережах 1 дерева i -ої розподільчої підсистеми:

$$\Delta P_{\text{лі}} = \frac{1}{U_{\text{н}}^2} Q_{\text{лі}}^t R Q_{\text{лі}}, \quad (2.3)$$

де $R_{\text{лі}}$ – матриця вузлових активних опорів 1 дерева i -ої розподільчої підсистеми;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі.

Втрати потужності в мережах i -ої розподільчої підсистеми:

$$\Delta P_{pi} = \sum_{l_i=1}^{l_i=k_i} \Delta P_{pli} \quad (2.4)$$

Сумарні втрати в розподільчих мережах:

$$\Delta P_p = \sum_{i=1}^q \Delta P_{pi} = \sum_{i=1}^q \sum_{l_i=1}^{k_i} \Delta P_{pli} \quad (2.5)$$

або

$$\Delta P_p = \sum_{i=1}^q \sum_{l=1}^{l=k_i} Q_{li}^t R Q_{li} \quad (2.6)$$

Відповідно сумарні втрати потужності в розрахунковій схемі:

$$\Delta P = \frac{1}{U_H^2} (Q_{ж}^t R_{ж} Q_{ж} + \sum_{i=1}^q \sum_{l_i=1}^{l_i=k_i} Q_{li}^t R Q_{li}) \quad (2.7)$$

З формули (2.7) видно, що установлення КУ в розподільних мережах зумовлює зміну втрат активної потужності, як в живильних так і розподільних мережах. Знайдемо величину зниження втрат при установленні КУ в s -ому вузлі КУ l_i дерева в живильних та розподільних мережах.

Зниження втрат в живильній мережі при установленні КУ в s -ому вузлі l_i дерева потужністю Q_{ksli} і розподільчої мережі [5] :

$$\delta P_{ж} = \frac{1}{U_H^2} \cdot \left(Q_{ksli} \cdot \left(2 \sum_{i=1}^q Q_i \cdot R_{ij}^{ж} + \sum_{i=1}^n Q_i \cdot R_{ij} \right) + R_{ii} \cdot \left(2 \cdot Q_i Q_{ksli} - Q_{ksli}^2 \right) \right) \quad (2.8)$$

де $Q_i = \sum_{li=li}^{ni} Q_{li}$, Q_i - реактивне навантаження i – ої розподільчої підсистеми

$R_{ij}^{\text{ж}}$ - спільний опір i -го та j -го вузлів живильній мережі;

R_{ii} - вхідний опір i -го вузла.

Топологічна модель представлена на рис.2.2.

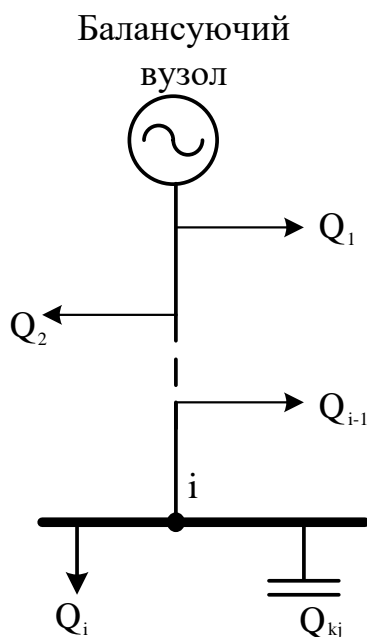


Рис. 2.2 - Топологічна модель живлячих мереж.

Q_1, Q_2, \dots, Q_i - реактивні навантаження розподільчих підсистем;

$Q_i = \sum_{li=li}^{ni} Q_{li}$, Q_i - реактивне навантаження i – ої розподільчої підсистеми

Зниження втрат в розподільній мережі li – дерева при установленні КУ в s_{li} –му вузлі li – дерева i – ої розраховується аналогічно попередньому зниженню:

$$\delta P_p = \frac{1}{U_H^2} \cdot \left(Q_{ks_{li}} \cdot 2 \cdot \sum_{\substack{p_{li}=1 \\ p_{li} \neq s_{li}}}^{p_{li}=n_{li}} Q_{p_{li}} \cdot R_{p_{li}} + R_{s_{li}s_{li}} \cdot (2 \cdot Q_{s_{li}} \cdot Q_{ks_{li}} - Q_{ks_{li}}^2) \right). \quad (2.9)$$

Модель цієї формули показана на рис. 2.3.

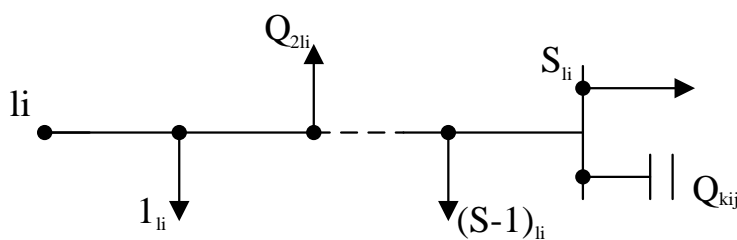


Рис. 2.3 - Топологічна модель формули 2.9

Сумарне зниження втрат визначається як δP_Σ :

$$\delta P_\Sigma = \frac{2Q_{ks_{li}}}{U_H^2} \cdot \left(\sum_{s_{li}=1}^{s_{li}=n_{li}} Q_{s_{li}} \cdot R_{p_{li}} + R_{s_{li}s_{li}} \cdot \left(Q_{s_{li}} - \frac{Q_{ks_{li}}}{2} \right) + \sum_{f=1}^{f=p} Q_p \cdot R_{pf}^{\text{ж}} + R_{pp}^{\text{ж}} \cdot \left(Q_p - \frac{Q_{ks_{li}}}{2} \right) \right). \quad (2.10)$$

З формули (2.10) видно, що установлення КУ потужністю $Q_{ks_{li}}$ в різних вузлах дає різну величину δP_Σ . Це дає можливість вибрати таке місце установлення КУ, яке забезпечує найбільше зниження втрат [5].

2.2 Покроковий розрахунок компенсації реактивної потужності

Розглянемо установлення КУ в наступних частинах цієї схеми:

1. Мереж одного дерева, рис. 2.4;
2. Мереж кількох дерев, рис. 2.5;
3. Мереж кількох дерев, рис. 2.6;
4. Для всієї схеми, рис. 2.1.

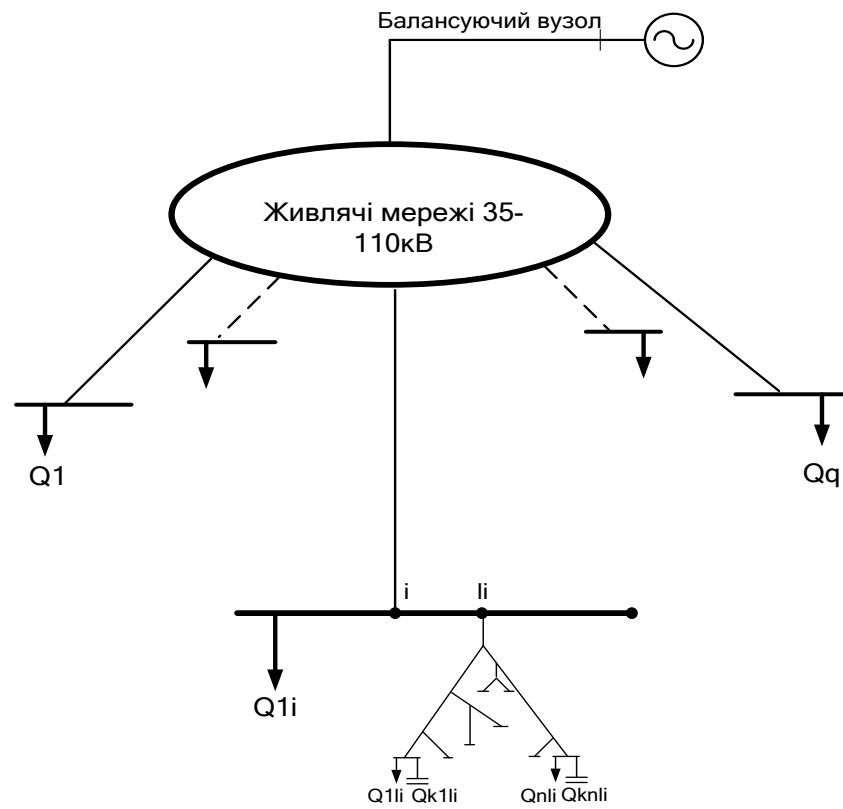


Рис. 2.4 - Розрахункова схема при розв'язанні задачі для двох дерев,

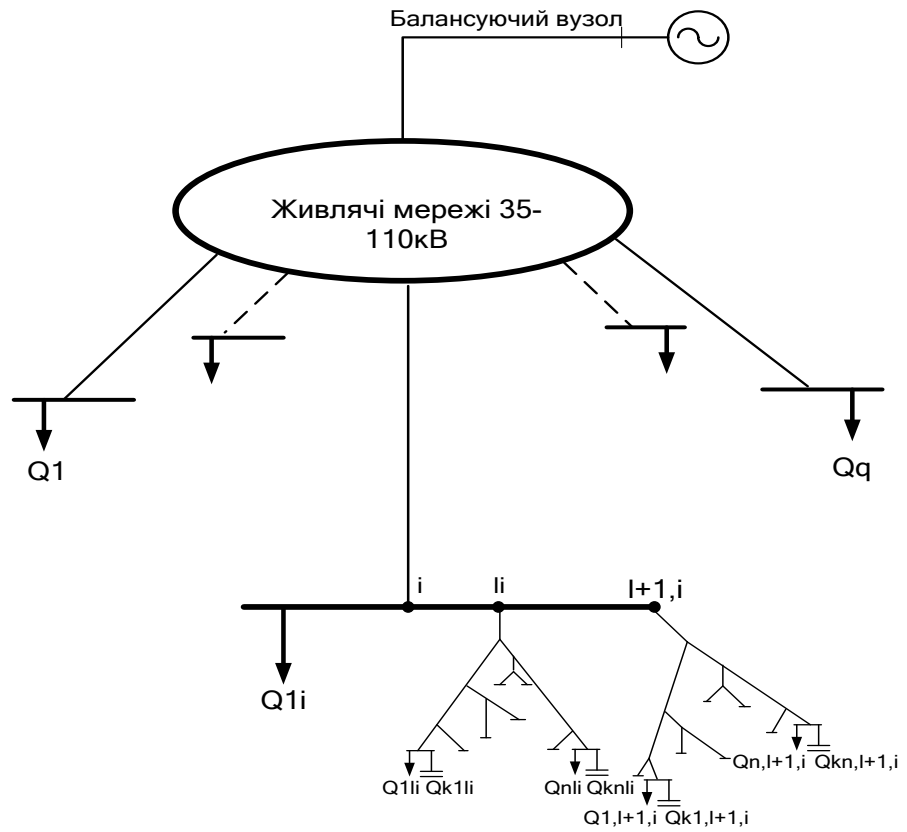


Рис. 2.5 - Розрахункова схема при розв'язанні задачі для двох дерев,

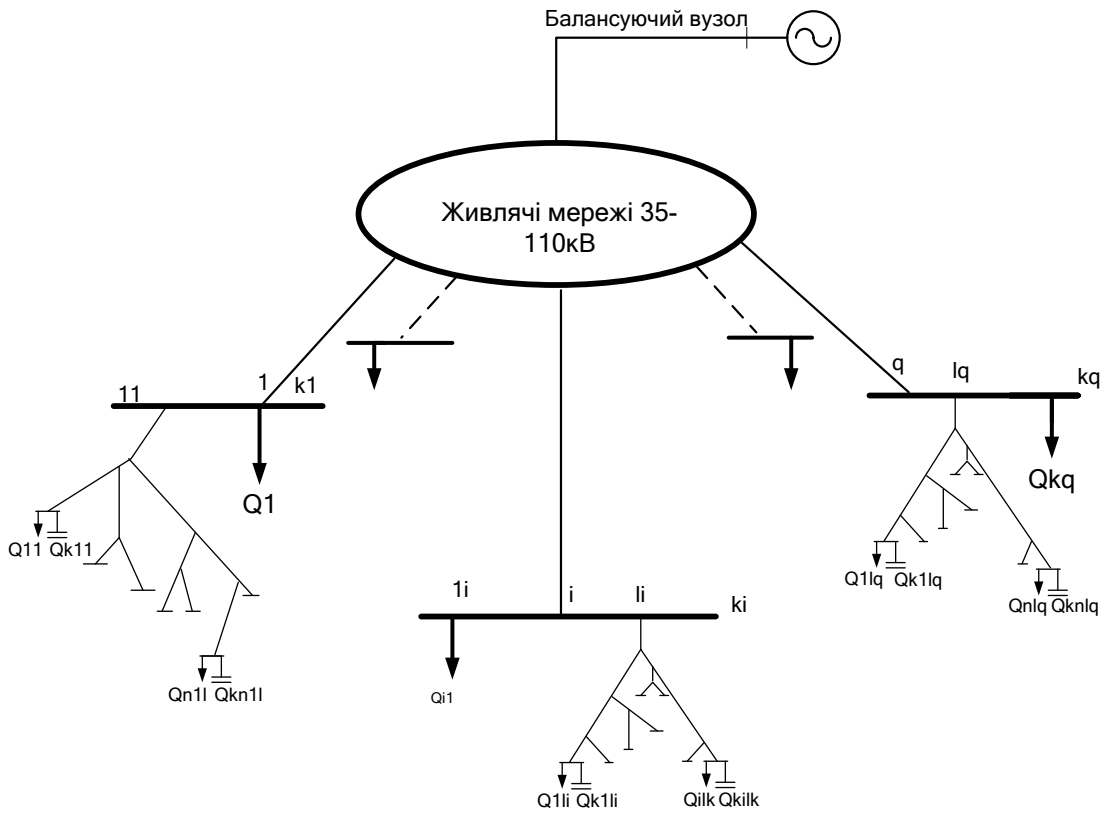


Рис. 2.6 - Розрахункова схема при розв'язанні задачі для дерев різних підстанцій.

Проведемо розрахунок компенсації реактивної потужності в мережах l_i - го фідера (дерева), рис.2.3.

Оптимальним процесом установлення КУ будемо вважати таку послідовність їх установлення, яка досягається максимальним зниженням втрат електроенергії за період установлення.

З формули (2.10) видно, що установлення КУ потужністю $Q_{kps_{li}}$ в різних вузлах дерева l_i дає різну величину δP_{Σ} . Це дає можливість вибрати таке місце установлення КУ, яке забезпечує найбільше зниження втрат. Таким чином максимальне зниження втрат визначається покроковим перебором всіх можливих місць установлення КУ

$$\delta P_{ps_{li}}^{\max} = \max_{s_{li}=1}^{n_{li}} (\delta P_{ps_{li}}), \quad (2.11)$$

Один крок розв'язання задачі полягає в розрахунку зниження втрат при установленні КУ в s_{li} -му вузлі l_i - дерева.

При переборі здійснюється перевірка обмежень.

1. Неможливість зворотніх перетоків реактивної потужності:

$$\sum_{p=1}^m Q_{kps_{li}} < Q_{s_{li}}, \quad (2.12)$$

2. Величина Q_{kij} на q -ому етапові розрахунку узгоджується з фінансовими можливостями мережі:

$$\sum_{j=1}^q \sum_{s_{li}=1}^{n_{li}} Q_{ks_{li}} c_k \leq B_3, \quad (2.13)$$

де c_k - питома вартість КУ,

B_3 - задана величина коштів, яка визначає задану величину потужності КУ $Q_{кз}$.

3. Допустимість рівнів напруги:

$$U_{s_{li}} < U_{\text{доп}}, \quad (2.14)$$

де $U_{\text{доп}}$ - допустимий рівень напруги.

Якщо вважати, що оптимальне устанавлення КУ на j -ому етапі розрахунку не впливає на оптимізацію $j+1$ - ому етапі, то сумарне максимальне зниження втрат $\delta P_{\Sigma}^{\text{max}}$ визначиться як

$$\delta P_{\Sigma}^{\text{max}} = \sum_{j=1}^m \delta P_j^{\text{max}}. \quad (2.15)$$

Сума величин δP_j^{max} на q -ому кроці відповідно (2.15) дозволяє знайти максимальне зниження втрат за всі попередні етапи:

$$\delta P_{\Sigma}^{\text{max}}(Q_{kq}) = \sum_{j=1}^{j=q} \delta P_j^{\text{max}}, \quad (2.16)$$

$$\text{де } \sum_{j=1}^q Q_{ks_{li}j} = Q_{kq}.$$

Результати розрахунків по формулах (2.9-2.16) дозволяють побудувати $\delta P_{\Sigma}^{\max} = f(Q_{kq})$. Наявність залежності $f(Q_{kq})$ дозволяє знайти максимально можливе зниження втрат від заданої величини коштів (сумарної потужності КУ) $Q_{kз}$ $\delta P_{\Sigma}^{\max} = f(Q_{kq})$ [5].

На рис. 2.7 представлено алгоритм розрахунку траєкторії оптимального процесу поетапного устанавлення КУ в розподільній мережі енергопостачальних компаній при умові дефіциту коштів.

Очевидно для двох фідерів і більше різних підсистем задачу можна вирішувати також таким же чином як і для одного фідера. Такий підхід дає можливість вирішувати задачу в цілому для всієї розрахункової мережі, враховуючи тільки частину мережі (декомпозиція мережі).

1. Визначаємо вузли, в яких можна устанавити КУ

2. Розрахуємо δP_{ij}^P

3. Розрахуємо $\delta P_{iж}$

4. Розрахуємо δP_{ij}^{Σ}

5. Вибираємо вузол з максимальним значенням δP_{ij}^{\max}

6. Перевіряємо обмеження $\sum_{i=1}^m Q_{kij} < Q_{cj}$,

7. $Q_{kij} = Q_{cj}$

8. Перевіряємо обмеження $\sum_{i=1} \sum_{j=1}^n Q_{kij} c_k \leq B_3$

9. $Q_{kij} = Q_{кз}$

10. Будуємо залежність $\delta P_{\Sigma q}^{\max} (Q_{kq})$

11. Кінець розрахунку

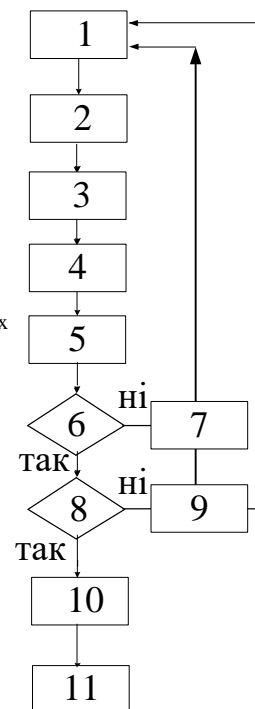


Рис. 2.7 - Алгоритм розрахунку траєкторії оптимального процесу поетапного устанавлення КУ.

2.3 Розрахунок компенсації реактивної потужності для ділянок електричної мережі мікрорайону м.Вінниці

Розв'язання задачі для ділянки 1

На рис.2.8 показана розрахункова схема ділянки міської розподільної мережі та її основні параметри. Розрахункові реактивні навантаження задані в кВАрах. В табл. 2.1 приведені величини активних опорів елементів заданої схеми, приведених до номінальної напруги мережі $U_n=10$ кВ. Коефіцієнти потужності всіх навантажень рівні 0,9.

Необхідно знайти послідовність установлення КУ, яка забезпечує максимальне зниження втрат, якщо фінансові можливості РМ дозволяють установити КУ потужністю 230 кВАр.

Таблиця 2.1 - Приведені величини активних опорів елементів заданої схеми

Назва елемента на схемі	ТМ-250	ТМ-400	ТМ-630	Ділянки кабельних ліній			
				9-10	9-8	8-7	7-6
Активний опір елемента, Ом	6	3,7	1,9	0,032	0,73	0,05	0,13

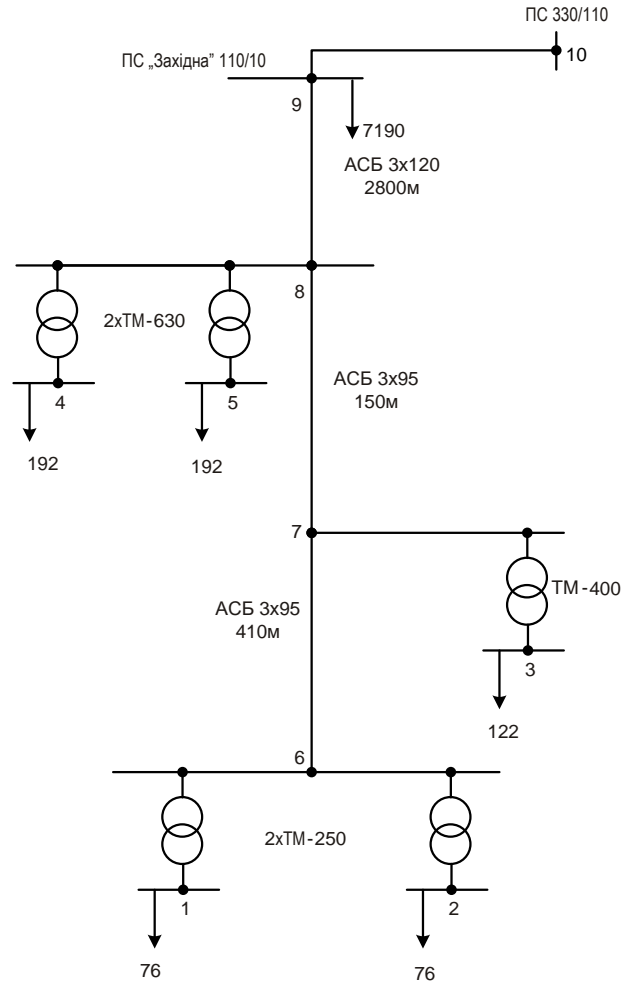


Рис.2.8 - Розрахункова схема ділянки РМ.

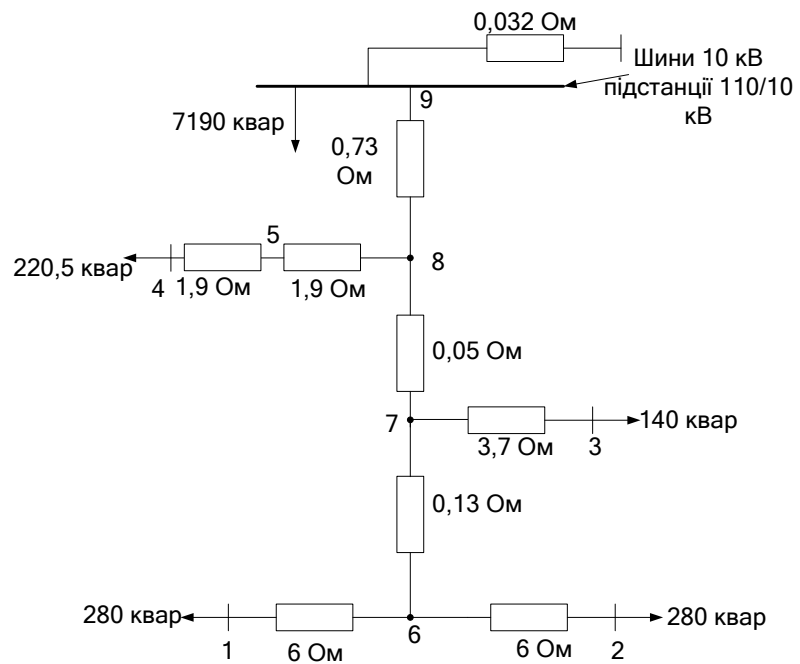


Рис.2.9 – Схема заміщення ділянки РМ, розрахункова схема буде мати вигляд, рис.2.10.

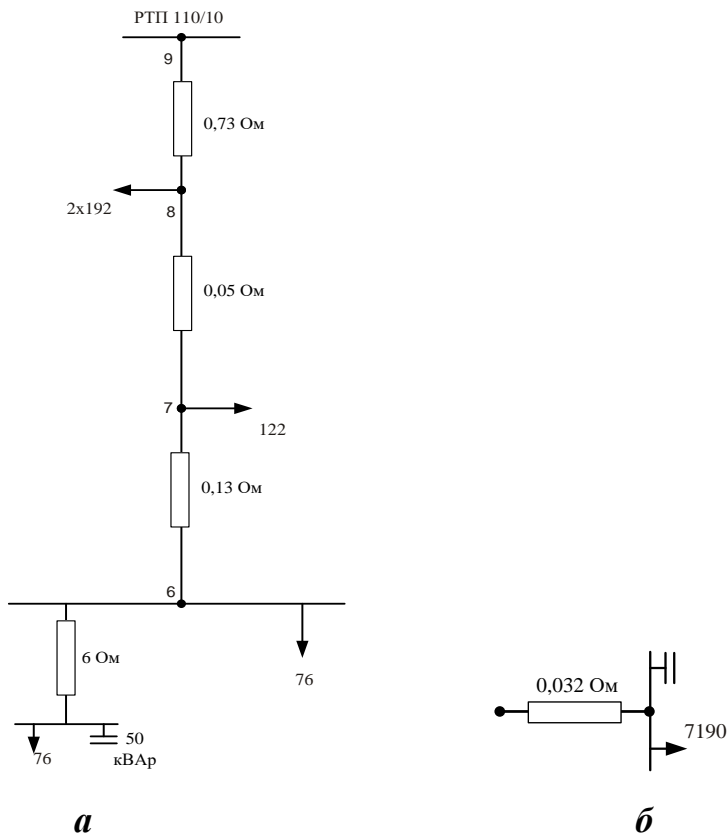


Рис. 2.10 - Розрахункова схема відповідно розробленого методу декомпозиції: а) – розподільні мережі; б) – живильні мережі.

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\delta(\Delta P)_{11} = \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KV1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KV1} - Q_{KV1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 122 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 797,05 \text{ (Вт)}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{12} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 122 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 797,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{13} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 122 \cdot 50 - 50^2) = 853,2 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{14} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 122 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 192 \cdot 50 - 50^2) = 812,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{14} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ &+ Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 122 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 192 \cdot 50 - 50^2) = 812,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Потужність КУ на кожному кроці установлення приймемо $Q_{kij}=50$ кВАр.

Втрати реактивної потужності в 3-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_3 = 122 - 50 = 72 \text{ (квар)}$$

На другому етапі аналогічно перераховуємо зниження втрат активної потужності вже з встановленою КУ в 3-му вузлі. Результати розрахунків інших етапів показані в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків

Етапи	Вузли					№ вузла, в якому встановлюємо КУ
	1	2	3	4	5	
1	797,05	797,05	853,2	812,85	812,85	3
2	758,05	758,05	629,2	773,85	773,85	4
3	721,55	721,55	592,7	642,35	737,35	5
4	685,05	685,05	556,2	605,85	605,85	1
5	339,55	639,55	510,7	560,35	560,35	2
6	294,05	294,05	465,2	514,85	514,85	4
7	257,55	257,55	428,7	383,35	478,35	5
8	221,05	221,05	392,2	346,85	346,85	3
9	182,05	182,05	168,2	307,85	307,85	4
10	145,55	145,55	131,7	176,35	271,35	5

В результаті отримано, що КУ доцільно встановлювати послідовно в таких вузлах: 3– 4– 5 – 1 – 2 – 4 – 5 – 3 – 4 –5.

Зниження втрат активної потужності в живильній мережі визначиться як:

$$\delta(\Delta P)_1 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 50 - 50^2) \cdot 0,032 = 229,28 \text{ (Вт)}.$$

Аналогічно знаходимо величини $\delta(\Delta P)$ для потужностей 100, 150, 200, 250,300,350, 400, 450, 500 кВАр, таблиця 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунків зниження втрат активної потужності в живильних мережах

Етапи	$\delta(\Delta P)$
1	229,28
2	456,96
3	683,04
4	907,52
5	1130,4
6	1351,68
7	1571,36
8	1789,44
9	2005,92
10	2220,8

За результатами розрахунків на рис.2.11 побудовані графіки функції зниження втрат.

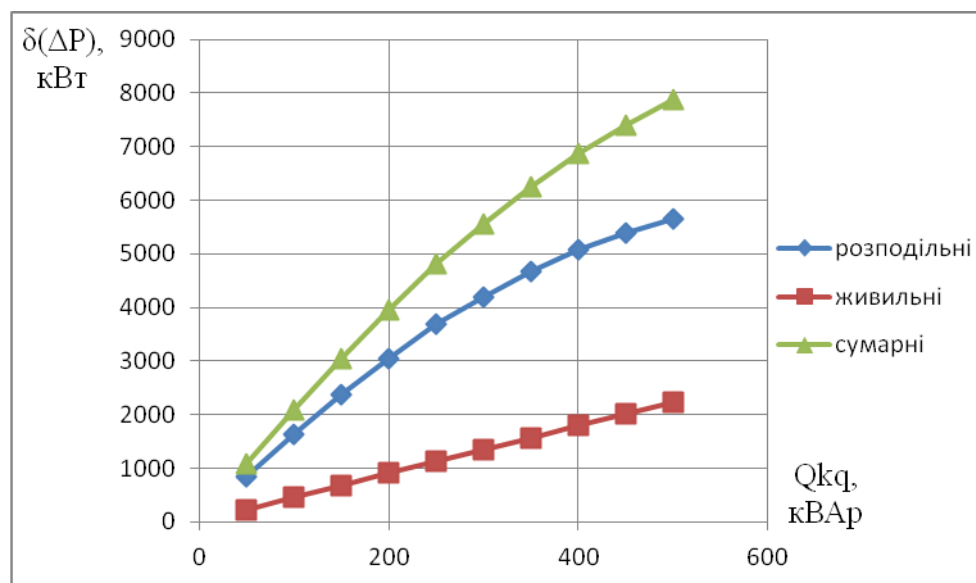


Рис. 2.11 - Графіки функції зниження втрат відповідно в розподільних, живлячих мережах та їх сумарного зниження від сумарної потужності КУ

Розв'язання задачі для ділянки 2

На рис.2.12 показана розрахункова схема ділянки РМ та її основні параметри. Знайдемо послідовність устанавлення КУ, яке забезпечує максимальне зниження втрат.

Таблиця 2.4 - Приведені величини активних опорів елементів заданої схеми

Назва елемента на схемі	ТМ- 250	ТМ- 400	ТМ- 600	ТМ- 630	Ділянки кабельних ліній				
					13-14	12-13	11-12	10-11	9-10
Активний опір елемента, Ом	9,84	3,437	1,937	1,718	0,032	0,199	0,069	0,066	0,066

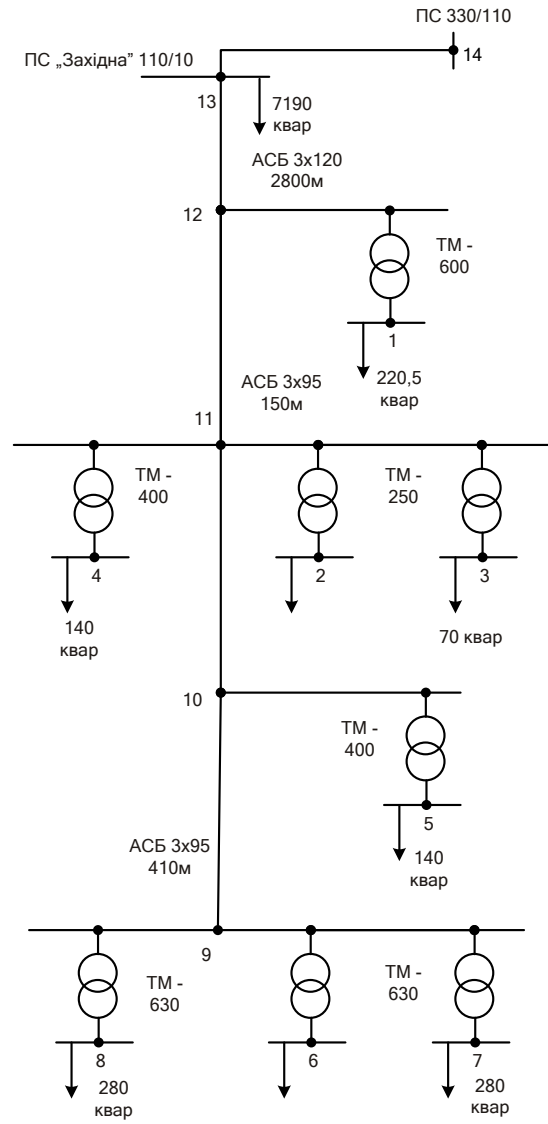


Рис.2.12 - Розрахункова схема ділянки РМ.

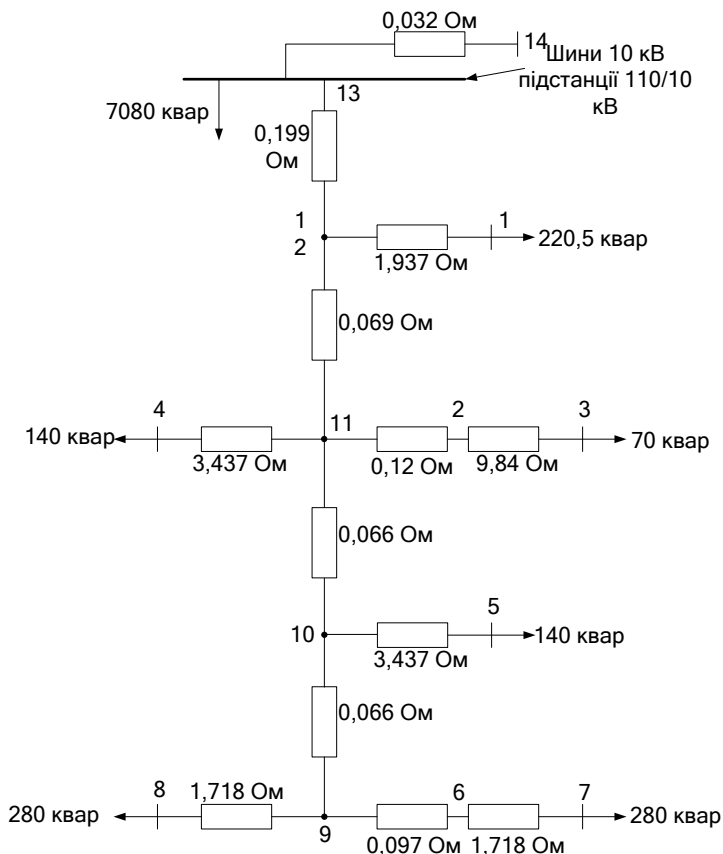


Рис.2.13 – Схема заміщення ділянки РМ.

При установленні КУ в 1 – му вузлі відповідно розробленого методу декомпозиції, розрахункова схема буде мати вигляд, рис.2.14 [5].

Розрахунки для інших вузлів проводимо аналогічно. Результати розрахунків приведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати розрахунків зниження втрат активної потужності в розподільних мережах

Етапи	Вузли						№ вузла, в якому встановлюємо КУ
	1	2	3	4	5	6	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	780,19	839,58	795,034	793,385	832,144	834,57	2
2	760,79	328,18	775,635	773,985	812,745	815,17	5
3	735,94	303,33	750,784	749,135	701,995	790,32	6

4	715,94	283,33	730,784	729,135	681,995	684,42	3
Продовження таблиці 2.5 – Результати розрахунків зниження втрат активної потужності в розподільних мережах							
1	2	3	4	5	6	7	8
5	702,54	269,93	545,534	715,735	668,595	671,019	4
6	685,84	253,23	528,834	527,184	651,894	654,319	1
7	579,04	243,28	518,885	517,235	641,944	644,37	6
8	559,04	223,28	498,885	497,234	621,944	538,469	5
9	534,19	198,43	474,034	472,385	511,195	513,62	1
10	427,39	188,48	464,084	462,434	501,244	503,669	6
11	407,39	168,48	444,084	442,434	481,244	397,769	5
12	382,54	143,63	419,234	417,584	370,494	372,919	3
13	369,14	130,23	233,985	404,184	357,094	359,519	4
14	352,44	113,53	217,285	215,635	340,394	342,82	1
15	245,64	103,58	207,335	205,685	330,445	332,869	6
16	225,64	83,58	187,335	185,685	310,445	226,97	5
17	200,79	58,73	162,484	160,835	199,695	202,12	6
18	180,79	38,73	142,484	140,835	179,695	96,22	1
19	73,988	28,779	132,535	130,885	169,745	86,269	6

Було знайдено максимальні зниження втрат і відповідні місця установлення КУ. В результаті отримано, що КУ доцільно установлювати послідовно в таких вузлах: 2-5-6-3-4-1-6-5-1-6-5-3-4-1-6-5-6-1-6.

На першому кроці в мержі зниження втрат активної потужності в живильній цій мережі визначиться як:

$$\delta(\Delta P)_1 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7080 \cdot Q_{KV1} - Q_{KV1}^2) \cdot R_{13-14} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7080 \cdot 50 - 50^2) \cdot 0,032 = 225,76 \text{ (Вт)}.$$

Знаходимо величини $\delta(\Delta P)$ для потужностей 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 550, 600, 650, 700, 750, 800, 850, 900, 950 кВАр, таблиця 2.6.

Таблиця 2.6 – Зниження втрат активної потужності в живильних мережах

Етапи	$\delta(\Delta P)$
1	2
1	225,76
2	449,92
3	672,48
4	893,44
5	1113
6	1330,56
7	1546,72
8	1761,28
9	1974,24
10	2185,6
11	2395,36
12	2603,52
13	2810,08
14	3015,04
15	3218,4
16	3420,16
17	3620,32
18	3818,88
19	4015,84

На рис.2.15 приведено залежність відповідні графіки.

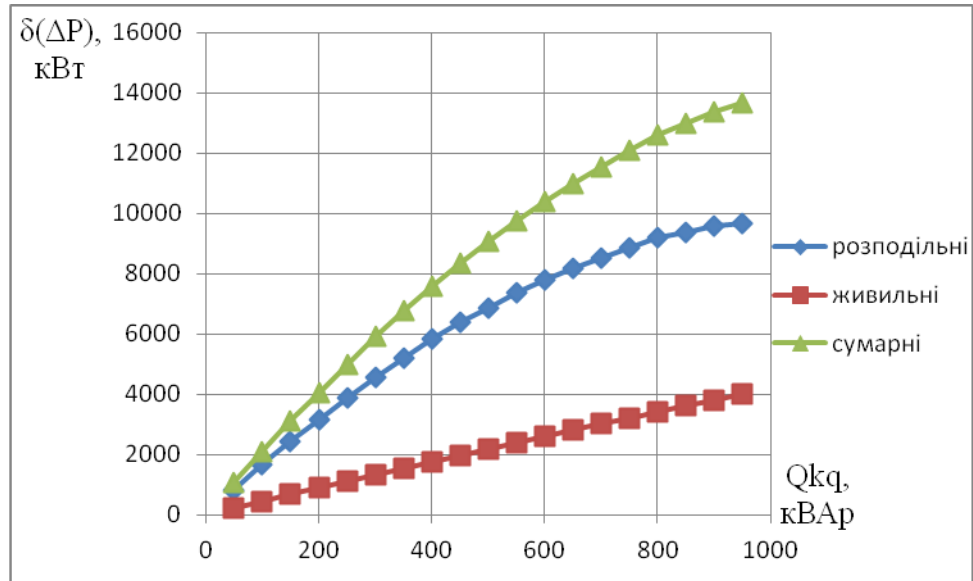


Рис. 2.15 - Графіки функції зниження втрат відповідно в розподільних, живильних мережах та їх сумарного зниження від сумарної потужності КУ

Висновки

1. При розв'язанні задачі компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах доцільно проводити їх декомпозицію.
2. Розроблений метод розрахунку установлення КУ в розподільчі міські мережі дозволяє проводити розрахунок КРМ в окремих частинах розподільних мереж.
3. Розроблено метод коригування вхідних реактивних потужностей.

3 ОПТИМІЗАЦІЯ УСТАНОВЛЕННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК в розподільні міські електричні мережі ПО МІНІМУМУ ПРИВЕДЕНИХ ЗАТРАТ

3.1 Метод оптимізації установлення КУ по мінімуму приведених затрат

Показник приведених затрат дає можливість розраховувати КРП при заданій величині економічної ефективності. Розглянемо розв'язання задачі по мінімуму цього показника рис. 3.1. для мережі, приведеної на рис. 3.1.

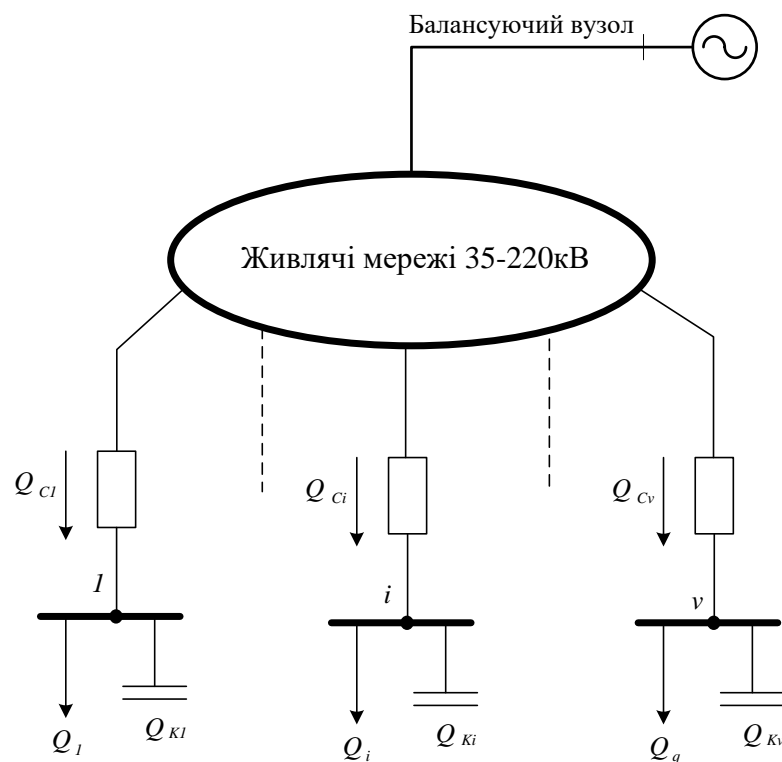


Рис. 3.1 - Розрахункова схема.

В цьому випадкові математична модель розв'язання задачі запишеться таким чином:

$$Z = \frac{c_0}{U_H^2} \left(\mathbf{Q}_c^t \cdot \mathbf{R}' \cdot \mathbf{Q}_c + \sum_1^N Q_{ci}^2 R_{ei} \right) + Z_{BK} \sum_1^N (Q_i - Q_{ci}) \rightarrow \min \quad (3.1)$$

за умови

$$Q_{ci} \leq Q_i, \quad (3.2)$$

де $\mathbf{R}_{ж}$ - матриця вузлових активних опорів живлячої мережі;

\mathbf{Q}_c - матриця вхідної реактивної потужності;

Q_i - розрахункові реактивні навантаження живлячих вузлів;

c_0 - вартість втрат активної потужності [21];

$Z_{КУ}$ - питомі затрати на установку і експлуатацію КУ.

Питомі затрати $Z_{КУ}$ відповідно [21] визначаються як:

$$Z_{КУ} = (p_H + p_{\Sigma}) \cdot c_K + c_0 p_{КУ},$$

де c_K – питома вартість КУ;

p_H – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

p_{Σ} - коефіцієнт сумарних відрахувань на амортизацію та обслуговування КУ;

$p_{КУ}$ – питомі втрати активної потужності в КУ.

Диференціюємо ючи функцію (3.1) по незалежним змінним Q_{ci} :

$$\begin{aligned} R_{ж11} Q_{c1} + R_{ж12} Q_{жс2} + \dots + R_{ж1N} Q_{CN} + R_{e1} Q_{c1} &= C; \\ R_{ж21} Q_{c1} + R_{ж22} Q_{c2} + \dots + R_{ж2N} Q_{CN} + R_{e2} Q_{c2} &= C; \\ \dots & \\ \dots & \\ R_{жN1} Q_{c1} + R_{жN2} Q_{c2} + \dots + R_{жNN} Q_{CN} + R_{eN} Q_{cN} &= C, \end{aligned} \quad (3.3)$$

$$\text{де } C = \frac{3_{\text{КУ}} \cdot U_{\text{Н}}^2}{2c_0}.$$

В матричній формі:

$$\mathbf{RQ}_c = \mathbf{C}, \quad (3.4)$$

де \mathbf{R} - матриця вузлових активних опорів, сформована по відношенню до вузлів навантаження; $R_{ii} = R_{\text{жii}} + R_{\text{ei}}$; $R_{ij} = R_{\text{жij}}$;

\mathbf{C} - стовпчикова матриця, всі елементи якої \mathbf{C} [5] .

Відповідно знаходимо матрицю оптимальних значень вхідної реактивної потужності:

$$\mathbf{Q}_c^{\text{опт}} = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{C} \quad (3.5)$$

Розрахунок вхідних реактивних потоків для кожного вузла зводиться до:

$$\Delta P_{li} = \frac{1}{U_{\text{Н}}^2} \mathbf{Q}_{li}^t \mathbf{R}_{li} \mathbf{Q}_{li} \rightarrow \min, \quad (3.6)$$

за виконання умов

$$Q_{sli}^{\text{ек}} \leq Q_{sli}, \quad s_{li} = 1, \dots, n_{li}. ; \quad (3.7)$$

$$\sum_{s_{li}=1}^{n_{li}} Q_{sli}^{\text{ек}} = Q_{ci}^{\text{опт}}, \quad (3.8)$$

де Q_{sli} - в р.п. s_{li} -го вузла кількість підприємств, і-ої підсистеми.

Відповідно визначається матриця вхідної реактивної потужності для окремих вузлів:

$$\mathbf{q}_{ci} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{B}, \quad (3.9)$$

де \mathbf{A} і \mathbf{B} - матриці, елементи яких визначаються через величини активних опорів i -ої підсистеми, U_n та $Q_{ci}^{\text{опт}}$.

Викладений метод не враховує те, що до мереж ЕК постійно приєднуються нові споживачі, що потребує коригування ВРП для усіх вузлів. У зв'язку з цим необхідна розробка такого методу коригування ВРП споживачів, який забезпечував би економічно прийнятні результати шляхом мінімальної кількості цих коригувань.

Матриця величин потужностей КУ, які доцільно установити в вузлах мереж:

$$\mathbf{Q}_{\text{КУ}} = \mathbf{Q} - \mathbf{R}^{-1} \mathbf{C}, \quad (3.10)$$

де \mathbf{Q} – матриця, елементи якої є величини Q_i .

При приєднанні нового споживача матриця оптимальних значень КУ $\mathbf{Q}_{\text{КУп}}$ запишеться:

$$\mathbf{Q}_{\text{КУп}} = \mathbf{Q}_{\text{п}} - (\mathbf{R}_{\text{п}}^{-1}) \cdot \mathbf{C} \quad (3.11)$$

де $\mathbf{Q}_{\text{п}}$, $\mathbf{R}_{\text{п}}$ – \mathbf{Q} , \mathbf{R} після приєднання нового споживача.

Оптимальні значення потужностей КУ до i після приєднання нового споживача не рівні між собою:

$$Q_{\text{КУ}i} \neq Q_{\text{пКУ}i}, \quad (3.12)$$

Матриця зміни їх потужностей:

$$\Delta Q_{КУi} = \left| Q_{КУi} - Q_{КУPi} \right|. \quad (3.13)$$

Ці зміни проводимо з урахуванням економічної стійкості оптимального рішення так:

$$\frac{Z_{\Pi}}{Z_{\text{опт}}} - 1 < \xi_{\text{д}}, \quad (3.14)$$

де Z_{Π} – фактичне значення затрат на передавання та генерування реактивної потужності в електричній мережі, $Z_{\text{опт}}$ – затрат, що відповідає коригуванню ВРП усіх споживачів, $\xi_{\text{д}}$ – задана величина відхилення [5, 39, 52].

Виконання нерівності (3.14) дозволяє практично проводити коригування ВРП.

Завдяки економічній стійкості оптимального розв'язання задачі компенсування реактивної потужності можна визначити ВРП для нового споживача при незмінності потужностей КУ всіх діючих споживачів [5].

Відповідно математична модель процесу коригування ВРП :

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^p \delta z_i^{\max}(Q_{ki}) \rightarrow \max, \\ p \rightarrow \min, \\ \sum_{i=1}^p \delta z_i^{\max}(Q_{ki}) > Z_{\text{пот}} - Z_{\text{опт}}(1 + \xi_3), \end{cases} \quad (3.15)$$

де $\delta z_i^{\max}(Q_{ki})$ – максимальне зниження затрат на i -ому кроці коригування ВРП; Q_{ki} – значення потужності КУ в i -ому вузлі після коригування; p – кроки розрахунку [5].

Відповідно до приведених положень на рис. 3.2 представлено алгоритм коригування ВРП з урахуванням впливу економічної стійкості [5, 53-55].

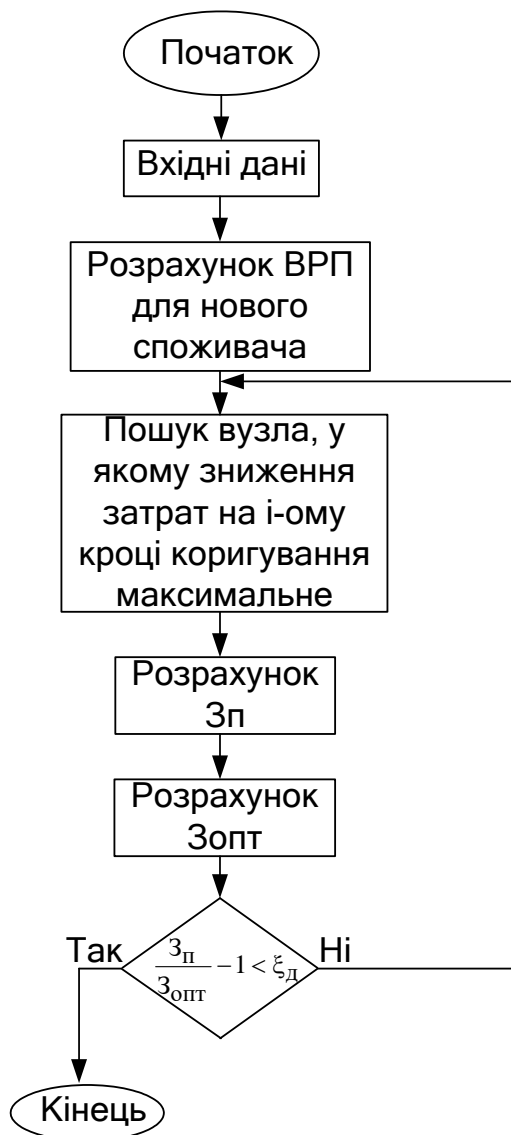


Рис. 3.2 - Блок-схема алгоритму коригування ВРП

3.2 Приклад корегування вхідних реактивних потужностей споживачів м. Вінниця

Визначити доцільність коригування ВРП для споживачів розподільчої мережі 10 кВ, заступна схема якої наведена на рис. 3.3, при приєднанні до неї нового споживача. На схемі показані існуючі потоки реактивної потужності до приєднання нового споживача, реактивні навантаження споживачів в кварах і величини активних опорів елементів в Ом, приведені до напруги 10 кВ. До шин 10 кВ приєднані споживачі з реактивним навантаженням $Q_{ін} = 6059,5$ квар. Допустиме відхилення затрат від оптимального значення $\xi_d = 0,05$. Пітома вартість КУ – 60 грн./квар, час найбільших втрат активної енергії для даної мережі $\tau = 2800$ год., тариф на активну енергію $T = 0,23$ грн./кВт·год, $r_n = 0,1$, $r_{\Sigma} = 0,05$.

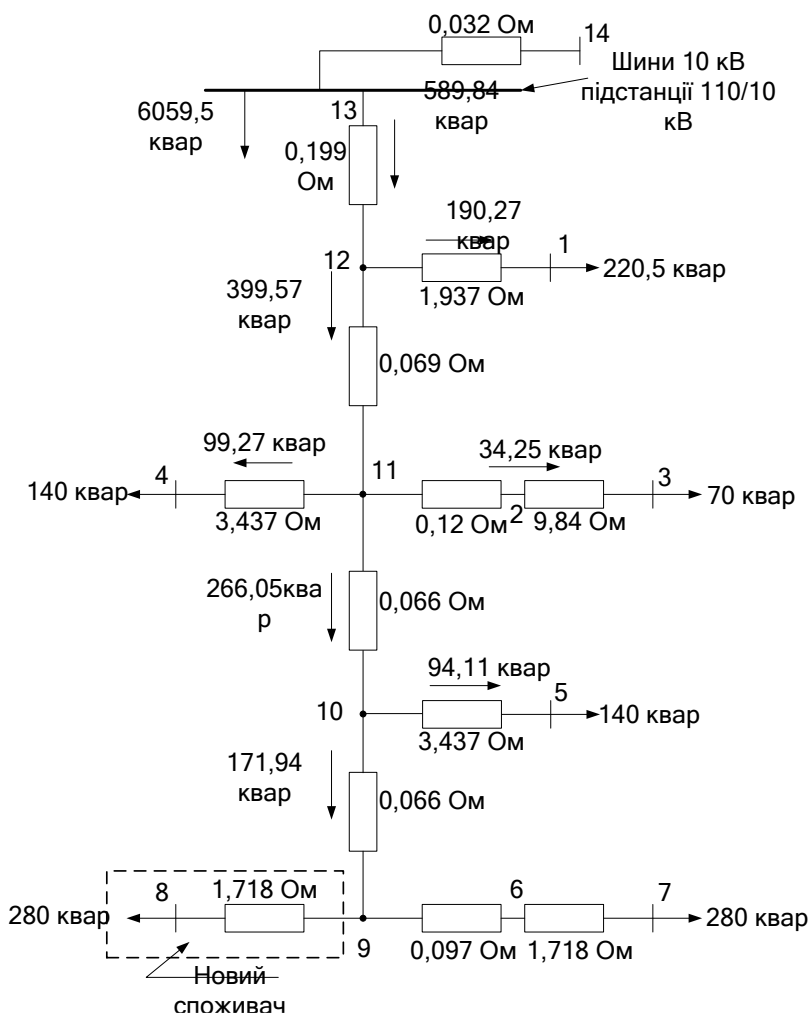


Рис. 3.3 - Заступна схема

Розв'язування:

Знаходимо значення еквівалентного опору з новим споживачем:

$$Y_{14-15} = \frac{1}{R_{9-6} + R_{6-7}} + \frac{1}{R_{8-9}} = \frac{1}{0,097 + 1,718} + \frac{1}{1,718} = 6,717 \text{ (1/Ом)},$$

$$R_{14-15} = \frac{1}{Y_{14-15}} = \frac{1}{6,717} = 0,149 \text{ (Ом)},$$

$$Y_{15-16} = \frac{1}{R_{14-15} + R_{9-10}} + \frac{1}{R_{5-10}} = \frac{1}{0,149 + 0,066} + \frac{1}{3,437} = 4,942 \text{ (1/Ом)},$$

$$R_{15-16} = \frac{1}{Y_{15-16}} = \frac{1}{4,942} = 0,202 \text{ (Ом)},$$

$$Y_{16-17} = \frac{1}{R_{15-16} + R_{10-11}} + \frac{1}{R_{4-11}} + \frac{1}{R_{2-11} + R_{2-3}} = \frac{1}{0,202 + 0,066} + \frac{1}{3,437} + \frac{1}{0,12 + 9,84} = 4,123 \text{ (1/Ом)}$$

$$R_{16-17} = \frac{1}{Y_{16-17}} = \frac{1}{4,123} = 0,243 \text{ (Ом)},$$

$$Y_{17-18} = \frac{1}{R_{16-17} + R_{11-12}} + \frac{1}{R_{1-12}} = \frac{1}{0,243 + 0,069} + \frac{1}{1,937} = 3,721 \text{ (1/Ом)},$$

$$R_{17-18} = \frac{1}{Y_{17-18}} = \frac{1}{3,721} = 0,269 \text{ (Ом)},$$

$$R_{\text{екв}} = R_{17-18} + R_{12-13} = 0,269 + 0,199 = 0,468 \text{ (Ом)}.$$

Визначимо реактивну потужність після приєднання нового споживача:

$$Q_c = \frac{3_K \cdot (p + p_\Sigma) \cdot U^2 \cdot 10^3}{2 \cdot (R_{\text{екв}} + R_{\text{ж}}) \cdot T \cdot \tau} - \frac{Q_{\text{ж}} \cdot R_{\text{ж}}}{R_{\text{екв}} + R_{\text{ж}}} =$$

$$= \frac{120 \cdot 0,15 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{2 \cdot (0,032 + 0,468) \cdot 3000 \cdot 0,42} - \frac{8190 \cdot 0,052}{0,032 + 0,468} = 648,24 \text{ (ВАр)}.$$

Визначаємо значення затрат, що відповідає оптимальному розв'язуванню задачі після приєднання нового споживача:

$$Z_{\text{опт}} = \frac{Q_c^2 \cdot R_{\text{екв}} \cdot T \cdot \tau}{U^2} + Z_k \cdot (p + p_\Sigma) \cdot (\sum Q - Q_c) = \frac{648,24^2 \cdot 0,468 \cdot 3000 \cdot 0,4}{10^2 \cdot 10^3} + \\ + 120 \cdot 0,15 \cdot (220,5 + 140 + 70 + 140 + 280 + 280 - 648,24) = 2369 \text{ (грн)}.$$

Знаходимо значення еквівалентного опору без нового споживача:

$$Y_{14-15} = \frac{1}{R_{9-6} + R_{6-7} + R_{9-10}} + \frac{1}{R_{5-10}} = \frac{1}{1,718 + 0,097 + 0,066} + \frac{1}{3,437} = 0,823 \text{ (1/Ом)}$$

$$R_{14-15} = \frac{1}{Y_{14-15}} = \frac{1}{0,823} = 1,215 \text{ (Ом)},$$

$$Y_{15-16} = \frac{1}{R_{14-15} + R_{10-11}} + \frac{1}{R_{5-11} + R_{2-3}} + \frac{1}{R_{4-11}} = \frac{1}{1,215 + 0,066} + \frac{1}{0,12 + 9,84} + \frac{1}{3,437} = 1,172 \text{ (1/Ом)}$$

$$R_{15-16} = \frac{1}{Y_{15-16}} = \frac{1}{1,172} = 0,853 \text{ (Ом)},$$

$$Y_{16-17} = \frac{1}{R_{15-16} + R_{11-12}} + \frac{1}{R_{1-12}} = \frac{1}{0,853 + 0,069} + \frac{1}{1,937} = 1,601 \text{ (1/Ом)},$$

$$R_{16-17} = \frac{1}{Y_{16-17}} = \frac{1}{1,601} = 0,625 \text{ (Ом)},$$

$$R_{\text{екв}} = R_{16-17} + R_{12-13} = 0,625 + 0,199 = 0,824 \text{ (Ом)}.$$

Реактивна потужність від енергосистеми після приєднання нового споживача:

$$Q_c = \frac{3_k \cdot (p + p_\Sigma) \cdot U^2 \cdot 10^3}{2 \cdot (R_{екв} + R_{ж}) \cdot T \cdot \tau} - \frac{Q_{ж} \cdot R_{ж}}{R_{екв} + R_{ж}} =$$

$$= \frac{120 \cdot 0,15 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{2 \cdot (0,032 + 0,468) \cdot 3000 \cdot 0,42} - \frac{8190 \cdot 0,052}{0,032 + 0,468} = 378,645 \text{ (ВАр)}.$$

Розраховуємо значення затрат:

$$3_1 = \frac{Q_c^2 \cdot R_{екв} \cdot T \cdot \tau}{U^2} + 3_k \cdot (p + p_\Sigma) \cdot (\sum Q - Q_c) = \frac{378,645^2 \cdot 0,824 \cdot 3000 \cdot 0,4}{10^2 \cdot 10^3} +$$

$$+ 120 \cdot 0,15 \cdot (220,5 + 140 + 70 + 140 + 280 + 280 - 378,645) = 1431 \text{ (грн)}.$$

Знаходимо значення відхилення поточних затрат:

$$\xi = \frac{3_1 + 3_2}{3_{опт}} - 1 = \frac{1431 + 947,476}{2369} - 1 = 0,004.$$

Очевидно у даному випадку недоцільно коригувати ВРП діючих споживачів.

Висновки до розділу

1. Приєднання нових споживачів потребує коригування ВРП.
2. Вказане коригування ВРП доцільно проводити з урахуванням економічної стійкості оптимального розв'язання задачі.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.

4.1 Розв'язання задачі при наявності місцевих електростанцій

Розглянемо розрахунок КРП в розподільчі мережі ЕК, до якої підключені МЕ.

Вважаємо, що МЕ підключені до шин 10 кВ підстанції 110/10 кВ, рис. 4.1.

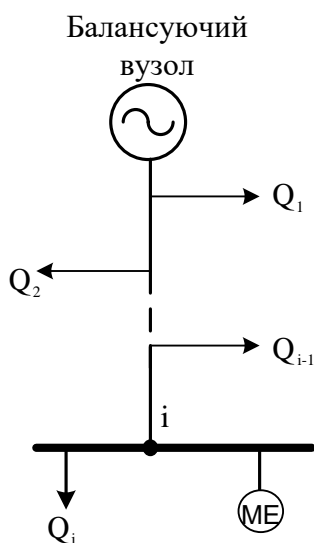


Рис. 4.1 - Розрахункова схема

Зниження втрат визначається відповідно формули (4.1):

$$\delta P_{\text{ж}} = \frac{1}{U_{\text{H}}^2} \cdot \left(Q_{\text{ме}} \cdot \left(2 \sum_{i=1}^q Q_i \cdot R_{ij}^{\text{ж}} + \sum_{i=1}^n Q_i \cdot R_{ij} \right) + R_{ii} \cdot \left(2 \cdot Q_i \cdot Q_{\text{ме}} - Q_{\text{ме}}^2 \right) \right) + \frac{D_1}{Q_{\text{H}}} Q_{\text{ме}} + \frac{D_2}{Q_{\text{H}}^2} Q_{\text{ме}}^2 + \frac{Q_{\text{ме}}^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot r, \quad (4.1)$$

де $Q_{\text{ме}}$ - реактивна потужність алгоритму, яка передається від Ме для компенсації реактивного навантаження Q_i .

На рис.4.2 показана схема, в якій мережі ЕК показані джерелом реактивної потужності з економічними характеристиками σ і δ .

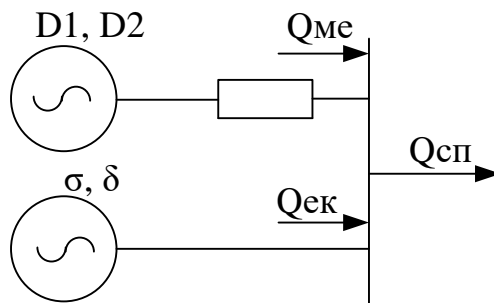


Рис.4.2 - Заступна схема підключення місцевої електростанції до вузла мереж енергопостачальної компанії: $Q_{ек}$, $Q_{ме}$ - реактивні потужності, споживачам відповідно від ЕК та МЕ; $Q_{сп}$ - середнє реактивне навантаження споживачів; D_1 , D_2 - технічні характеристики генератора МЕ; r - активний опір лінії, яка з'єднує МЕ з вузлом енергосистеми; $r_{рп}$ - еквівалентний опір розподільчих мереж.

Задача полягає в пошуку таких величин $Q_{ме}$ і $Q_{ек}$, які забезпечують мінімум слідуєчої функції [5]:

$$\Delta P = \sigma(Q_{сп} - Q_{ме}) + \frac{\delta}{2}(Q_{сп} - Q_{ме})^2 + \frac{D_1}{Q_H} Q_{ме} + \frac{D_2}{Q_H^2} Q_{ме}^2 + \frac{Q_{ме}^2}{U_H^2} \cdot r, \quad (4.2)$$

при обмеженні:

$$Q_{ме} \leq Q_{гр},$$

де Q_H - номінальна реактивна потужність генератора;

$Q_{Гр}$ - гранична величина реактивної потужності генератора, яка визначається допустимим струмом генератора;

U_H - номінальна напруга мережі.

Якщо врахувати, що $Q_{ЕК} = Q_{СП} - Q_{МЕ}$, то

$$\Delta P = \sigma(Q_{СП} - Q_{МЕ}) + \frac{\delta}{2}(Q_{СП} - Q_{МЕ})^2 + \frac{D_1}{Q_H} Q_{МЕ} + \frac{D_2}{Q_H^2} Q_{МЕ}^2 + \frac{Q_{МЕ}^2}{U_H^2} \cdot r.$$

Оптимальна величина $Q_{МЕ1}^o$ визначається як:

$$\frac{d\Delta P}{dQ_{МЕ}} = -\sigma - \delta Q_{СП} + \delta Q_{МЕ} + \frac{D_1}{Q_H} + \frac{2D_2}{Q_H^2} Q_{МЕ} + 2 \frac{Q_{МЕ}}{U_H^2} \cdot r.$$

Відповідно знаходимо оптимальну величину реактивної потужності:

$$Q_{МЕ1}^o = \frac{\sigma + \delta Q_{СП} - \frac{D_1}{Q_H}}{\delta + 2\left(\frac{D_2}{Q_H^2} + \frac{r}{U_H^2}\right)} \quad (4.3)$$

та оптимальну величину реактивної потужності, яку доцільно передавати з мереж ЕК:

$$Q_{ЕК1}^o = Q_{СП} - Q_{МЕ1}^o \quad (4.4)$$

$$(4.5)$$

Розв'язання задачі по приведеним затратам. При установленні КУ в мережах ЕК зменшуються втрати як в мережах ЕК так і споживачів. Необхідно знайти такі величини $Q_{ек}$, $Q_{ме}$ та $Q_{ку}$, які забезпечать мінімум затрат на передачу та генерацію реактивної потужності для приведеної схеми [5, 57-59].

$$\begin{aligned}
 3 = & \left(\sigma Q_{ек} + \frac{\delta}{2} Q_{ек}^2 + \frac{D_1}{Q_H} Q_{ме} + \frac{D_2}{Q_H^2} Q_{ме}^2 + \frac{r}{U_H^2} Q_{ме}^2 + \frac{(Q_{ме} + Q_{ек})^2 r_{рм}}{U_H^2} \right) T\tau + \\
 & + 3_{кн} (Q_{сп} - Q_{ме} - Q_{ек}) \rightarrow \min; \\
 & Q_{ме} + Q_{ек} < Q_{сп}.
 \end{aligned}$$

Задачу вирішуємо класичним методом

$$\begin{aligned}
 \frac{d3}{dQ_{ме}} = & \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2D_2}{Q_H^2} Q_{ме} + \frac{2r}{U_H^2} Q_{ме} + \frac{2(Q_{ме} + Q_{ек})}{U_H^2} r_{рм} \right) T\tau - 3_{кн} = 0. \\
 \frac{d3}{dQ_{ек}} = & \left(\sigma + \frac{\delta}{2} Q_{ек} + \frac{2(Q_{ме} + Q_{ек})}{U_H^2} r_{рм} \right) T\tau - 3_{кн} = 0.
 \end{aligned}$$

Відповідно знаходимо оптимальні значення величин $Q_{ек}$, $Q_{ме}$ та $Q_{ку}$:

$$Q_{ме}^o = \frac{\frac{3_{кн} U_H^2}{2T\tau} - \frac{D_1}{Q_H} \left(\frac{U_H^2}{2r_{рм}} + \frac{1}{\delta} \right) + \frac{\sigma}{\delta}}{1 + \frac{D_2}{Q_H^2} \left(\frac{1}{r_{рм}} + \frac{2}{\delta} \right) + \frac{r}{U_H^2 Q_H^2 \delta}}. \quad (4.6)$$

$$Q_{ек}^o = \frac{D_1}{Q_H \delta} - \frac{\sigma}{\delta} + \frac{2D_2}{Q_H^2 \delta}. \quad (4.7)$$

$$Q_{\text{ку}}^{\circ} = Q_{\text{сп}} - Q_{\text{ме}}^{\circ} - Q_{\text{ек}}^{\circ} \quad (4.8)$$

Таким чином для КРП міських мережах доцільно використовувати генератори МЕ, що забезпечує додаткове зниження втрат електроенергії.

4.2 Розрахунок використання місцевої електростанцій для компенсації реактивної потужності міських мереж м. Вінниці

Для схеми, що показана на рис.3.9, знайти реактивну потужність, яку доцільно передавати від місцевої електростанції споживачам при наступних даних:

номінальна величина активної потужності $P_{\text{н}} = 2500 \text{ кВт}$; $D_1 = 19,6 \text{ кВт}$; $D_2 = 12,2 \text{ кВт}$; $Q_{\text{н}} = 1290 \text{ кВАр}$; $U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$; $\sigma = 0,017 \text{ кВт/кВАр}$; $\delta = 8 \cdot 10^{-6} \text{ кВт/кВАр}^2$; $\alpha = 1,08 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$; $\beta = 0,4 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$, $r_{\text{рм}} = 0,5 \text{ Ом}$.
Сільська електростанція підключена до вузла ЕК кабелем ААБ 3×150 довжиною 0,250 км. Середнє реактивне навантаження споживачів 2500 кВАр. Тривалість роботи електростанції протягом року: $T = 3000 \text{ год}$.

Розв'язання

Активний опір кабельної лінії:

$$r = l \cdot r_0 = 0,250 \cdot 0,256 = 0,064 \text{ (Ом)}.$$

1. Розв'язуємо задачу по мінімуму втрат потужності. Оптимальна величина $Q_{\text{ме}}^{\circ}$ у цьому випадку:

$$Q_{\text{me1}}^{\circ} = \frac{\sigma + \delta \cdot Q_{\text{сп}} - \frac{D_1}{Q_{\text{H}}}}{\delta + 2 \cdot \left(\frac{D_2}{Q_{\text{H}}^2} + \frac{r}{U_{\text{H}}^2} \right)} = \frac{0,017 + 8 \cdot 10^{-6} \cdot 2500 - \frac{19,6}{1290}}{8 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot \left(\frac{12,2}{1290^2} + \frac{0,064 \cdot 10^{-3}}{10^2} \right)} = 910,771 \text{ (кВАр)}$$

Відповідно знаходимо зменшення втрат в мережах ЕК:

$$\begin{aligned} \delta P_1 &= Q_{\text{me1}}^{\circ} \cdot \left(\sigma + \delta \cdot \left(P_{\text{H}} - \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{me1}}^{\circ} \right) - \frac{D_1}{Q_{\text{H}}} - \frac{D_2}{Q_{\text{H}}^2} \cdot Q_{\text{me1}}^{\circ} \right) = \\ &= 910,771 \cdot \left(0,017 + 8 \cdot 10^{-6} \cdot \left(2500 - \frac{1}{2} \cdot 910,771 \right) - \frac{19,6}{1290} - \frac{12,2}{1290^2} \cdot 910,771 \right) = 10,462 \text{ (кВт)}. \end{aligned}$$

Оптимальна величина $Q_{\text{ек1}}$ реактивної потужності

$$Q_{\text{ек1}}^{\circ} = Q_{\text{сп}} - Q_{\text{me1}}^{\circ} = 2500 - 910,771 = 1589,229 \text{ (кВАр)}.$$

2. Розв'язуємо задачу по приведеним затратам:

Знайдемо оптимальне значення реактивної потужності $Q_{\text{ме}}$, яку доцільно передавати з мереж місцевих електростанцій:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ме}}^{\circ} &= \frac{\frac{3_{\text{кн}} U_{\text{H}}^2}{2T\tau} - \frac{D_1}{Q_{\text{H}}} \left(\frac{U_{\text{H}}^2}{2r_{\text{рм}}} + \frac{1}{\delta} \right) + \frac{\sigma}{\delta}}{1 + \frac{D_2}{Q_{\text{H}}^2} \left(\frac{1}{r_{\text{рм}}} + \frac{2}{\delta} \right) + \frac{r}{U_{\text{H}}^2 Q_{\text{H}}^2 \delta}} = \\ &= \frac{\frac{100 \cdot 10^2}{2 \cdot 3000 \cdot 0,4} - \frac{19,6}{1290} \left(\frac{10^2}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{8 \cdot 10^{-6}} \right) + \frac{0,017}{8 \cdot 10^{-6}}}{1 + \frac{12,2}{1290^2} \left(\frac{1}{0,5} + \frac{2}{8 \cdot 10^{-6}} \right) + \frac{0,064 \cdot 10^{-3}}{10^2 \cdot 1290^2 \cdot 8 \cdot 10^{-6}}} = 80,634 \text{ (кВАр)}. \end{aligned}$$

Визначимо значення реактивної потужності, яку доцільно передавати з мереж ЕК:

$$Q_{\text{ЕК}}^{\circ} = \frac{D_1}{Q_{\text{Н}}\delta} - \frac{\sigma}{\delta} + \frac{2D_2}{Q_{\text{Н}}\delta} = \frac{19,6}{1290 \cdot 8 \cdot 10^{-6}} - \frac{0,017}{8 \cdot 10^{-6}} + \frac{2 \cdot 12,2}{1290 \cdot 8 \cdot 10^{-6}} = 2139 \text{ (кВАр)}.$$

Визначимо оптимальне значення реактивної потужності, яку доцільно передавати з конденсаторних установок:

$$Q_{\text{КУ}}^{\circ} = Q_{\text{СП}} - Q_{\text{МЕ}}^{\circ} - Q_{\text{ЕК}}^{\circ} = 2500 - 80,634 - 2139 = 280,366 \text{ (кВАр)}.$$

Висновки

1. КУ споживачів впливають на зниження втрат в розподільних міських мережах.
2. Генератори місцевих електростанцій дає можливість додаткового зниження втрат в живлячих мережах.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Магістерська робота присвячена оптимізації процесу впровадження конденсаторних установок в розподільних електричних мережах мікрорайону міста Вінниця. Згідно ГОСТ 12.003-74, на проектувальників системи електропостачання, які використовують персональні комп'ютери, впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори.

1. фізичні:

- підвищена та понижена температура робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- недостатність природного освітлення;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена та понижена швидкість руху повітря;
- рухомі частини обладнання;

2. хімічні:

- загальнотоксичні речовини (оксиди вуглецю, оксиди азоту...);

3. психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (статичні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

Для живлення обладнання диспетчерського пункту використовується трьохпровідна однофазна електромережа з глухозаземленим нульовим проводом напругою 220В.

Для запобігання електротравм, пов'язаних з пошкодженням ізоляції та переходом напруги на нормально неструмоведучі елементи, використовується захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання нормально неструмоведучих частин електрообладнання із "землею" чи її еквівалентом. Також використовується занулення – навмисне електричне з'єднання нормально неструмоведучих елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні пробій на корпус призводить до короткого замикання (К.З.) фази (коло: нульовий провідник – фаза – фазний провідник – корпус споживача – нульовий провідник). Спрацьовує захист від короткого замикання (автомат з струмовим захистом чи плавкі запобіжники) – і пошкоджений споживач відключається від мережі.

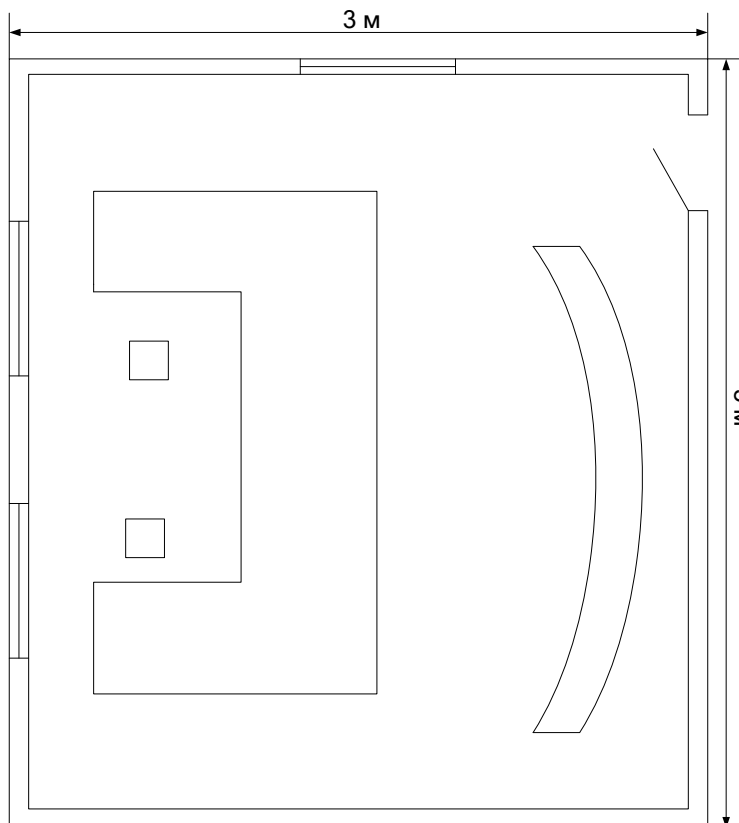


Рисунок 5.1 – План диспетчерського пункту

Будівля диспетчерського пункту споруджуються згідно з вимогами будівельних і санітарних норм (СНиП 2.09.02-85, СНиП 2.09 04-87, ДНАОП 0.03-3.01-71, ДНАОП 0.03-3.18-88). Об'єм виробничих приміщень на одного працівника складає 15 м^3 , а площа приміщень — не менше $4,5 \text{ м}^2$. Інтер'єр приміщень видавництв має відповідати СН 181-70, гама кольорів витримуватися в спокійних тонах з незначним їх контрастом залежно від орієнтації вікон відносно сторін світу. Підлога встановлена відповідно проекту. Розміщення робочих місць і проходи між робочими місцями встановлені відповідно стандартам. Робоча поверхня стола має знаходитися на висоті $0,70\text{—}0,77 \text{ м}$. ширина стола не менше $0,5 \text{ м}$. Висота сидіння стільця має бути $0,40\text{—}0,43 \text{ м}$.

Для зручного і безпечного обслуговування схеми-стенда, повинна бути наявна стрем'янка, яка має на кінцях резинові вкладки. Стрем'янка 1 раз на пів року перевіряється на відповідність їх технічним вимогам і випробовуються на міцність щаблі і цятина.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Відповідно до методичних вказівок параметри мікроклімату, що нормуються: температура ($t, \text{ }^\circ\text{C}$) і відносна вологість повітря ($W, \%$), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань (Вт/м).

Оптимальні (допустимі) параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб) відповідно до наведені в табл.5.1.

Таблиця 5.1 - Параметри мікроклімату в диспетчерському пункті

Період року	Категорія робіт	Допустима температура, °С	Допустима відносна вологість	Допустима швидкість руху кисню, м/с
Холодний	Легка: Іб	20-24	75	не більш 0,2
Теплий	Легка: Іб	21-28	55 при 27°С	0,1-0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

В приміщенні диспетчерського пункту працює акумуляторна батарея, яка забезпечує безперервний запис оперативних переговорів. Вона виділяє такі шкідливі речовини, як оксиди вуглецю, оксиди азоту, сірчистий ангідрид та інші.

Інтенсивність теплового опромінювання працюючих від нагрівних поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 100 Вт/м² - при випромінюванні не більше 25 % поверхні тіла.

З метою профілактики теплових травм температура зовнішніх поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 45 С .

Концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони котельні не повинна перевищувати ГДК. В таблиці 5.2 наведено ГДК шкідливих речовин, що є забруднювачами повітря робочої зони диспетчерського пункту.

Таблиця 5.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери (ГДК)

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Азоту двоокис N ₀ ₂	0,085	0,085	2
Ангідрид сірчаний SO ₂	0,5	0,05	3
Вуглець (окис CO)	3	1	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція

5.2.3 Освітлення робочої зони

Приміщення диспетчерського пункту повинно бути забезпечене природнім освітленням, а в нічний час — електричним освітленням.

Місця, які з технічних причин не можна забезпечити природнім освітленням, повинні мати електричне освітлення. Освітленість повинна відповідати Сніп 11-4-79 "Природне та штучне освітлення".

Крім робочого освітлення в диспетчерських повинно бути резервне електричне освітлення.

Робоче і аварійне освітлення, електричне устаткування і його заземлення повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок.

Характеристика зорової роботи - загальні спостереження за проведенням виробничого процесу (постійне).

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення - (КПО) або e .

$$e = \frac{E_{\text{вн}}}{E_{\text{зов}}} \cdot 100\%, \quad (5.1)$$

де $E_{\text{вн}}$ - внутрішня природна освітленість у приміщенні в місці, що розглядається, лк; $E_{\text{зов}}$ - зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, заміряна одночасно з $E_{\text{вн}}$, лк.

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (5.2)$$

де e_N – значення КПО;

m_N – коефіцієнт теплового клімату;

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

$$e_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8(\%).$$

Працівники диспетчерського пункту ведуть постійний нагляд за процесами, слідкують за показаннями приладів. Характеристика зорової роботи

персоналу – високої точності. Контраст об'єкту розпізнавання з фоном – середній, фон – світлий. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, розряд зорової роботи III, підрозряд «г». При штучному загальному освітленні освітленість – 150 лк, при комбінованому освітленні – освітленість – 300 лк.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, люмінесцентні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення грає важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення. Експлуатація електричних пристроїв включає:

- регулярне очищення віконних проїм будівель від забруднень;
- своєчасну заміну перегорілих ламп і контроль за рівнем напруги в освітлювальній мережі;
- реалізацію заходів, що сприяють зменшенню забруднення скла, як, наприклад, покриття скла спеціальними прозорими плівками, що легко видаляються при очищенні тощо;
- підвищення загального рівня культури експлуатації будівель, що забезпечує чистоту повітря у приміщенні і відсутність викиду в атмосферу

пилу, а також регулярне фарбування та побілку.

- очищення скла у приміщеннях, де ведуться роботи з незначними виділеннями пилу, провадяться не рідше одного разу в рік, а побілка стелі і стін приміщень не рідше одного разу в три роки.

Очистку світильників рекомендується проводити не рідше двох разів на місяць. Ця робота може бути доручена тільки електрикам і повинна провадитися при відключеній напрузі в електромережі.

5.2.4 Виробничий шум

Джерелом шуму в приміщення диспетчерського пункту є шум від радіостанцій, вентиляторів і електричного обладнання.

В таблиці 5.3 наведено допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочому місці.

Таблиця 5.3 - Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку на робочому місці.

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску, дБ в октавних полосах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на те- риторії підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Діючий рівень звуку в приміщенні становить 76 - 78 (А), що знаходиться в межах норми.

Захист від шуму повинен досягатись розробкою шумобезпечної техніки застосуванням засобів індивідуального захисту, а також будівельно-акустичними методами.

Основні технічні міри по зменшенню шуму:

- правильність проектування масивних фундаментів під віброактивне обладнання (дробинки, сепаратори, нагнітачі) з урахуванням динамічних навантажень;
- ізоляція фундаментів під віброактивне обладнання від несучих конструкцій [та інженерних комунікацій];
- застосування віброзатримуючих гнучких вставок на вихлопі з нагнітачів;
- застосування вібропоглинаючого резинового покриття;
- звукоізоляція шумних машин кожухами.

5.2.5 Вібрація

Джерелом вібрації в першу чергу є вентиляційні установки та електричне обладнання. Від працюючого устаткування, системи вентиляції на працюючих може діяти негативний виробничий фактор - вібрація.

Систематичний вплив вібрації призводить до різноманітних порушень здоров'я і може стати причиною погіршення здоров'я. Вона впливає на нервову систему, серце, вестибулярний апарат, може порушити обмін речовин, сон людини і т.д.

Загальна вібрація на виробничій ділянці по джерелу виникнення відноситься до категорії третього типу «а» - технологічна, критерій оцінки - межа зниження продуктивності праці. Ця вібрація діє на операторів стаціонари машин і обладнання або передається на робочі місця, де немає джерела вібрації.

Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях приведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

* В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами боротьби з вібрацією устаткування є зниження вібрації впливом на джерело збудження, відхилення від режиму резонансу, динамічне гасіння коливань. Для зменшення вібрації обладнання встановлюється на гумові віброізолятори.

Існують наступні методи боротьби з вібрацією:

- віброізоляційний захист (зменшення передачі вібрації від джерела збудження за допомогою віброізоляторів);
- віброгасіння (зменшення рівня вібрації від джерела збудження за допомогою введення в систему додаткових реактивних опорів);
- вібропоглинання (застосовується для зменшення вібрації кожухів, коливання яких виникає в резонансовому режимі).

5.3 Дослідження стійкості розподільчої електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників НС

В умовах сучасної діяльності людини може виникнути велика кількість НС, як природного характеру так і техногенного характеру. На розподільчі електричні мережі більш частий вплив мають НС природного характеру. Особливості географічного положення України, атмосферні процеси, наявність гірських масивів, підвищень, близькість теплих морів зумовлюють різноманітність кліматичних умов. Внаслідок взаємодії всіх цих факторів виникають небезпечні стихійні явища. В окремих випадках вони мають катастрофічний характер для електричних мереж, такі як сильні опади, шквальний вітер, обледеніння, землетруси, повені, зсуви. Стихійні явища часто виникають в комплексі, що значно посилює їх негативний вплив.

Дія радіації на матеріали залежить від виду випромінювання, дози, природи опроміненої речовини та від умов навколишнього середовища. В енергетичних системах використовують різні матеріали: метали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли), найбільш чутливими до радіації є метали, бо в них велика концентрація вільних носіїв.

При надмірній дії іонізуючого та електромагнітного випромінювання може вийти з ладу автоматичне обладнання. Іонізуюче випромінювання викликає зворотні та незворотні процеси, внаслідок яких можуть мати місце порушення роботи електричних елементів, що призводить до виходу з ладу апаратури. При великих дозах опромінення втрачають працездатність комплектуючі системи електроніки та електроавтоматики. В органічних ізоляціях змінюється електрична провідність і діалектична проникність. Основними заходами підвищення радіаційної стійкості є: використання радіаційно-стійких елементів та матеріалів; застосування різних екранів, або активного захисту від дії радіації.

Електромагнітний імпульс являє собою велику небезпеку для елементів СЕП, зокрема вимикачі та трансформатори, добре захищених від дії інших

вважаючих факторів. Тому захист елементів від механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Недостатнє для пошкодження апаратури електромагнітне випромінювання може викликати спрацювання засобів захисту і порушити працездатність системи. Електромагнітне випромінювання пробиває ізоляцію і може викликати коротке замикання. Виникає іскріння, що призводить до перегріву і порушення опору покриття. В конденсаторних установках зменшує напругу пробою. Змінюється провідність та внутрішній нагрів, порушується електрична ізоляція провідників з полімерних матеріалів.

Саме тому, обов'язковим на виробництві є оцінка стійкості роботи обладнання під час дії електромагнітного імпульсу та іонізуючого випромінювання.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії іонізуючого випромінювання

Критерієм стійкості роботи енергетичного обладнання є граничне значення експозиційної дози ($D_{гр}, P$), при якому в елементній базі можуть виникати зворотні зміни. Визначаємо граничні значення експозиційних доз для елементів СЕП. По мінімальному значенню $D_{гр}$, визначаємо границю стійкості системи в цілому. СЕП буде залежати від таких елементів, як вимикачі навантаження, кабельні та повітряні лінії та трансформатори. Отримані значення занесемо до таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Максимально допустимі дози опромінення обладнання СЕП

№	Елементи СЕП	D_{igr}, P	$D_{гр}, P$
1	Вимикачі навантаження HAGER, 16-100А	10^4	

2	Повітряні лінії АСБ 3x95, АСБ 3x120	10^6	10^4
3	Трансформатори ТМ-630, ТМ-400, ТМ-250	10^5	

З наведеної таблиці слідує, що мінімальні значення допустимої дози, при яких в елементній базі можливі необоротні зміни має вимикач навантаження - $D_{гр}=10^4(P)$.

Визначимо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (5.3)$$

де P_1 - значення рівня радіації;

t_k - час кінця опромінення;

t_n - час початку опромінення;

$K_{осл}$ - коефіцієнт послаблення радіації.

Відомо, що значення рівня радіації P_1 , яке очікується на об'єкті дорівнює 2,35(P/год), коефіцієнт послаблення радіації $K_{осл} = 1$, час початку опромінення $t_n = 1$ (год), а кінцевий час спрацювання вимикача приймаємо рівним 1000 годинам. Отже, при таких умовах можлива доза опромінення буде дорівнювати:

$$D_M = \frac{2 \cdot 2,35 \cdot (\sqrt{1000} - \sqrt{1})}{1} = 143,93 (P).$$

Допустимий час роботи приладів в заданих умовах можна визначити за допомогою виразу:

$$t_d = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{t_{п}}}{2 \cdot P_1} \right)^2. \quad (5.4)$$

Оскільки всі значення відомі, то допустимий час роботи приладів буде таким:

$$t_d = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 2,35 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 2,35} \right)^2 = 4531191,584 \text{ (год)}.$$

З розрахунків можна зробити висновок, що робота розподільчої електричної мережі в умовах дії іонізуючого випромінювання буде стійкою, тому що граничне значення експозиційної дози $D_{гр} = 10^4$ (Р) більше за можливе значення дози опромінення $D_m = 143,93$ (Р). Отже, проводити заходи щодо системи стійкості роботи розподільчих електричних мереж не потрібно тому, що система стійка до іонізуючого випромінювання.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс безпосередньо на людину не діє. Приймачами ЕМІ є тіла, які проводять електричний струм: повітряні та підземні лінії зв'язку, електромережі, трубопроводи та інші металеві конструкції. В момент вибуху в них на долі секунди виникає електричний імпульс та з'являється різниця потенціалу відносно землі. Під дією цього потенціалу може утворюватися пробій ізоляції кабелів, пошкодження вхідних елементів апаратури, псування напівпровідникових приладів та інше. Великі електричні потенціали, які

виникають на вхідних пристроях, можуть бути небезпечні і для обслуговуючого персоналу.

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи, необхідно враховувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напруги на вертикальних і горизонтальних ділянках ліній.

За критерієм стійкості роботи РЕА в умовах дії електромагнітних випромінювань можна прийняти коефіцієнт безпеки:

$$K_{\sigma} = 20 \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{в(Г)}}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (5.5)$$

де $U_{\text{д}}$ - допустиме коливання напруги живлення;

$U_{\text{в(Г)}}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітних випромінювань у вертикальних (горизонтальних) струмовідних системах.

Якщо $K_{\sigma\text{в}} \geq 40\text{дБ}$ і $K_{\sigma\text{Г}} \geq 40\text{дБ}$, то система стійка в роботі, якщо $K_{\sigma\text{в}} \leq 40\text{дБ}$ і $K_{\sigma\text{Г}} \leq 40\text{дБ}$, то система нестійка в роботі.

У зв'язку з тим, що окремі елементи РЕА можуть мати різні значення коефіцієнтів безпеки, то стійкість роботи в цілому визначається мінімальним значенням коефіцієнта безпеки.

Для виконання завдання приймемо напругу живлення рівною $U_{\text{ж}} = 220\text{В}$, максимальну довжину горизонтальної струмопровідної частини електричної принципової схеми $l_{\text{Г}} = 3,5\text{м}$, максимальну довжину вертикальної струмопровідної частини електричної принципової схеми $l_{\text{в}} = 3\text{м}$ і вертикальну складову напруженості електричного поля $E_{\text{в}} = 10,38 \text{ кВ/м}$.

Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля за формулою:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{В}} , \quad (5.6)$$

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot 10,38 = 10,38 \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаються напруги наводки у струмовідних частинах:

$$U_{\Gamma} = E_{\text{В}} \cdot l_{\Gamma} , \quad (5.7)$$

$$U_{\text{В}} = E_{\Gamma} \cdot l_{\text{В}} . \quad (5.8)$$

Розраховується напруга наводки у горизонтальних і вертикальних струмовідних частинах:

$$U_{\Gamma} = 10,38 \cdot 3,2 = 3633 \text{ (В)} ,$$

$$U_{\text{В}} = 10,38 \cdot 10^{-3} \cdot 3 = 31,14 \text{ (В)} .$$

Визначається допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N , \quad (5.9)$$

де N – допустиме коливання (приймаємо $N = 5\%$).

Отже, за формулою (5.9) розраховується:

$$U_{\text{д}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В)} .$$

Коефіцієнти безпеки для вертикальної і горизонтальної складових визначаються за формулами:

$$K_{\text{бв}} = 20 \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{в}}}, \quad (5.10)$$

$$K_{\text{бг}} = 20 \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{г}}}. \quad (5.11)$$

Розрахуємо коефіцієнт безпеки для вертикальної та горизонтальної складових:

$$K_{\text{бв}} = 20 \lg \frac{231}{31,14} = 16,8 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\text{бг}} = 20 \lg \frac{231}{3633} = -21,68 \text{ (дБ)}.$$

Оскільки $K_{\text{бв}} = 16,8 < 40$ (дБ) і $K_{\text{бг}} = -21,68 < 40$ (дБ), то дана РЕА є нестійкою роботі в умовах дії електромагнітного випромінювання, тому розробимо методи щодо підвищення стійкості системи.

5.4 Розробка заходів по захисту роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу

Захист від іонізуючих випромінювань може здійснюватись шляхом використання наступних принципів:

- використання джерел з мінімальним випромінюванням шляхом переходу на менш активні джерела, зменшення кількості ізотопа;
- скорочення часу роботи з джерелом іонізуючого випромінювання;
- віддалення робочого місця від джерела іонізуючого випромінювання;
- екранування джерела іонізуючого випромінювання.

Найбільш ефективним способом підвищення стійкості роботи РЕА є екранування системи або її елементів. Для цього визначається перехідне гасіння енергії електричного поля сталевим екраном:

$$A = K_{\text{НОМ}} - K_{\text{МІН}}, \quad (5.12)$$

де $K_{\text{НОМ}}$ - номінальний коефіцієнт безпеки (40 дБ);

$K_{\text{МІН}}$ - мінімальний коефіцієнт безпеки, отриманий при розрахунку.

Визначаємо перехідне гасіння енергії електричного поля сталевим екраном:

$$A = 40 - 16,8 = 23,2 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщину стінки екрана:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.13)$$

де $f = 15000$ (Гц).

$$t = \frac{23,2}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,036 \text{ (м)}.$$

Таким чином, робота розподільчої електричної мережі в умовах дії іонізуючого випромінювання буде стійка, тому що граничне значення експозиційної дози $D_{\text{Гр}} = 10^4$ (Р) більше за можливе значення дози опромінення $D_{\text{М}} = 143,93$ (Р). Отже, проводити заходи щодо системи стійкості роботи

розподільчих електричних мереж не потрібно тому, що система стійка до іонізуючого випромінювання.

Крім того, враховуючи те, що $K_{\text{бв}} = 16,8 < 40$ (дБ) і $K_{\text{бг}} = -21,68 < 40$ (дБ), то дана РЕА є нестійкою роботі в умовах дії електромагнітного випромінювання, тому розроблені методи щодо підвищення стійкості системи і встановлені екрани.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі отримали подальший розвиток методів розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах, що полягає в розробці декомпозиції цих мереж при розв'язанні задачі.

1. Розроблено декомпозиційні методи розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах, які порівняно з існуючими методами, дозволяють зменшити об'єм вхідної інформації необхідної для розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах енергопостачальних компаній.

2. Приєднання нових споживачів до мереж енергопостачальних компаній потребує корегування вхідних реактивних потужностей. Декомпозиція мережі дозволяє зменшити кількість корегувань і відповідно затрати на їх реалізацію.

3. Обґрунтовано доцільність використання місцевих електростанцій, що дає можливість додаткового зниження втрат електроенергії.

4. Розглянуто основні питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях і проведено аналіз найважливіших факторів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы): [учеб. пособие для вузов] – М. : Высшая школа, 1975.– 280с.
3. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. – М. : Энергоиздат, 1981. – 200 с.
4. Ковалев И. Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей.– М. : Энергоатомиздат, 1990.–200 с.
5. Демов О. Д. Оптимізація процесу установлення компенсувальних установок в розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній : монографія / О. Д. Демов. – Вінниця : ВНТУ, 2016. – 98 с.
6. Григораш Ю. А., Демов О. Д., Бандура О. І. Розрахунок поетапного установлення конденсаторних установок в розподільні міські електричні мережі // Проблеми і перспективи енергозбереження комунального господарства і промислових підприємств: міжнар. наук. сем.,: тези допов. – Луцьк, 2010. – С. 65-68.
7. Павловський В.В., Куденко Г. Е. Инженерный расчет потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов. // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. – С. 17-22.
8. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М. : Энергоиздат, 1981. – 216 с.
9. Козлов В.А. Городские распределительные электрические сети. – Л. : Энергия, 1971. – 280 с.
10. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. – М. : Энергия, 1969. – 456 с.
11. Солдаткина Н.А. Электрические сети и системы. – М. : Энергия, 1972. – 272 с.
12. Маркович И.М. Режимы электрических систем . – [изд 4-е, переработ. и доп.] – М. : Энергия, 1969. – 352 с.
13. Электрические системы, Т.2. Электрические сети / под ред. В.А. Веникова. – М. : Высшая школа, 1971. – 438 с.

14. Холмский В.Г., Щербина В.Г., Колесников С.В. Решение проектной задачи оптимального распределения реактивных мощностей методом потенциалов затрат // Электрические сети и системы. – 1968. – Львов : Вища школа – вип.4 – С. 69.
15. Мельников Н.А., Солдаткина Н.А. Регулирование напряжения в электрических сетях – М. : Энергия, 1968. – 124 с.
16. Економіка підприємства. Під ред. С.Ф. Покропивного. В 2 т. К.: Хвиля-Прес. – 1995. – 782 с.
17. Железко Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях // Электричество. – 1992. – №5. – С. 6 – 12.
18. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. – Москва : ЭНАС, 2009. – 456 с.
19. Глазунов А. А. Электрические сети и системы : – [изд 4-е, переработ. и доп.] / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – Москва : Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.
20. Зорин В.В. Моделирование и оптимизация режимов электрических сетей. Автореф. дис. д-ра техн. наук: 05.14.02/ Моск. энерг. ин-т. – М., 1983. – 34 с.
21. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях [Утв. Госэнергонадзором СССР 30.08.73] –М.: Энергия, 1974. – 73 с.
22. Основы построения промышленных сетей / Г.М. Каялов, Є.А.Каждан, И.Н.Ковалев, Э.Г.Куренный. – М.: Энергия, 1978 – 112 с.
23. Гительсон С.М. Экономические решения при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1971. –256 с.
24. Грейсух М.В., Лазарев С.С. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий: Энергоатомиздат , 1971 – 312 с.
25. Руководящие указания по повышению коэффициента мощности в установках потребителей электрической энергии. – М.: Госэнергоиздат, -1961.
26. Гудко Є.І., Демов О.Д., Терешкевич Л.Б. Про доцільність установлення конденсаторних батарей у промислових електричних мережах у сучасних економічних умовах // Енергетика и электрификация, 1997. – №2 – С. 12
27. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
28. Рогальський Б. С. Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. – Вінниця : УНІВЕРСУМ, 2006. – 236с.
29. Рогальський Б.С. Методи розрахунку електроспоживання і компенсуючих установок та системи управління ними(на промислових

підприємствах, включаючи нерудні кар'єри). Дис. д-ра техн. наук: 05.09.03 – Дніпропетровськ, 1999. – 301с.

30. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами// Офіційний вісник України. – 2002. – №6. – С. 25 – 31.

31. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача)[Затверджено наказом № 1 Міністерством палива та енергетики України від 05.01.2006 р.]

32. Карпов Ф. Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. – М. : Энергия, 1975. – 184 с

33. Козырь В.Н. Исследования условия оптимальной компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий. Автореф. дис. канд. техн. наук: 05.09.03 / Моск. энерг. ин-т. – М., 1973. – 29с.

34. Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин Модели оптимизации развития энергосистем. – М. : Высшая школа, 1987. – 272 с.

35. Дале В.А., Кришан З.П., Паэгле О.Г. Динамическое программирование в расчетах развития электрических сетей. Рига, 1969. – 120 с.

36. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Мелентьев Л. А. – М. : Высшая школа, 1976. – 336 с.

37. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем – Москва : Энергоиздат, 1981. – 464 с.

38. Горнштейн В. М., Мирошниченко Б. П., Пономарев А. В. Методы оптимизации режимов энергосистем. - М. : Энергия. – 1981. – 336с.

39. Веников В. А. Электрические системы. Кибернетика электрических систем / Под ред. Веникова В. А. – М. : “Высшая школа”, 1974. – 328 с.

40. Горбачов В. О. Технології моделювання систем. Харків “Компанія СМІТ”, 2005. – С. 180.

41. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

42. Бусленко Н.П., Калашников В.В., Коваленко И. В. Лекции по теории сложных систем – М. : Советское радио, 1973 – 440с.

43. Журавлев В.Г., Арион В.Д. Применение принципа сокращения схемы для наиболее выгодного размещения источников реактивной мощности. // Промышленная энергетика – 1976. – № 4. – С. 36-39.

44. Сиуда И.П., Свешников В. И. Алгоритм расчета мощности компенсирующих устройств в сетях электроэнергетических систем. // Известия академии наук СССР, 1978. – № 2. – С. 148 - 152.

45. Зорин В. В., Демов А. Д. Особенности определения мест установки и мощности батарей конденсаторов в узлах городской сети. Республиканский межведомственный научно–технический сборник: Электрические сети и системы. – Львов: Вища школа, 1981, вып. 17.

46. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. // Промышленная энергетика. – 1990 г. – №7. – 50-55 с.

47. Инструкция по системному расчету реактивной мощности в электрических сетях. – М. : Союзтехэнерго, 1981. – 25с

48. Шидловский А.К., Борисов Б.П. Симметрирование однофазных и двухплечевых электротехнологических установок. – К.: Наукова думка, 1977. – 160с.

49. Шидловский А.К., Музыченко О.Д. Симетруючі пристрої. К.: Техніка, 1970. – 164с.

50. Толасов А.Г. Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена. // Электрические станции. – 2002 – №1. – 20-25 с.

51. Демов О.Д. Планування електроспоживання промислових підприємств та управління ним. Монографія : УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2001. – 103с

52. Черемісін М.М., Романченко В.І. Економічні розрахунки в інженерній діяльності (на прикладах задач електроенергетики). – Харків “Факт”, 2006. – с. 168.

53. Демов О.Д., Свиридов М.П., Паламарчук О.П., Захаров В.В. Метод коректування вхідних реактивних потужностей //Електронний журнал “Наукові праці Вінницького національного університету”.-2008.- №1.

54. Демов О. Д. Паламарчук О. П. Коригування вхідних реактивних потужностей споживачів з урахуванням економічної стійкості. // Технічна електродинаміка, 2009. – № 5. – С. 44 – 47.

55. Демов О. Д., Паламарчук О. П. Оптимізація процесу коректування вхідних реактивних потужностей споживачів // Тези доп. ІХ міжнар. конф. КУСС – 2008. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця. – С. 151.

56. Дюбин Г. Н., Суздаль В. Г. Введение в прикладную теорию игр. / М. : Наука. – 1981. – 336 с.

57. Демов О.Д., Гуменна Н.М., Паламарчук О.П., Захаров В.В.
Використання сільських електростанцій для зниження втрат електроенергії в електричних мережах. „Енергетика і електрифікація” № 8, 2007. С. 37-40.

58. Використання місцевих електростанцій для компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах енергопостачальних компаній / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук, В. В. Захаров, Н. М. Гуменна. // Промелектро, 2007.– № 3.–С.23 – 26.

59. Ще раз про доцільність використання місцевих електростанцій для компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах енергопостачальних компаній / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук, В. В. Захаров, Н. М. Гуменна. // Промелектро, 2008. – № 2. – С. 44 – 46.

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

“ ____ ” _____ 2019р._____
“ ____ ” _____ 2019 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему: «Оптимізація процесу впровадження конденсаторних установок в
розподільні електричні мережі мікрорайону м. Вінниці»

08-17.МКР.002.00.125 ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доцент Демов О.Д. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 18м

Гаптенко Б.С. _____
(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) потреба в розробці методу поетапного встановлення установок в розподільчі електричні мережі;
- б) наказ про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – додаткове зниження втрат електроенергії за рахунок вдосконалення та встановлення методів розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах енергопостачальних компаній та їх реалізації;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Електричні схеми частини розподільчих мереж мікрорайону «Вишенька» м.Вінниця

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Вступ	03.09.2013	13.09.2013	
2	Аналіз існуючих методів	16.09.2013	27.09.2013	
3	Розробка теоретичних розділів	30.09.2013	28.10.2013	Метод встановлення КУ
4	Розробка економічної частини	29.10.2013	04.11.2013	
5	Розробка розділу з ОП та безпеки в НС	30.10.2013	05.11.2013	
6	Аналіз виконання ІЗ. Висновки	06.11.2013	11.11.2013	
7	Попередній захист МКР	25.11.2013	25.11.2013	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовами.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)

Відсутні.

ДОДАТОК Б

Слайди звітної презентації по виконаній роботі

2

- **Метою роботи** є: додаткове зниження втрат електроенергії за рахунок вдосконалення та впровадження методів розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах енергопостачальних компаній та їх реалізації.
- **Об'єктом дослідження** є розподільні електричні мережі 6-10 кВ енергопередавальних організацій та споживачів.
- **Предметом дослідження** є процеси впровадження компенсуючих приладів та їх використання в розподільних електричних мережах 6-10 кВ.

3

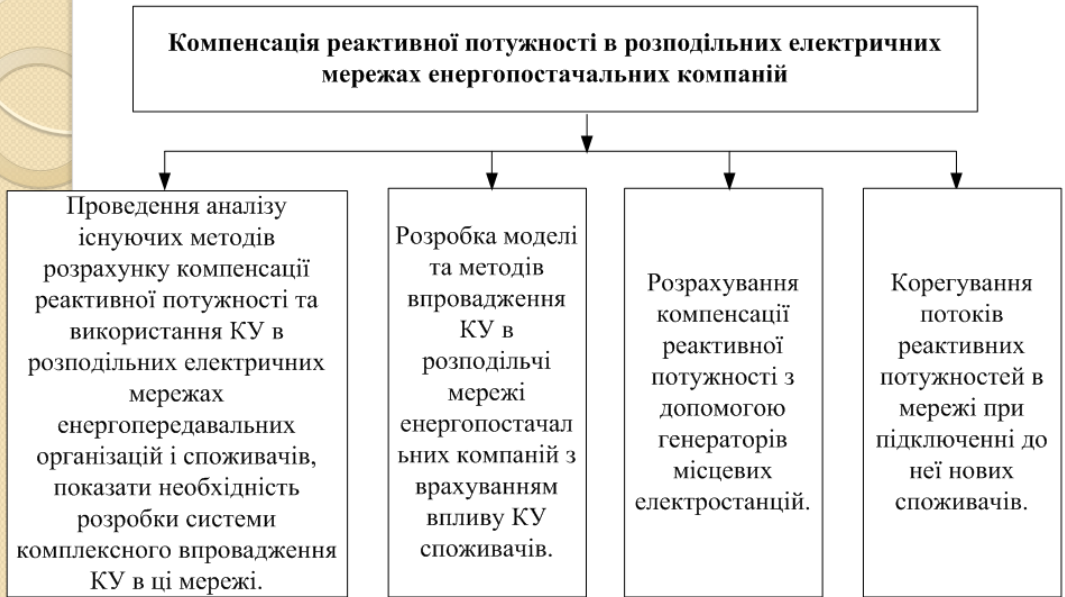


Рис. 1 – Задачі оптимізації процесу впровадження конденсаторних установок

4

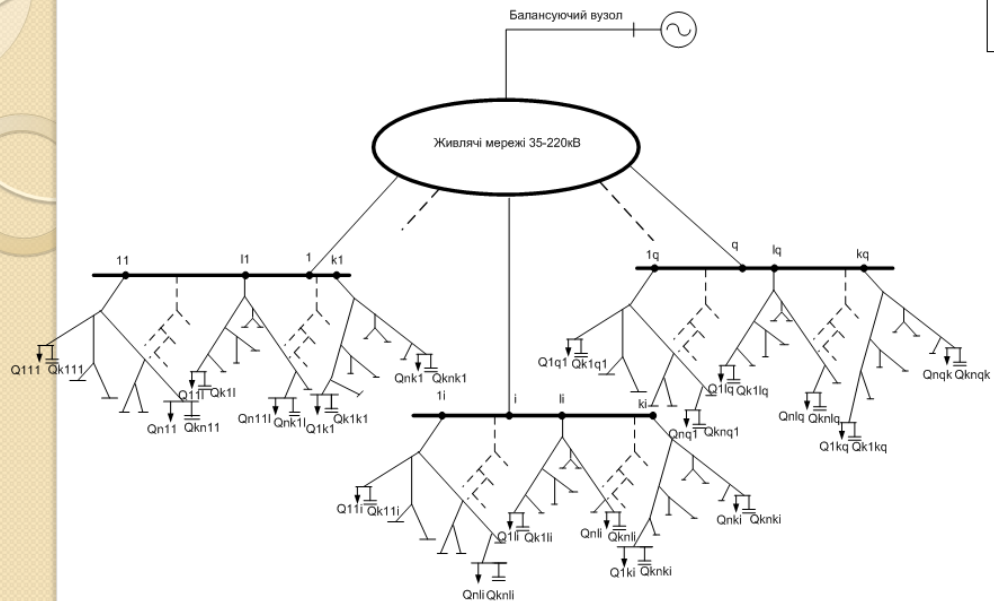


Рис. 2 - Розрахункова схема при оптимізації потоків реактивної потужності в розподільних електричних мережах

Ця схема представлена як дві підсистеми: живильні та розподільчі мережі. З рисунка видно, що розподільчі мережі складаються з q розподільчих підсистем, $i = 1, \dots, q$, а i -та розподільча підсистема складається з k_i розподільчих дерев, $l_i = 1, \dots, k_i$. Мережа дерева l_i є розімкнутою і має n_{li} навантажувальних вузлів, $S_{li} = 1, \dots, n_{li}$.

5

Сумарне зниження втрат визначається як:

$$\delta P_{\Sigma} = \frac{2Q_{ksli}}{U_H^2} \cdot \left(\sum_{sli=1}^{sli=nli} Q_{sli} \cdot R_{psli} + R_{sli sli} \cdot \left(Q_{sli} - \frac{Q_{ksli}}{2} \right) + \sum_{f=1}^{f=p} Q_p \cdot R_{pf}^{ж} + R_{pp}^{ж} \cdot \left(Q_p - \frac{Q_{ksli}}{2} \right) \right) \quad (1)$$

З формули видно, що установлення КУ потужністю в різних вузлах дерева li дає різну величину .

$$\delta P_{psli}^{max} = \max_{sli=1}^{nli} (\delta P_{psli}), \quad (2)$$

Функція відображає залежність максимального зниження втрат на кожному етапі від величини сумарної потужності $Q_{k\Sigma}$.

$$Q_{k\Sigma}^0 = f_3^{-1}(Q_{k\Sigma}) \quad (3)$$

6

Приклад визначення послідовності встановлення КУ

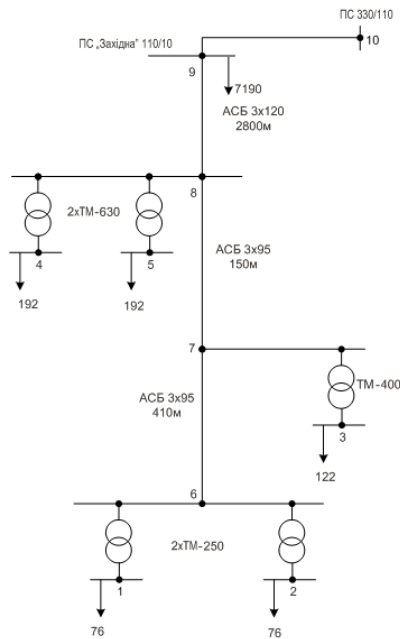


Рис. 3 - Розрахункова схема ділянки РМ

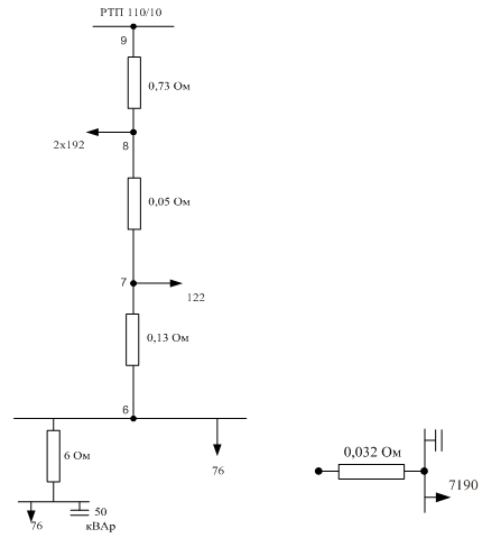


Рис. 4 - Розрахункова схема відповідно розробленого методу декомпозиції: а) – розподільні мережі; б) – живильні мережі.

7

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{11} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 122 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 797,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

На кожному етапі було знайдено максимальні зниження втрат і відповідні місця установлення КУ. В результаті отримано, що КУ доцільно установлювати послідовно в таких вузлах: 3–4–5–1–2–4–5–3–4–5.

При установленні на першому етапі в живильній мережі КУ потужністю 50 квар зниження втрат активної потужності в цій мережі визначиться як:

$$\delta(\Delta P)_1 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 50 - 50^2) \cdot 0,032 = 229,28 \text{ (Вт)}.$$

Аналогічно знаходимо величини $\delta(\Delta P)$ для потужностей 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500 кВАр.

8

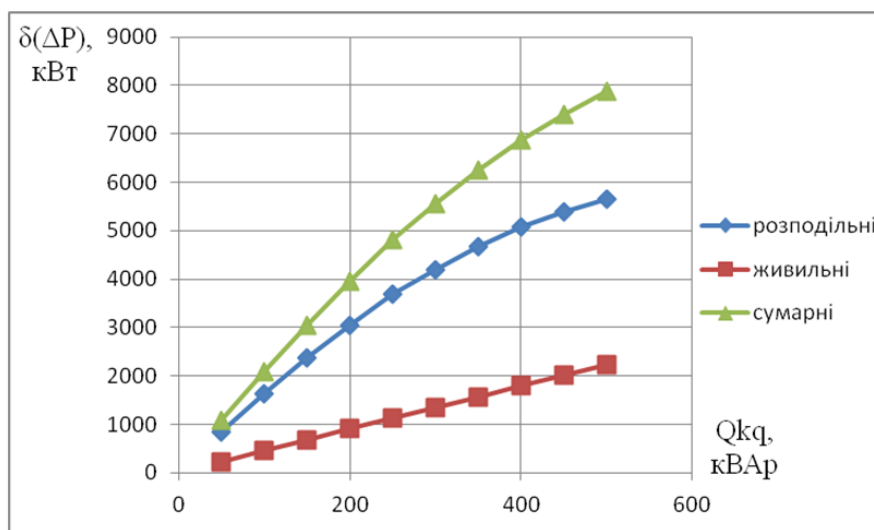


Рис. 5 - Графіки функції зниження втрат відповідно в розподільних, живильних мережах та їх сумарного зниження від сумарної потужності КУ

Приклад №2 визначення послідовності встановлення КУ

9

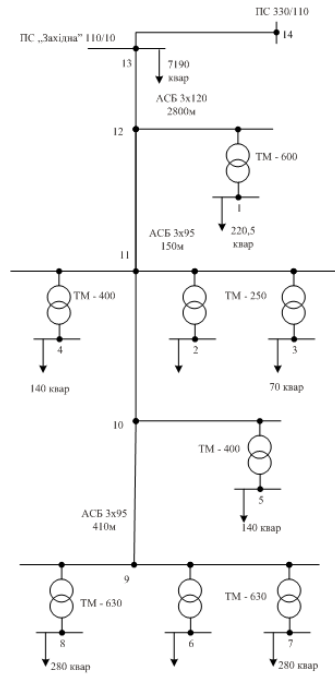


Рис.6 - Розрахункова схема ділянки РМ

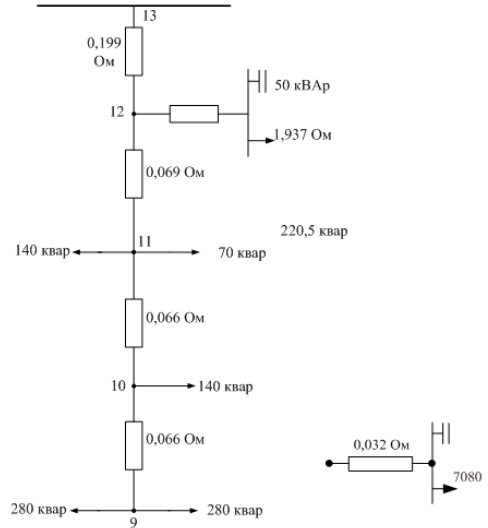


Рис. 7 - Розрахункова схема відповідно розробленого методу декомпозиції: а) – розподільні мережі; б) – живильні мережі.

10

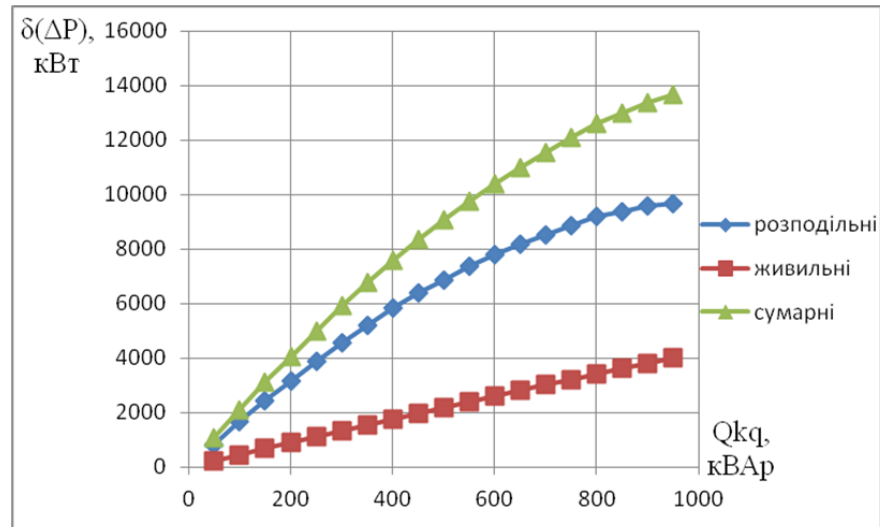


Рис. 8 - Графіки функції зниження втрат відповідно в розподільних, живлячих мережах та їх сумарного зниження від сумарної потужності КУ

11

Математична модель оптимізації процесу коригування ВРП запишеться так:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^p \delta z_i^{\max}(Q_{ki}) \rightarrow \max, \\ p \rightarrow \min, \\ \sum_{i=1}^p \delta z_i^{\max}(Q_{ki}) > z_{\text{пот}} - z_{\text{опт}}(1 + \xi_3), \end{cases} \quad (4)$$

$\delta z_i^{\max}(Q_{ki})$ – максимальне зниження затрат на i -ому кроці коригування ВРП;
 Q_{ki} – значення потужності КУ в i -ому вузлі після коригування;
 p – кроки коригування ВРП.

12

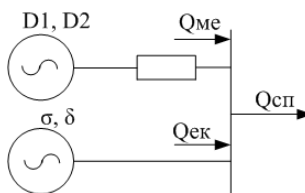


Рис.9 - Заступна схема підключення місцевої електростанції до вузла мереж енергопостачальної компанії

$Q_{ек}$, $Q_{ме}$ - реактивні потужності, споживачам відповідно від ЕК та МЕ;

$Q_{сп}$ - середнє реактивне навантаження споживачів;

D_1, D_2 - технічні характеристики генератора МЕ;

σ, δ - еквівалентні економічні характеристики енергосистеми, які визначають втрати активної потужності в мережах енергосистеми при передачі по них потужності.

$$\Delta P = \sigma(Q_{сп} - Q_{ме}) + \frac{\delta}{2}(Q_{сп} - Q_{ме})^2 + \frac{D_1}{Q_H} Q_{ме} + \frac{D_2}{Q_H^2} Q_{ме}^2 + \frac{Q_{ме}^2}{U_H^2} \cdot r \quad (5)$$

$$Q_{ме}^o = \frac{\sigma + \delta Q_{сп} - \frac{D_1}{Q_H}}{\delta + 2\left(\frac{D_2}{Q_H^2} + \frac{r}{U_H^2}\right)} \quad (6)$$

13

$$\begin{aligned}
 Z = & \left(\sigma Q_{\text{ек}} + \frac{\delta}{2} Q_{\text{ек}}^2 + \frac{D_1}{Q_{\text{н}}} Q_{\text{ме}} + \frac{D_2}{Q_{\text{н}}^2} Q_{\text{ме}}^2 + \frac{r}{U_{\text{н}}^2} Q_{\text{ме}}^2 + \frac{(Q_{\text{ме}} + Q_{\text{ек}})^2 r_{\text{рм}}}{U_{\text{н}}^2} \right) T\tau + \\
 & + z_{\text{кн}} (Q_{\text{сп}} - Q_{\text{ме}} - Q_{\text{ек}}) \rightarrow \min; \\
 & Q_{\text{ме}} + Q_{\text{ек}} < Q_{\text{сп}}
 \end{aligned} \quad (7)$$

Відповідно знаходимо оптимальні значення величин:

$$Q_{\text{ме}}^{\circ} = \frac{\frac{z_{\text{кн}} U_{\text{н}}^2}{2T\tau} - \frac{D_1}{Q_{\text{н}}} \left(\frac{U_{\text{н}}^2}{2r_{\text{рм}}} + \frac{1}{\delta} \right) + \frac{\sigma}{\delta}}{1 + \frac{D_2}{Q_{\text{н}}^2} \left(\frac{1}{r_{\text{рм}}} + \frac{2}{\delta} \right) + \frac{r}{U_{\text{н}}^2 Q_{\text{н}}^2 \delta}} \quad (8)$$

$$Q_{\text{ек}}^{\circ} = \frac{D_1}{Q_{\text{н}} \delta} - \frac{\sigma}{\delta} + \frac{2D_2}{Q_{\text{н}}^2 \delta} \quad (9)$$

$$Q_{\text{ку}}^{\circ} = Q_{\text{сп}} - Q_{\text{ме}}^{\circ} - Q_{\text{ек}}^{\circ} \quad (10)$$

14

Вихідні дані:

Номинальна величина активної потужності $P_{\text{н}} = 2500 \text{ кВт}$; $D_2 = 12,2 \text{ кВт}$;

$D_1 = 19,6 \text{ кВт}$; $Q_{\text{н}} = 1290 \text{ кВАр}$; $U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$; $\sigma = 0,017 \text{ кВт/кВАр}$;

$\delta = 8 \cdot 10^{-6} \text{ кВт/кВАр}^2$; $\alpha = 1,08 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$; $\beta = 0,4 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$; $r_{\text{рм}} = 0,5 \text{ Ом}$.

Сільська електростанція підключена до вузла ЕК кабелем ААБ

3×150 довжиною $0,250 \text{ км}$ з питомим опором $r_0 = 0,256 \text{ Ом/км}$.

Середнє реактивне навантаження споживачів 2500 кВАр . Тривалість роботи електростанції протягом року: $T = 3000 \text{ год}$.

Приклад розрахунку використання місцевих електростанцій при розв'язанні задачі

15

1. Розв'язуємо задачу по мінімуму втрат потужності

$$Q_{\text{me1}}^{\circ} = \frac{0,017 + 8 \cdot 10^{-6} \cdot 2500 - \frac{19,6}{1290}}{8 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot \left(\frac{12,2}{1290^2} + \frac{0,064 \cdot 10^{-3}}{10^2} \right)} = 910,771 \text{ (кВАр)}$$

$$\delta P_1 = 910,771 \cdot (0,017 + 8 \cdot 10^{-6} \cdot (2500 - \frac{1}{2} \cdot 910,771)) - \frac{19,6}{1290} - \frac{12,2}{1290^2} \cdot 910,771 = 10,462 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{\text{ек1}}^{\circ} = Q_{\text{сп}} - Q_{\text{me1}}^{\circ} = 2500 - 910,771 = 1589,229 \text{ (кВАр)}$$

2. Розв'язуємо задачу по приведеним затратам

$$Q_{\text{me}}^{\circ} = \frac{\frac{100 \cdot 10^2}{2 \cdot 3000 \cdot 0,4} - \frac{19,6}{1290} \left(\frac{10^2}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{8 \cdot 10^{-6}} \right) + \frac{0,017}{8 \cdot 10^{-6}}}{1 + \frac{12,2}{1290^2} \left(\frac{1}{0,5} + \frac{2}{8 \cdot 10^{-6}} \right) + \frac{0,064 \cdot 10^{-3}}{10^2 \cdot 1290^2 \cdot 8 \cdot 10^{-6}}} = 80,634 \text{ (кВАр)}$$

$$Q_{\text{ек}}^{\circ} = \frac{19,6}{1290 \cdot 8 \cdot 10^{-6}} - \frac{0,017}{8 \cdot 10^{-6}} + \frac{2 \cdot 12,2}{1290 \cdot 8 \cdot 10^{-6}} = 2139 \text{ (кВАр)}$$

$$Q_{\text{ку}}^{\circ} = 2500 - 80,634 - 2139 = 280,366 \text{ (кВАр)}$$

16

Висновки

- Розроблено декомпозиційні методи розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах, які порівняно з існуючими методами, дозволяють зменшити об'єм вхідної інформації необхідної для розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах енергопостачальних компаній.
- Приєднання нових споживачів до мереж енергопостачальних компаній потребує корегування вхідних реактивних потужностей. Декомпозиція мережі дозволяє зменшити кількість корегувань і відповідно затрати на їх реалізацію.
- Обґрунтовано доцільність використання місцевих електростанцій для компенсації реактивної потужності розподільчих мереж, що дає можливість додаткового зниження втрат електроенергії.
- Розглянуто основні питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях і проведено аналіз найважливіших факторів.