

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: «Компенсація реактивної потужності в Вінницьких міських  
електромережах »

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-18м  
спеціальності \_\_\_\_\_

141

”Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка”

Івашківський І. Ф.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доц. Демов О.Д.

(прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2020 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

“     ”     2020року

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

Івашківський Ігор Федорович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Компенсація реактивної потужності в Вінницьких міських електромережах

Керівник роботи Демов Олександр Дмитрович к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від “ 06” 03 2020року №75

2. Строк подання студентом роботи 25.05.20

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

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Аналіз існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах і задачі дипломної роботи. Методи розрахунку впровадження конденсаторних установок в розподільчі мережі енергопостачальних компаній. Оптимізація впровадження конденсаторних установок по мінімуму втрат. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

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. ЕСЕМ		
Економічна частина	Демов О.Д., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., проф.,		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз існуючих методів	27.02.2020	
2	Розробка теоретичних розділів	28.02.2020	
3	Розробка економічної частини	04.03.2020	
4	Розробка розділу з ОП та безпеки в НС	05.03.2020	
5	Виконання індивідуального завдання	30.04.2020	
6	Попередній захист МКР	25.05.2020	

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)Івашківський І.Ф.  
(прізвище та ініціали)Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)Демов О.Д.  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Івашківський І. Ф. Компенсація реактивної потужності в розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній. Магістерська кваліфікаційна робота. Спеціальність 141, ФЕЕМ. Кафедра ЕСЕЕМ – Вінниця: ВНТУ, 2020 – 92с.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено аналіз існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах та методів по розв'язанню задач в розподільних мережах енергопостачальних компаній та споживачів. Розроблено методи оптимізації впровадження КУ по мінімуму приведених затрат та по мінімуму втрат потужності. Приведено покроковий розрахунок компенсації реактивної потужності в розподільних мережах. Показано взаємний вплив реактивних навантажень споживачів при розрахунку компенсації реактивної потужності. Розглянуто питання охорони праці та безпеки в навколишньому середовищі.

Рисунків -20

Таблиць - 7

Бібліографій 59

## ANNOTATION

Iwashkiwski I. Compensation de puissance réactive dans la distribution de l'énergie électrique. Le travail de qualification de Maître. Spécialité 141. FEEM. Département ESEEM - Vinnitsa: VNTU, 2020 – 92c.

Dans l'épreuve de qualification du maître analyse les méthodes actuelles de calcul de la compensation de puissance réactive dans les réseaux électriques et moyens de résoudre les problèmes dans les réseaux de distribution, les services publics d'électricité. Méthodes pour l'optimisation de la mise en œuvre de CI à un coût minimum et une réduction des pertes d'énergie au minimum. Calcul actuelle étape de compensation de puissance réactive dans les réseaux de distribution. Un exemple de la puissance réactive d'entrée correcte. La question de la sécurité dans l'environnement.

Pictures - 20

Tableaux - 7

Bibliographes – 59

ЗМІСТ.....	
ВСТУП.....	6
1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ І ЗАДАЧІ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ.....	8
1.1 Аналіз існуючих методів розрахунку КРП в розподільних електричних мережах .....	8
1.2 Задачі магістерської роботи .....	23
2 РОЗРАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ВІННИЦЬКИХ МІСЬКИХ МЕРЕЖАХ	
2.1 Формування функцій зниження втрат активної потужності .....	24
2.2 Покрокова компенсація реактивної потужності .....	29
2.3 Розрахунок компенсації реактивної потужності в Вінницьких міських мережа .....	
3 АНАЛІЗ ВЗАЄМНОГО ВПЛИВУ СПОЖИВАЧІВ ВІННИЦЬКИХ МІСЬКИХ МЕРЕЖ ПРИ КОМПЕНСАЦІЇ ЇХ РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	
3.1 Моделі взаємного впливу реактивних навантажень споживачів при компенсації реактивної потужності.....	33
3.2 Аналіз взаємного впливу споживачів Вінницьких міських мереж при компенсації їх реактивних навантажень	
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	
4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта .....	
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії .....	
4.2.1 Мікроклімат .....	
4.2.2 Склад повітря робочої зони.....	

4.2.3 Освітлення робочої зони .....	
4.2.4 Виробничий шум .....	
4.2.5 Вібрація .....	82
4.3 Дослідження стійкості розподільчої електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників НС .....	83
4.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії іонізуючого випромінювання .....	85
4.3.2 Дослідження стійкості роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	87
4.4 Розробка заходів по захисту роботи розподільчої електричної мережі в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу .....	89
ВИСНОВКИ .....	92
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	93
ДОДАТКИ .....	

## ВСТУП

Актуальність роботи. Установлення компенсаючих 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 впровадження 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 енергопостачальних компаній 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.

Таким чином, метою даної роботи є: додаткове зниження втрат електроенергії за рахунок вдосконалення та впровадження методів розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах енергопостачальних компаній 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 енергопередавальних організацій і споживачів, показати необхідність розробки системи комплексного впровадження КУ в ці мережі.

2. Розробка моделі та методів впровадження КУ в розподільчі мережі енергопостачальних компаній з врахуванням впливу КУ споживачів.

**Об'єктом** дослідження магістерської дипломної роботи є Вінницькі міські розподільні електричні мережі 6-10 кВ.

**Предметом** дослідження магістерської дипломної роботи є процеси впровадження компенсуючих приладів та їх використання в Вінницькі міські розподільні електричні мережі 6-10 кВ.

**Наукова новизна** одержаних результатів. Розроблено новий метод розрахунку послідовності установа висковольтних КУ, який на відміну від існуючих забезпечує використання нерегульованих висковольтних конденсаторних установок і відповідно зниження затрат на їх монтаж та експлуатацію.

# 1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ. ЗАДАЧІ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

Останнім часом втрати в електричних мережах України зросли до рівня, який майже вдвічі перевищує аналогічні показники західних країн [7]. Значного зниження цих втрат можна досягти за рахунок компенсації реактивної потужності (КРП) в них. Біля 80% ефекту від заходів по енергозбереженню приходить на КРП [1]. 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 розподільних 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. Показниками компенсації реактивної потужності в електричних мережах електропостачальних компаній 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 впровадження КУ, як один з заходів по зниженню втрат електроенергії, доцільність інвестування яких очевидна, то найкращий варіант впровадження доцільно шукати по мінімуму приведених затрат [16].

При розв'язанні вказаної задачі необхідно враховувати зміну рівнів напруги і пропускну спроможність елементів мережі [3].

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 устанавлення компенсуючих установок в мережах по критерію мінімуму приведених затрат.

Проведено аналіз математичних методів, які доцільно використовувати при оптимізації потоків реактивної потужності[13].

Якщо розглядати впровадження КУ, як один з заходів по зниженню втрат електроенергії, доцільність інвестування яких очевидна, то найкращий варіант впровадження 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 [15, 16].

Таким чином, не враховується вплив КУ розподільних мереж в на стан живильних.

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 енергопостачальних компаній розглянуто в [10, 17, 19, 20].

У роботах [12, 19, 21] розроблені основні положення розрахунку впровадження компенсуювальних 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. При цьому не враховується вплив розподільних мереж ЕК. В [23, 24] викладені положення розв'язані задачі відповідно мінімальних втрат потужності. Але 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 обгрунтовано.

В сучасних економічних умовах задачу доцільно розв'язувати відповідно прибутку, рентабельності [26].

Фізично будь-яке рішення по компенсації реактивної потужності в розподільних мережах впливає на рішення цієї задачі в мережах енергосистеми і навпаки. Відповідно розрахунки потрібно проводити одночасно, як для мереж енергосистеми, так і споживачів[21, 26, 27-31].

Оскільки фінансові можливості обленерго є обмеженими, то вони встановлюють КУ поступово, табл. 1.1

Таблиця 1.1 - Дані про динаміку рівня оснащення компенсувальними установками в розподільних мереж ПАТ “Вінницяобленерго”.

Роки	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Рівень компенсування, квар/кВт, %	53	54	51	45	37	43	46

З табл. 1.1 видно, що компенсувальні установки У в мережах ПАТ “Вінницяобленерго” впроваджуються поетапно.

Таким чином, на сьогоднішній день виникає необхідність в розробці методу розрахунку впровадження компенсувальних установок в розподільні мережі ЕК.

Рішення задачі з урахуванням зростання реактивних навантажень запропоноване в [32, 33, 34, <sup>35</sup>], а в [5] – з урахуванням розвитку для нових мереж мереж. Але відсутні методи оптимізації процесу впровадження КУ для існуючих мереж.

Таким чином в існуючих методах розрахунку КРП не розглядається одночасне розв'язання задачі для розподільних та живильних мереж ЕК. При цьому застосовуються методи декомпозиції [36-49].

На основі системного підходу розрахунки КРП необхідно проводити одночасно для мереж енергосистеми і споживачів. З іншої сторони підприємства самостійно вирішують доцільність інвестування придбання КУ.

Таким чином, виникає необхідність в розробці методу розрахунку впровадження КУ в Вінницькі міські мережі, який би враховував взаємний вплив рішень по КРП в них та мережах споживачів.

## **2 РОЗРАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ВІННИЦЬКИХ МІСЬКИХ МЕРЕЖАХ**

### **2.1 Формування функцій зниження втрат активної потужності від установаження КУ в Вінницьких міських мережах**

Електропостачання споживачів м. Вінниці представлено схемою на рис. 2.1. Проведемо аналіз функції зниження втрат для цієї схеми.

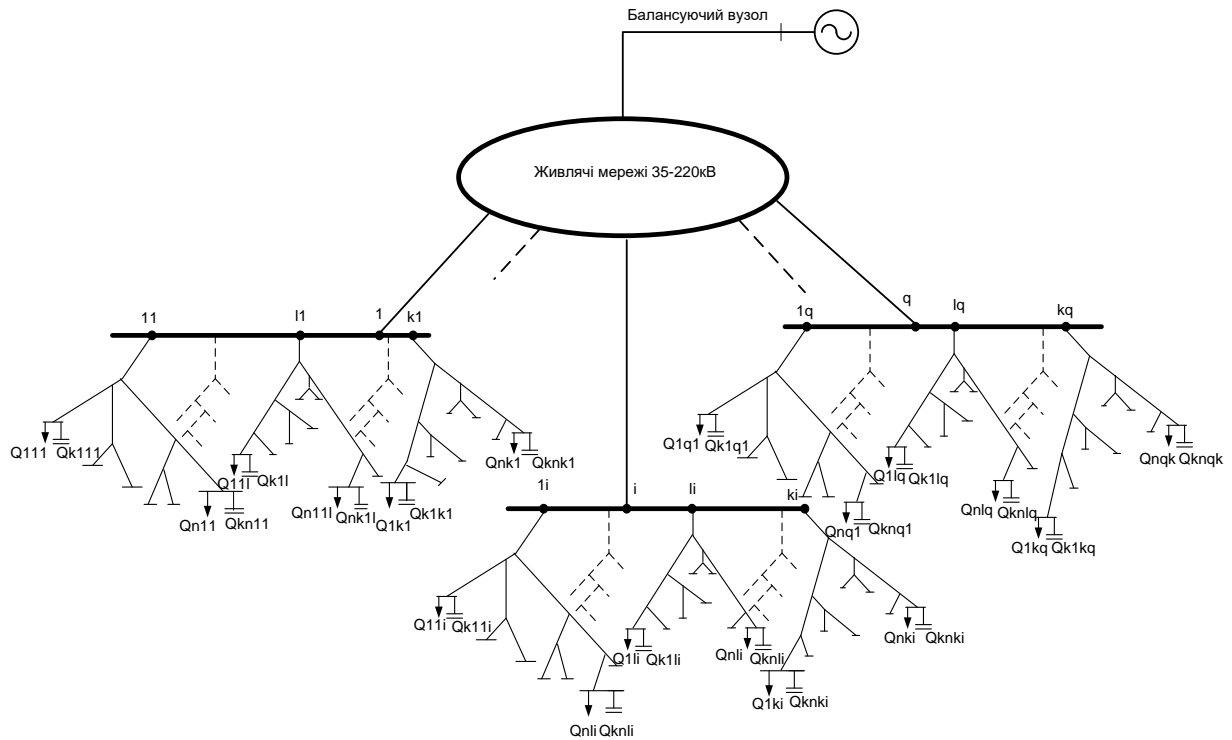


Рис. 2.1 - Розрахункова схема при розрахунку КРП в Вінницьких міських мережах розподільних електричних мережах

З рисунка видно, що Вінницькі міські мережі складаються з  $q$  розподільчих підсистем,  $i = 1, \dots, q$ , а  $i$ -та розподільча підсистема складається з  $k_i$  розподільчих дерев,  $l_i = 1, \dots, k_i$ .

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 живлячій та розподільчих мережах.

Втрати в живильній мережі:

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

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

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

Реактивне навантаження  $i$  – ої живильної мережі

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

$$\text{де } Q_{\text{лі}} = \begin{vmatrix} Q_{1\text{лі}} \\ Q_{2\text{лі}} \\ \cdot \\ \cdot \\ Q_{n\text{лі}} \end{vmatrix} - \text{матриця навантажень 1 дерева } i\text{-ої підсистеми.}$$

Втрати в мережах 1 дерева можна записати як:

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

де  $R_{\text{лі}}$  – матриця вузлових активних опорів 1 дерева.

Втрати потужності в мережах  $i$ -ої розподільчої підсистеми:

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

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

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

Відповідно втрати потужності :

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

Установлення КУ в розподільних мережах зумовлює зміну втрат в живильних і розподільних. Знайдемо ці величини.

При установленні КУ в  $s$ -ому вузлі  $l_i$  дерева:

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

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

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

$R_{ii}$  - вхідний опір  $i$  -го вузла.

Схема відповідно формули представлена на рис.2.2.

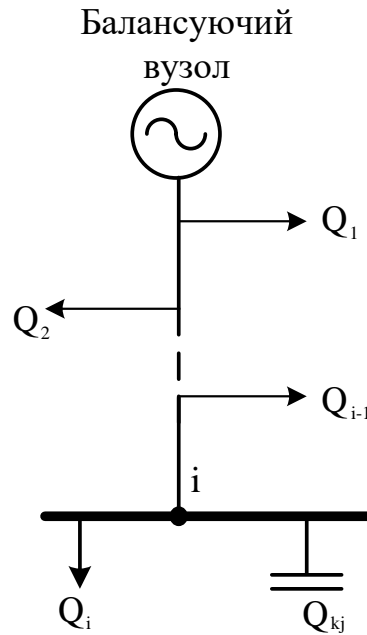


Рис. 2.2 – Схема живлячих мереж м.Вінниці.

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

$$Q_i = \sum_{li=li}^{ni} Q_{li}, \quad Q_i - \text{реактивне навантаження } i - \text{ої підсистеми.}$$

Зниження втрат в розподільній мережі м.Вінниці:

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

Структурна модель цієї формули показана на рис. 2.3.

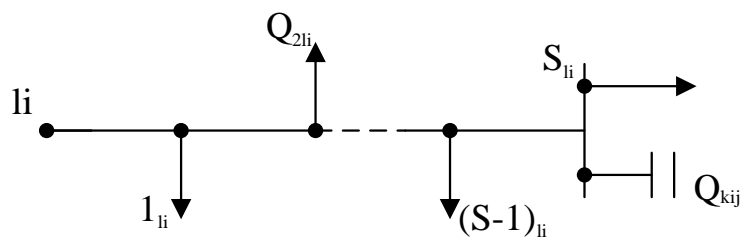


Рис. 2.3 – Структурна модель формули 2.9

Сумарне зниження:

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

Формула (2.10) дає можливість вибрати місце установлення КУ, яке забезпечує найбільше зниження втрат.

## 2.2 Покрокова компенсація реактивної потужності

Дефіцит коштів проводить зумовлює установлення КУ в усіх вузлах розподільних мереж м.Вінниці. З іншої сторони можливість розв'язання задачі в окремих частинах мережі мало залежить від її розв'язання в інших частинах мережі.

Доцільно розглянути установлення КУ в мережах одного дерева (це можуть бути тільки мережі споживача).

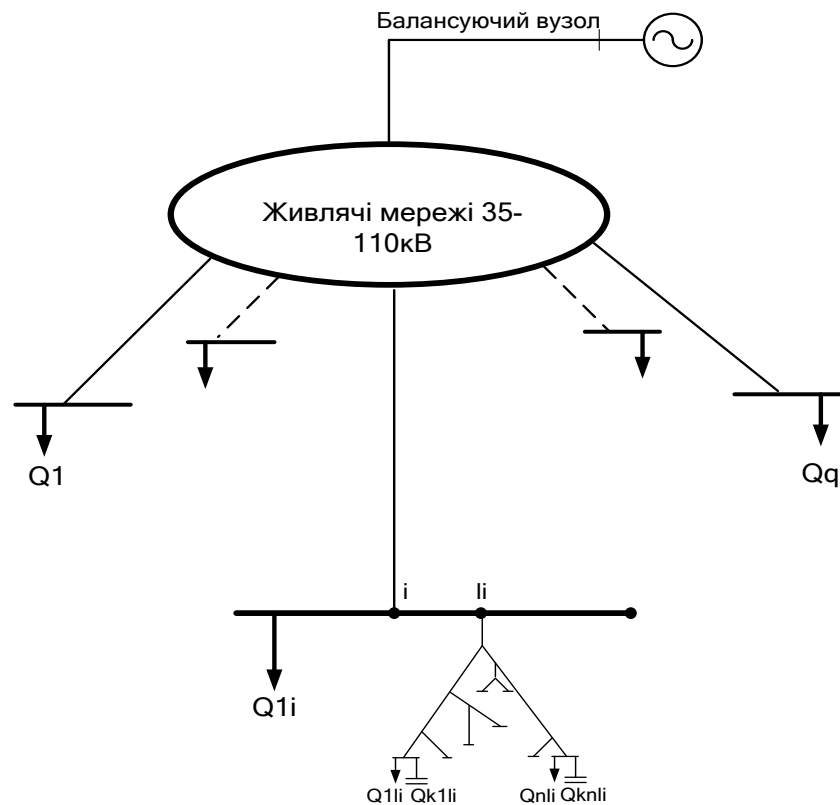


Рис.2.4-Розрахункова схема при розв'язанні задачі для одного дерева м.Вінниці

Проведемо розрахунок компенсації реактивної потужності в межах мереж  $l_i$ -го фідера (дерева), рис.2.3. Така задача може виникати:

- при установленні в тільки в вузлах одного фідера;
- при спорудженні нового фідера.

Оптимальним процесом впровадження КУ в розподільні мережі м.Вінниці будемо вважати таку послідовність їх установлення, яка досягається максимальним зниженням втрат електроенергії за період впровадження.

Задачу зниження втрат з допомогою КУ можна вважати відносно самостійною [22].

З формули (2.10) видно, що впровадження КУ потужністю  $Q_{kps_{li}}$  в різних вузлах дерева  $l_i$  дає різну величину  $\delta P_{\Sigma}$ . Максимальне зниження втрат на  $i$ -ому етапі розрахунку 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. Етап розрахунку – це сукупність кроків по визначенню місця установлення і потужності КУ, яка забезпечує максимальне зниження втрат на цьому етапі.

При переборі здійснюється перевірка виконання обмежень.

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

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

де  $c_k$  - питома вартість КУ,  $B_3$  - задана величина коштів.

$$U_{sli} < U_{доп}, \quad (2.14)$$

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

Необхідно врахувати, що в більшості вузлів розподільчих мереж установа КУ неможливе по технічним причинам.

Сумарне максимальне зниження втрат  $\delta P_{\Sigma}^{\max}$  визначиться як

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

Сума величин  $\delta P_j^{\max}$  на  $q$ -ому кроці відповідно (2.15):

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

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

Формул (2.9-2.16) дозволяють побудувати  $\delta P_{\Sigma}^{\max} = f(Q_{kq})$ , що дозволяє знайти максимальне зниження втрат  $\delta P_3^{\max} = f(Q_{kq})$ .

Відповідно оптимальна сумарна потужність КУ  $Q_{k\Sigma}^0$   $f_3$ :

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

. Координати  $f_3(Q_{k\Sigma})$  дають можливість знаходити розв'язання задачі компенсації реактивної потужності при заданій величині коштів. На рис. 2.7 представлено алгоритм розрахунку.

Для розрахунку компенсації реактивної потужності в межах мереж двох дерев (однієї підстанції) будується розрахункова схема і проводиться розрахунок також відповідно алгоритму, рис. 2.7.

1. Визначаємо вузли, в яких можна установити КУ
2. Розрахуємо  $\delta P_{ij}^P$
3. Розрахуємо  $\delta P_{i,jk}$
4. Розрахуємо  $\delta P_{ij}^\Sigma$
5. Вибираємо вузол з максимальним значенням  $\delta P_{ij}^{\max}$
6. Перевіряємо обмеження  $\sum_{i=1}^m Q_{kij} < Q_{cj}$ ,
7.  $Q_{kij} = Q_{cj}$
8. Перевіряємо обмеження  $\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n Q_{kij} c_k \leq B_3$
9.  $Q_{kij} = Q_{kz}$
10. Будуємо залежність  $\delta P_{\Sigma q}^{\max} (Q_{kq})$
11. Кінець розрахунку

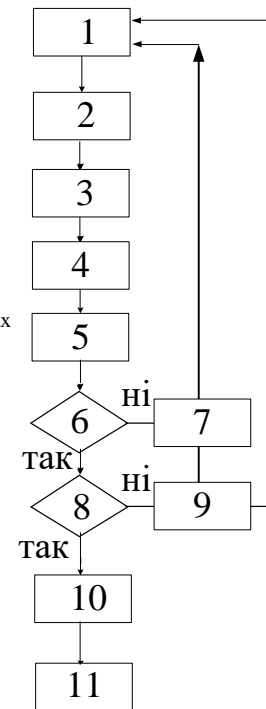


Рис. 2.7 - Алгоритм розрахунку поетапного впровадження КУ в розподільній мережі м.Вінниці.

Аналогічно можна вирішувати задачу в цілому для всієї розрахункової мережі, враховуючи тільки частину мережі (декомпозиція мережі).

Приведені дослідження дають можливість сформулювати алгоритм розрахунку:

1. Визначаємо дерева, в яких установлюються КУ.
2. Перевіряємо технічні обмеження.
3. Будуємо розрахункову мережу.
4. Реалізуємо розрахунок по алгоритму, рис. 2.4.

В результаті ми одержуємо рішення, якому відповідає максимальне зниження втрат електроенергії.

2.3 Розрахунок компенсації реактивної потужності в Вінницьких міських мережах

На рис.2.8 показана розрахункова схема ділянки РМ Вінницьких міських мереж та її параметри. Реактивні навантаження задані в кВАрах. В табл. 2.1 показані величини активних опорів елементів. Коефіцієнти потужності всіх навантажень - 0,9.

Розрахувати КРП, якщо фінансові можливості РМ дозволяють установити КУ потужністю 230 кВАр.

Таблиця 2.1 - Величини активних опорів елементів 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

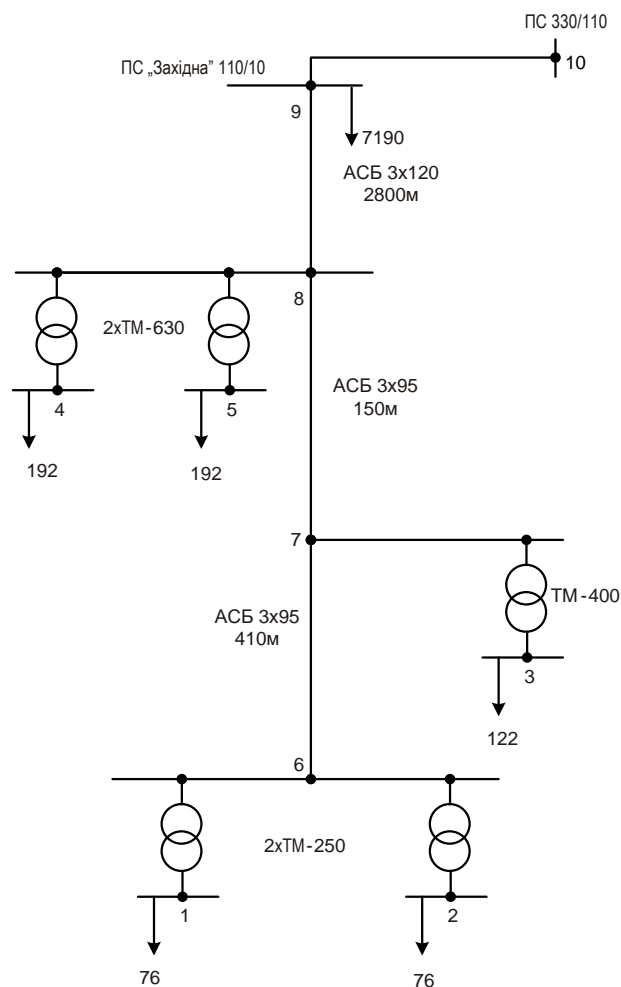


Рис.2.8 - Розрахункова схема ділянки РМ м.Вінниці.

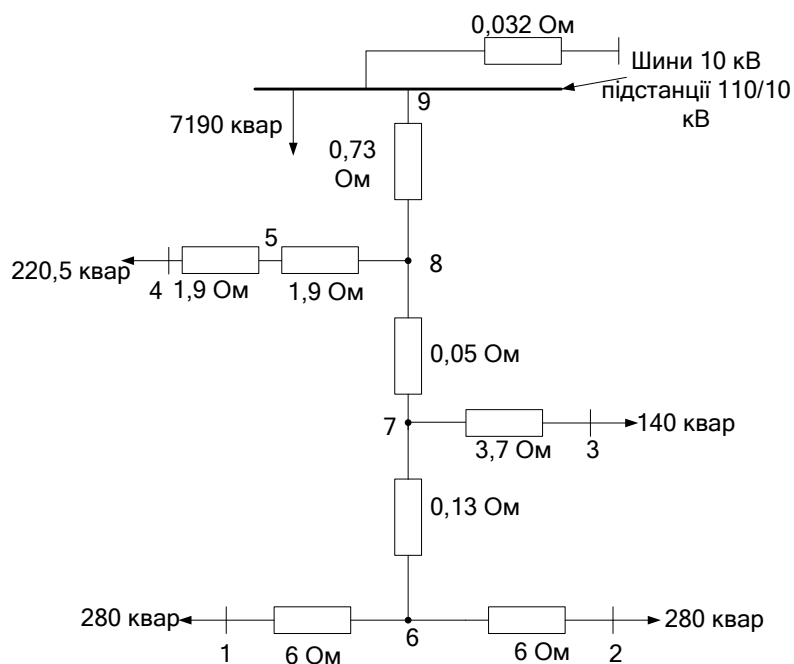


Рис.2.9 – Схема заміщення ділянки РМ м.Вінниці.

При установленні КУ в 1 – му вузлі розрахункова схема буде мати вигляд, рис.2.10.

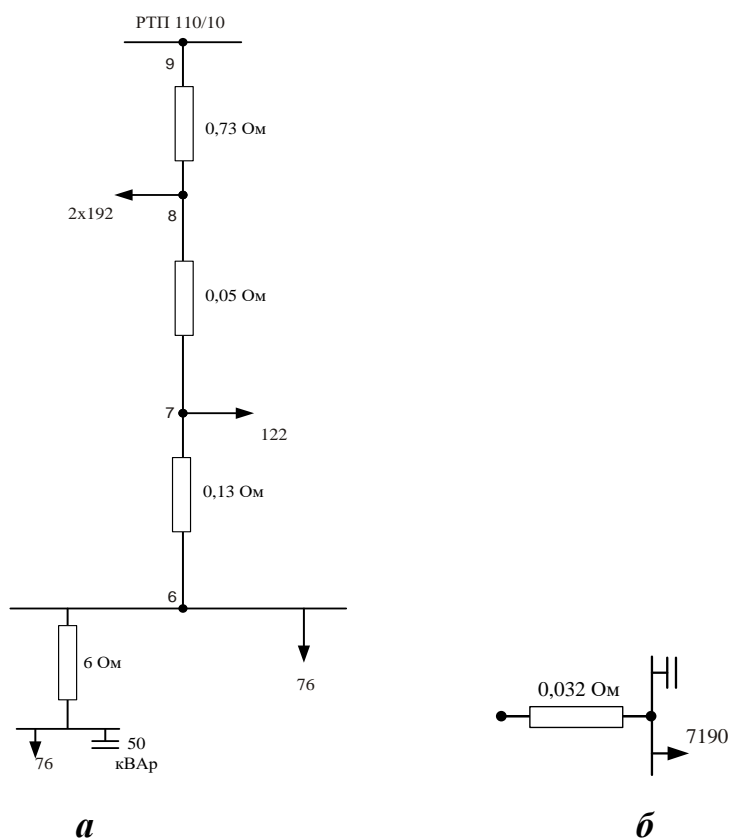


Рис. 2.10 - Розрахункова схема відповідно розробленого методу декомпозиції: а) – розподільні мережі; б) – живильні мережі.



Зниження втрат при установленні КУ в 1-му вузлі:

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

Зниження втрат при установленні КУ в 2-му вузлі:

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

Відповідно зниження втрат при установленні КУ 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 при установленні КУ 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 при установленні КУ в 5-му вузлі:

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

Потужність КУ, яка встановлюється на кожному кроці оптимізації впровадження приймемо  $Q_{kij}=50$  кВАр.

Таким чином можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 3-му вузлі, оскільки при цьому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що:

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

На другому етапі аналогічно розраховуємо зниження втрат з встановленою КУ в 3-му вузлі. Результати розрахунків цього етапу та інших етапів приведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків зниження втрат активної потужності в розподільних мережах

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

На кожному кроці знайдено зниження втрат і місця установлення КУ.  
В результаті отримано, що КУ доцільно установлювати в вузлах: 3– 4– 5 – 1 – 2  
– 4 – 5 – 3 – 4 – 5.

На першому кроці зниження втрат в живильній мержі КУ:

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

Аналогічно знаходимо  $\delta(\Delta P)$  для потужностей 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500 кВАр. Розраховані значення величин  $\delta(\Delta P)$  показані в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 –Зниження втрат 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

На рис.2.11 показано відповідні графіки залежностей зниження втрат від потужності КУ.

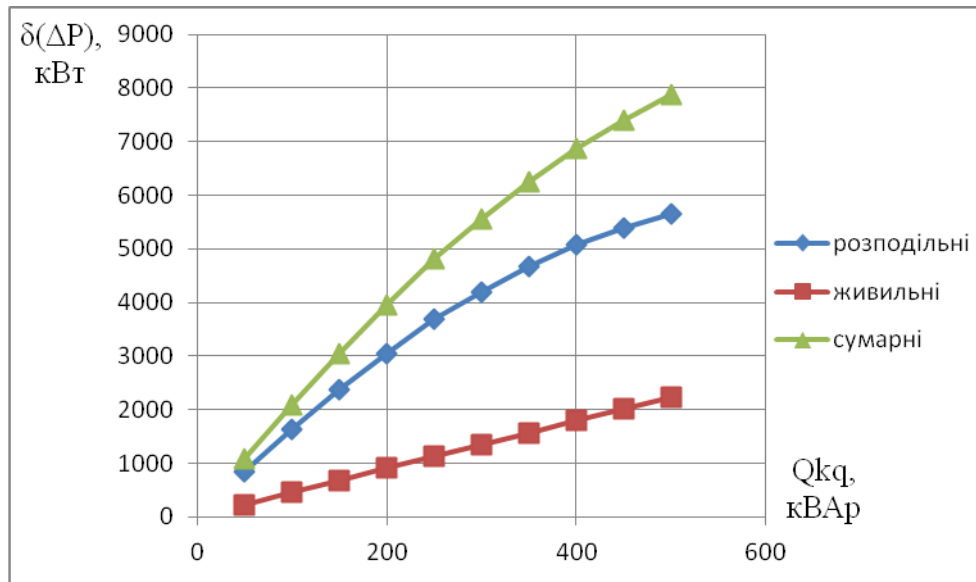


Рис. 2.11 - Графіки функції зниження втрат в розподільних, живлячих мережах від потужностей КУ

На рис.2.12 показана розрахункова схема ділянки РМ м. Вінниці та її основні параметри. Розрахункові реактивні навантаження задані в кВАрах. В табл. 2.4 приведені величини активних опорів елементів заданої схеми, приведених до номінальної напруги мережі  $U_n=10$  кВ. Коефіцієнти потужності всіх навантажень рівні 0,9.

Знайти послідовність установаження КУ, яке забезпечує максимальне зниження втрат.

Таблиця 2.4 - 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

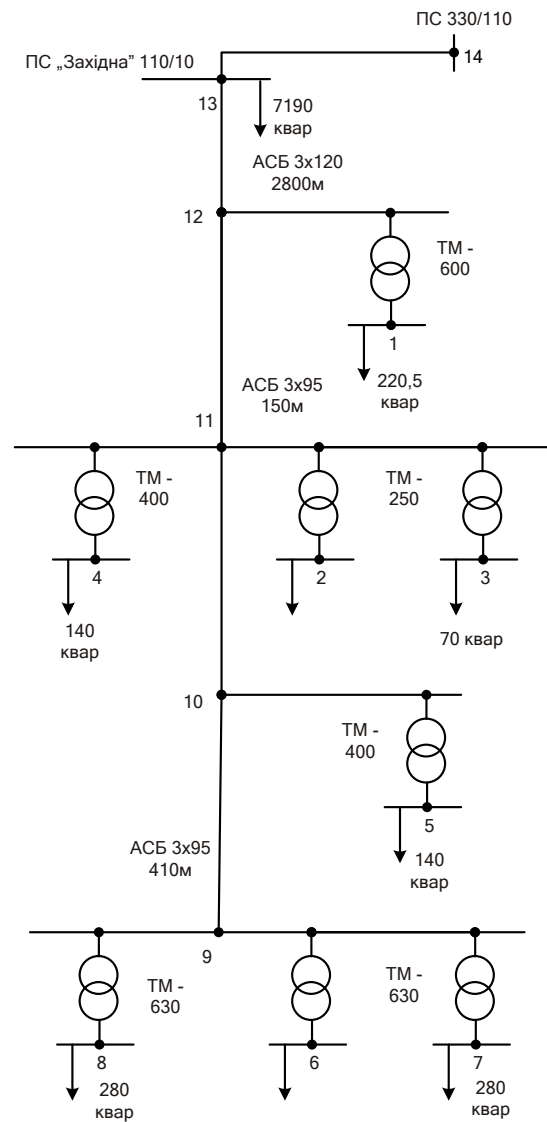


Рис.2.12 - Розрахункова схема ділянки РМ м. Вінниці.

Знайдемо величини  $\delta(\Delta P)$  для 1-го вузла:

$$\begin{aligned}
 \delta(\Delta P)_{11} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KV} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
 &+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
 &+ Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + (R_{1-12} + R_{12-13}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KV} - Q_{KV}^2)] = \\
 &= \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199) + 140 \cdot (0,069 + 0,199) + \\
 &+ 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199) + \\
 &+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (1,937 + 0,199) \times \\
 &\times (2 \cdot 220,5 \cdot 50 - 50^2)] = 780,188 \text{ (Вт)}.
 \end{aligned}$$

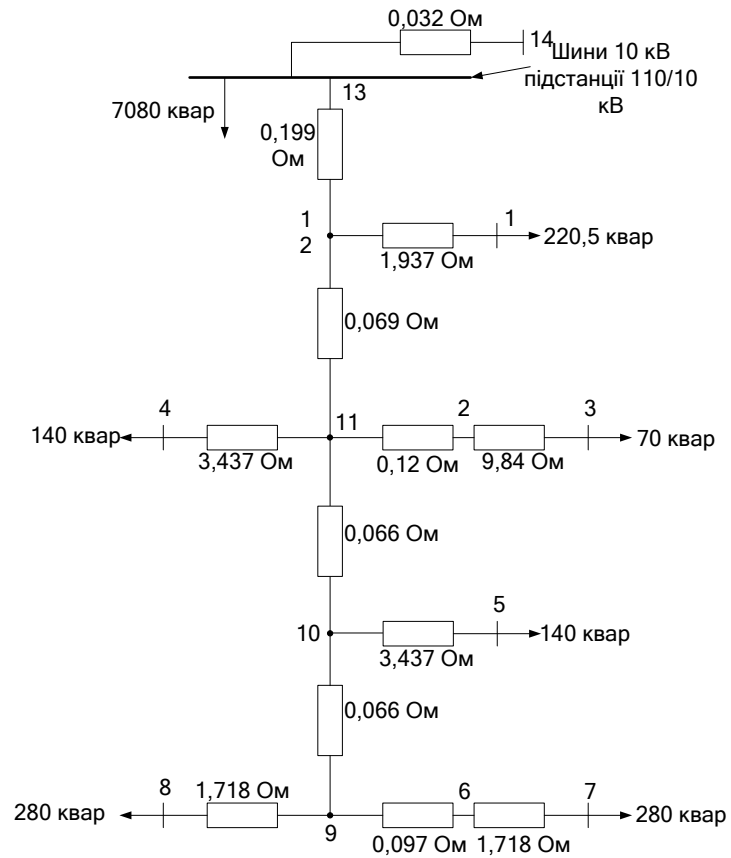


Рис.2.13 – Схема заміщення ділянки РМ.

При установленні КУ в 1 – му вузлі, розрахункова схема буде - рис.2.14.

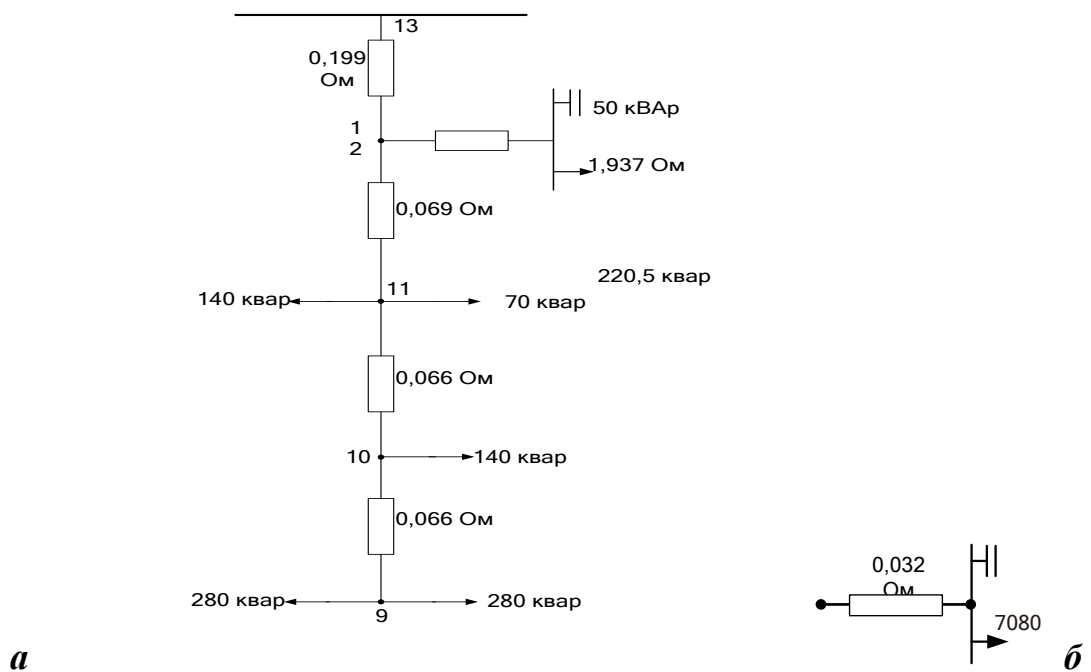


Рис. 2.14 - Розрахункова схема: а) – розподільні мережі; б) – живильні мережі.

Знайдемо величину величину  $\delta(\Delta P)$  для 2-го вузла:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{12} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KV} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13})) + \\ &+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + \\ &+ Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13} + R_{2-3}) \times \\ &\times (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KV} - Q_{KV}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937) + 140 \cdot (0,069 + 0,199)) + \\ &+ 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199) + \\ &+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (9,84 + 0,12 + 0,069 + 0,199) \times \\ &\times (2 \cdot 70 \cdot 50 - 50^2)] = 839,58 \text{ (Вт)}. \end{aligned}$$

Знайдемо величину зниження втрат  $\delta(\Delta P)$  для 3-го вузла:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{13} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KV} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + \\ &+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + \\ &+ Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + (R_{11-12} + R_{12-13} + R_{4-11}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KV} - Q_{KV}^2)] = \\ &= \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937) + 70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199)) + \\ &+ 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199) + \\ &+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (0,069 + 3,437 + 0,199) \times \\ &\times (2 \cdot 140 \cdot 50 - 50^2)] = 795,034 \text{ (Вт)}. \end{aligned}$$

Знайдемо величину  $\delta(\Delta P)$  для 4-го вузла:

$$\begin{aligned}
\delta(\Delta P)_{14} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
&+ Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + \\
&+ Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13} + R_{5-10}) \times \\
&\times (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY} - Q_{KY}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937)) + 70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 140 \cdot (0,069 + 0,199) + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (0,066 + 0,069 + 0,199 + 3,437) \times \\
&\times (2 \cdot 140 \cdot 50 - 50^2)] = 793,385 \text{ (Вт)}.
\end{aligned}$$

Знайдемо величину  $\delta(\Delta P)$  для 5-го вузла:

$$\begin{aligned}
\delta(\Delta P)_{15} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
&+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + \\
&+ (R_{6-7} + R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) \times \\
&\times (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY} - Q_{KY}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937)) + 70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 140 \cdot (0,069 + 0,199) + 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199 + 1,718) \times \\
&\times (2 \cdot 280 \cdot 50 - 50^2)] = 832,144 \text{ (Вт)}.
\end{aligned}$$

Знайдемо величину  $\delta(\Delta P)$  для 6-го вузла:

$$\begin{aligned}
\delta(\Delta P)_{16} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
&+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + \\
&+ (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13} + R_{8-9}) \times \\
&\times (2 \cdot Q_6 \cdot Q_{KY} - Q_{KY}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937)) + 70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 140 \cdot (0,069 + 0,199) + 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199 + 1,718) \times \\
&\times (2 \cdot 280 \cdot 50 - 50^2)] = 834,57 \text{ (Вт)}.
\end{aligned}$$

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

Отже, КУ потрібно встановлювати у 2-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Відповідно реактивна потужність в 2-ого вузлі:

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



На другому етапі розраховуємо зниження втрат при встановлені КУ в 2-му вузлі (таблиця 2.5).

В результаті отримано, що КУ доцільно встановлювати послідовно в таких вузлах: 2-5-6-3-4-1-6-5-1-6-5-3-4-1-6-5-6-1-6.

При цьому в живильній мержі зниження втрат активної потужності :

$$\delta(\Delta P)_1 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7080 \cdot Q_{\text{КУ1}} - Q_{\text{КУ1}}^2) \cdot R_{13-14} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7080 \cdot 50 - 50^2) \cdot 0,032 = 225,76 \text{ (Вт)}.$$

Таблиця 2.5 – Результати розрахунків

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
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

Продовження таблиці 2.5 – Результати розрахунків

1	2	3	4	5	6	7	8
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

Аналогічно знаходимо величини  $\delta(\Delta P)$  для 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	$\delta(\Delta P)$ , Вт
1	2
1	225,76
2	449,92
3	672,48
4	893,44
5	1113

Продовження таблиці 2.6 –Зниження втрат активної потужності в живильних мережах

1	2
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 графіки зниження втрат від сумарної потужності КУ.

Детальний розрахунок компенсації реактивної потужності в Вінницьких міських мережах приведено в додатку Б.

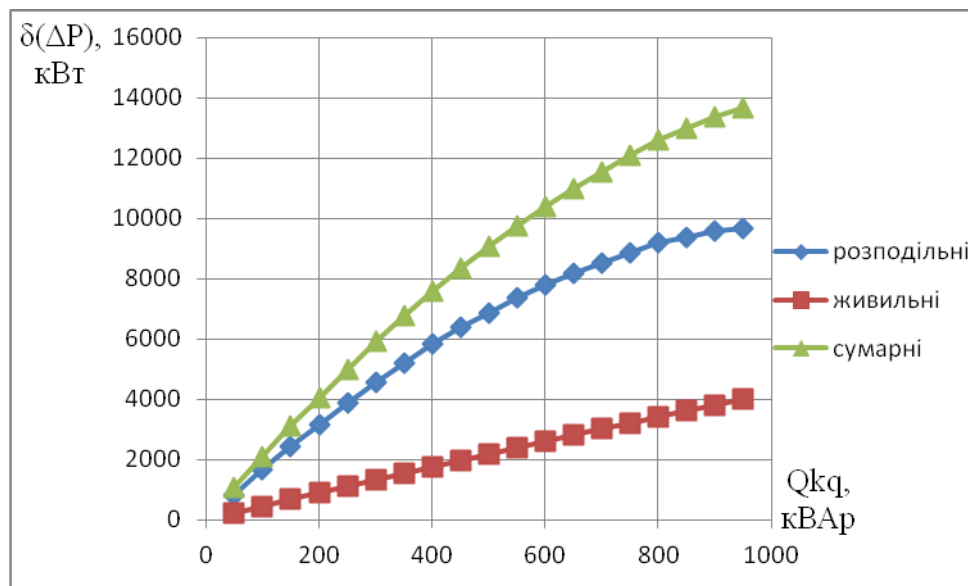


Рис. 2.15 - Графіки функції зниження втрат відповідно в розподільних, живлячих мережах від потужності КУ

### 3. АНАЛІЗ ВЗАЄМНОГО ВПЛИВУ СПОЖИВАЧІВ ВІННИЦЬКИХ МІСЬКИХ МЕРЕЖ ПРИ КОМПЕНСАЦІЇ ЇХ РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

#### 3.1 Моделі взаємного впливу реактивних навантажень споживачів при компенсації реактивної потужності

При розрахунку комплексного впровадження КУ в Вінницьких міських мережах ЕК та споживачів доцільно проаналізувати взаємний вплив цих реактивних навантажень цих споживачів при вирішенні задач.

Розглянемо вказаний вплив на прикладі двох споживачів, заступна схема мережі живлення яких показана на рис. 2.2. Один з цих споживачів є промислове підприємство, а другий – комунально-побутовий споживач.

Умовно назвемо промислового споживача — великим, а комунально-побутового — малим.

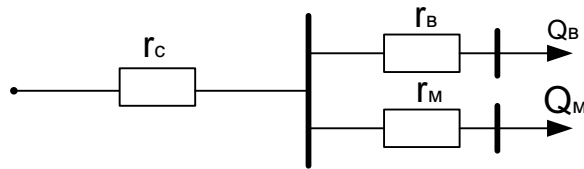


Рис. 3.1. Схема заміщення мережі електропостачання споживачів

$Q_{BH}$ ,  $Q_{MH}$  - реактивні навантаження споживачів;

$r_c$ ,  $r_B$ ,  $r_M$  - еквівалентні опори відповідних.

Втрати, обумовлені реактивним навантаженням малого споживача, складаються з двох складових:

$$\Delta P_M^c = \frac{1000 \cdot Q_M^2 \cdot (r_c + r_M)}{U_{НОМ}^2}. \quad (3.1)$$

та

$$\Delta P_{МК} = \frac{2000 \cdot Q_B \cdot Q_M \cdot r_c}{U_{НОМ}^2}. \quad (3.2)$$

Розподілимо величину  $\Delta P_{МК}$  між великим та малим споживачем відповідно  $Q_B$  та  $Q_M$ :

$$\Delta P_{МК}^M = \frac{2000 \cdot Q_B \cdot Q_M \cdot r_c}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{Q_M}{Q_B + Q_M}. \quad (3.3)$$

Приймаючи за базисну величину втрати

$$\Delta P_6 = \frac{2000 \cdot Q_M^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_c, \quad (3.4)$$

проведемо аналіз величини втрат, що зумовлена малим споживачем  $\Delta P_M$ .

Втрати  $\Delta P_{\text{МВ}}^{\text{М}}$  визначаються по слідуєчій формулі:

$$\Delta P_{\text{МВ}^*}^{\text{М}} = \frac{2}{1 + \frac{Q_M}{Q_B}}. \quad (3.5)$$

На рис. 2.3 представлена залежність  $\Delta P_{\text{МВ}^*}^{\text{М}}(Q_B)$ . Відповідно  $\Delta P_{\text{МВ}^*}^{\text{М}}$  викликане тільки зменшенням  $Q_B$ . Відношення довжин відрізків  $ac$  та  $ab$  є питома величина зниження втрат шляхом зменшення реактивного навантаження великого споживача:

$$\eta = \frac{ac}{ab}. \quad (3.6)$$

З графіка видно, що

$$\eta_1 > \eta_2 \quad (3.7)$$

$$\text{де } \eta_1 = \frac{a_1 c_1}{a_1 b_1}; \quad \eta_2 = \frac{a_2 c_2}{a_2 b_2}.$$

Очевидно, що зменшення втрат малого споживача за рахунок компенсації навантаження великого здійснюється швидше при збільшенні величини  $\frac{Q_M}{Q_B}$ .

Якщо позначити - відношення реактивних навантажень малого та великого споживачів; через  $\alpha$ :

$$\alpha = \frac{Q_{i \hat{i}}}{Q_{\hat{a}i}}, \quad (3.8)$$

Величина  $\Delta P_{MB^*}^M$  буде рівною :

$$\Delta P_{MB^*}^M = \frac{2}{1 + \frac{\alpha}{1 - \beta_B}}, \quad (3.9)$$

де  $\alpha = \frac{Q_{i \hat{i}}}{Q_{\hat{a}i}}; \beta_B = \frac{Q_{KB}}{Q_{BH}}$  - ступінь компенсації навантаження великого споживача.

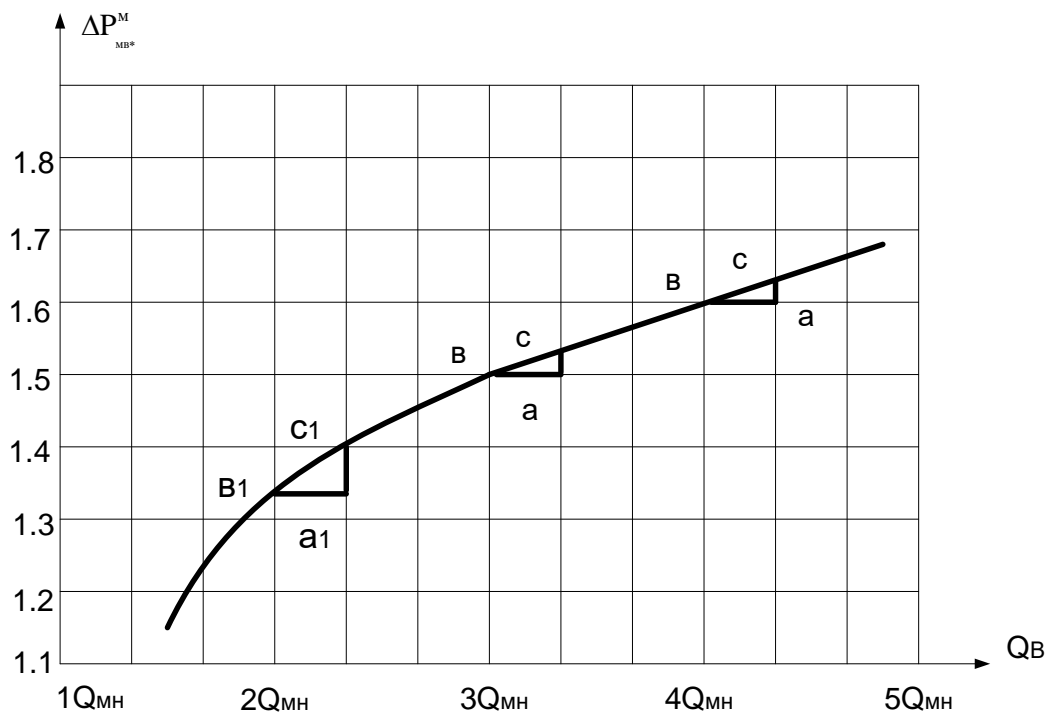


Рис. 3.3. Графік залежності  $\Delta P_{MB^*}^M (Q_B)$ .

Враховуючи відношення (2.10) та (2.14), можна записати наступним чином:

$$\Delta P_{M^*}^{\text{п.с.}} = \frac{2}{1 + \frac{\alpha}{1 - \beta_B}} + 1. \quad (3.10)$$

На рис. 2.4 представлені залежності  $\Delta P_{M^*}^{\text{п.с.}} = s(\beta_B)$ .

Вираз для відносної величини втрат, що створюються реактивним навантаженням малого споживача в живлячих та розподільчих мережах, можна записати як:

$$\Delta P_{M^*} = 2 + \frac{4}{1 + \frac{\alpha}{1 - \beta_B}}. \quad (3.12)$$

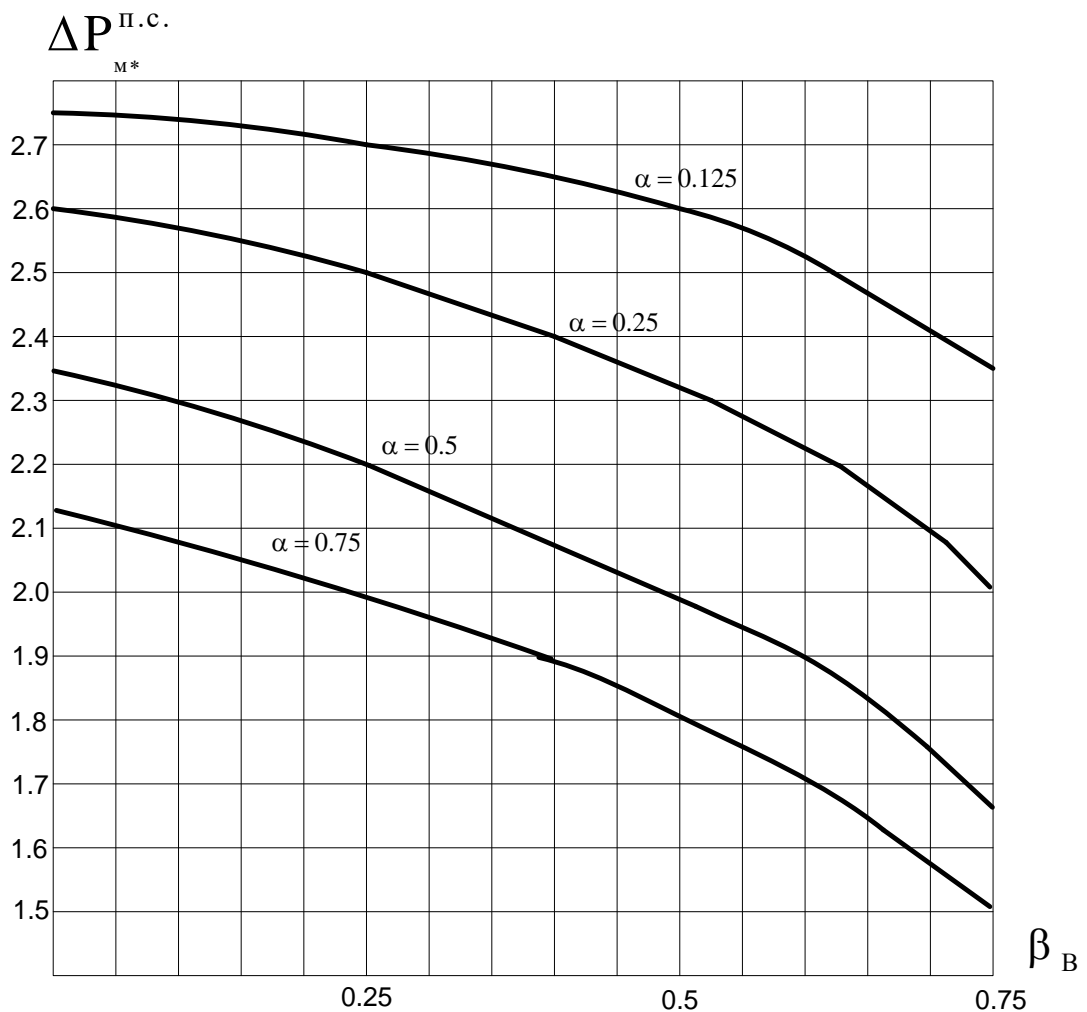


Рис. 3.11. Залежності відносної величини втрат від ступеня компенсації реактивної потужності великого споживача

На рис. 3.5 представлено залежність  $\Delta P_{M^*} = \gamma(\beta_B)$ . В табл. 3.1 приведені і зниження втрат. Ці дані отримані з графіків, зображених на рис. 2.5.

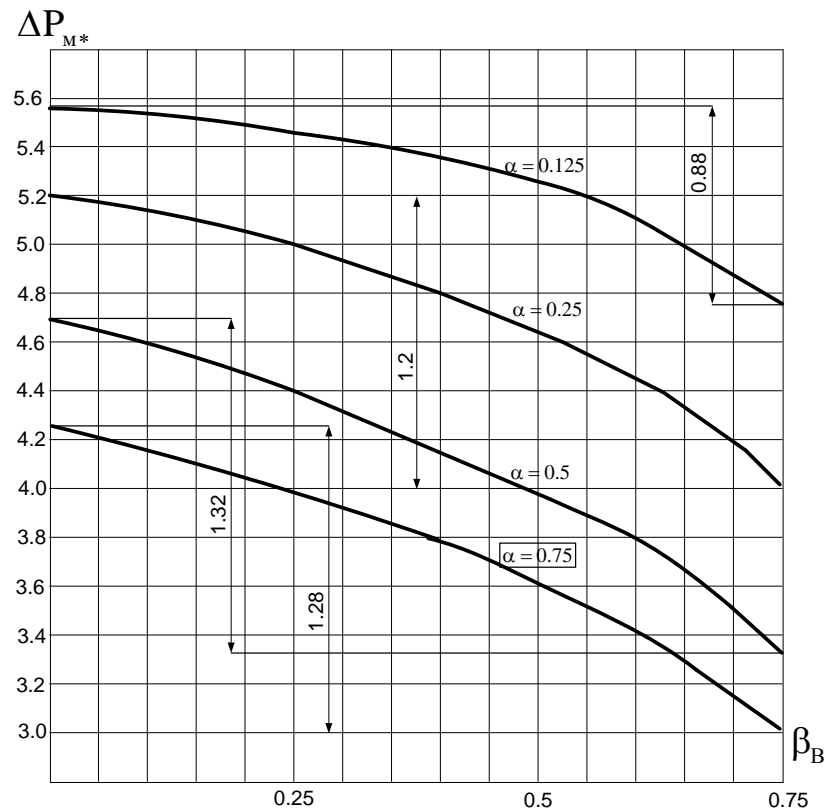


Рис. 3.5. Залежність відносної величини втрат від ступені компенсації навантаження великого споживача

З таблиці видно, що величина  $\delta(\Delta P_{M^*})$  збільшується в залежності від співвідношення навантажень малого споживача і великого.

Таблиця 3.1

Відносні величини зниження втрат активної потужності шляхом компенсації потужності великого на 75%



$\alpha$	0,125	0,25	0,5	0,75
$\delta(\Delta P_{M*})$ , %	16	23	28	30

Прийнята умова рівності вказаних втрат є показовою для проведеного аналізу.

Таким чином, можна значно змінити втрати активної потужності, що створюються навантаженням комунально-побутового споживача, впливаючи на реактивне навантаження промислового.

Проведемо аналогічний аналіз для довільної живильної мережі Вінницьких розподільних міських мереж. Втрати, які створюються комунально-побутовим споживачем у цій мережі [7]:

$$\Delta P_i = a_i \cdot Q_i + b_i \cdot Q_i^2, \quad (3.13)$$

$$\text{де } a_i = \sigma_i - \frac{2 \cdot Q_i}{U^2} \cdot R_{ii}, \quad b_i = \frac{\delta_i}{2}.$$

Величина втрат, яка зумовлена накладанням реактивного навантаження  $Q_i$  на реактивні навантаження  $Q_j$  інших споживачів на ділянках їх спільного протікання з активним опором  $R_{ij}$ :

$$\Delta P_{ij} = \frac{2 \cdot Q_i}{U^2} \cdot (Q_1 R_{1i} + Q_2 R_{2i} + \dots + Q_{i-1} R_{i-1,i} + Q_{i+1} R_{i+1,i} + \dots + Q_n R_{ni}). \quad (3.14)$$

Формули показують (3.13), (3.14), що змінюючи реактивні навантаження промислових споживачів, можна знайти зниження втрат, створених комунально-побутовими споживачами по методу, який показаний вище.

### 3.2 Аналіз взаємного впливу споживачів Вінницьких міських мереж при компенсації їх реактивних навантажень

Розглянемо взаємний вплив споживачів Вінницьких міських мереж для мікрорайону ”Вишенька”. Розрахункова схема мережі представлена на рис. 3.6.

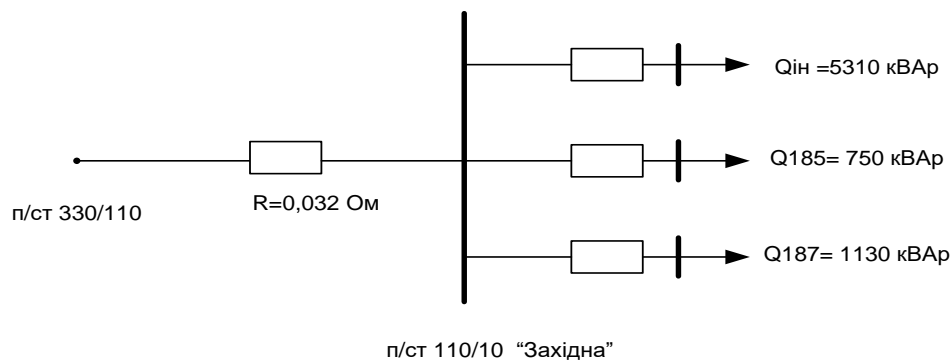


Рис. 3.6. Схема заміщення розрахункової мережі системи електропостачання

Від п/ст 110/10 “Західна” живляться споживачі, представлені на рис. 3.6 (реактивні навантаження фідерів  $Q_{187}$ ,  $Q_{185}$  та  $Q_{зг}$ , кВАр.

Проведемо аналіз втрат, які створюються спільно реактивними навантаженнями фідерів  $Q_{187}$  і  $Q_{185}$ . При цьому також враховується вплив реактивного навантаження інших споживачів.

Живляча лінія 110 кВ і трансформатор 110/10 кВ п/ст “Західна” на даній схемі представлені опором  $R = 0,032 \text{ Ом}$ . Реактивні навантаження фідерів відповідно  $Q_{187} = 1130 \text{ кВАр}$ ,  $Q_{185} = 750 \text{ кВАр}$  і  $Q_{зг} = 5310 \text{ кВАр}$ .

Проведемо аналіз зміни втрат від навантаження фідера 185, при зміні навантаження фідера 187.

Втрати від реактивного навантаження фідера 185:

$$\Delta P_{185} = \frac{Q_{185}^2}{U_{\text{фід}}^2} \cdot R + \frac{2 \cdot Q_{185} \cdot Q_{187}}{U_{\text{фід}}^2} \cdot R + \frac{2 \cdot Q_{185} \cdot Q_{3\text{ф}}}{U_{\text{фід}}^2} \cdot R . \quad (3.15)$$

Результати розрахунків представлені у табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Втрати від навантаження фідера 185, при зміні навантаження фідера 187

Q <sub>187</sub> , кВАр	Q <sub>185</sub> , кВАр						
	10 0	20 0	30 0	4 00	50 0	60 0	7 50
200	0,356	0,718	1,087	1,462	1,843	2,231	2,825
400	0,368	0,744	1,125	1,513	1,907	2,308	2,921
600	0,381	0,769	1,164	1,564	1,971	2,385	3,017
800	0,394	0,795	1,202	1,615	20,35	2,461	3,113
1000	0,407	0,820	1,24	1,667	2,099	2,538	3,209
1130	0,415	0,837	1,265	1,7	2,141	2,588	3,271

На рис. 3.7 приведено залежності, які показують зміну вказаних втрат.

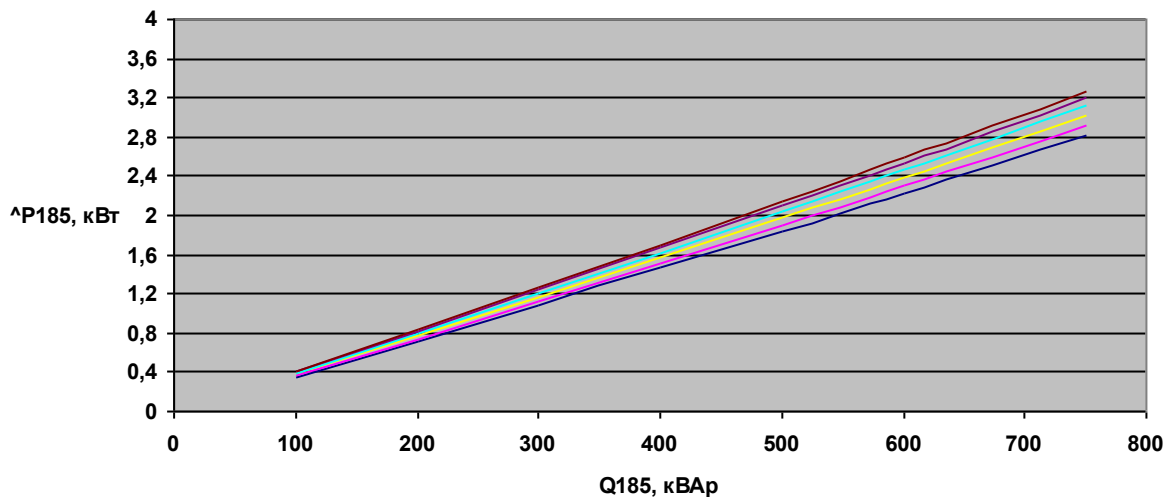


Рис. 3.7. Графіки залежностей величини втрат від реактивного навантаження фідера 185.

Результати аналізу показали, що при зміні реактивного навантаження фідера 187 від 200 до 1130 кВАр, втрати, які створюються навантаженням фідера 185 в живильній лінії змінилися на 0,5% від загальних втрат.

Таким чином, змінюючи реактивне навантаження 2-ого споживача, можна змінити втрати, що створюються навантаженням 1-ого.

#### 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Розглядаються умови охорони праці в приміщенні диспетчерського пункту розподільчих електричних мереж. В приміщенні диспетчерського пункту встановлені схеми-стенди для керування електричним обладнанням, два персональні комп'ютери та системи контролю і запису оперативних переговорів. При роботі в диспетчерському пункті на людину згідно з ГОСТ 12.0.003-73 впливають наступні небезпечні та шкідливі 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).

### 4.1 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.

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  $15 \text{ м}^3$ , 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  $0,70$ — $0,77 \text{ м}$ . ширина стола не менше  $0,5 \text{ м}$ . Висота сидіння стільця має бути  $0,40$ — $0,43 \text{ м}$ .

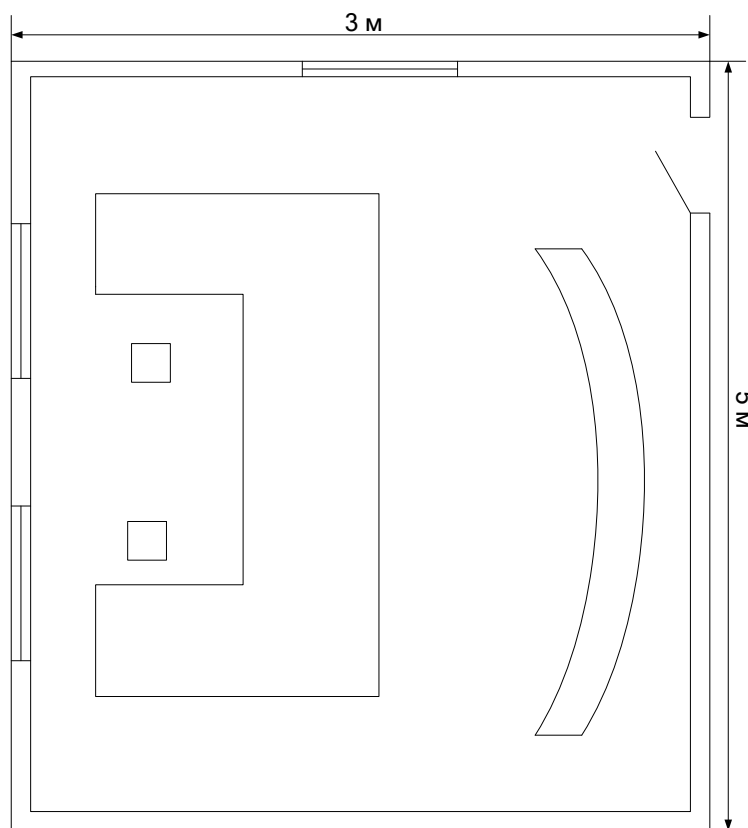


Рисунок 4.1 – План диспетчерського пункту

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.

## 4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 4.2.1 Мікроклімат

Відповідно до методичних вказівок параметри мікроклімату, що нормуються: температура ( $t$ , °C) і відносна вологість повітря ( $W$ , %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань (Вт/м<sup>2</sup>).

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

Таблиця 4.1 - Параметри мікроклімату в диспетчерському пункті

Період року	Категорія робіт	Допустима температура, °C	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°C	0,1-0,3

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

#### 4.2.2 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  $100 \text{ Вт/м}^2$  - 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 4.2 наведено ГДК шкідливих речовин, що є забруднювачами повітря робочої зони диспетчерського пункту.

Таблиця 4.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери (ГДК)

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



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

#### 4.2.3 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  $e$ .

$$e = \frac{E_{\text{вн}}}{E_{\text{зов}}} \cdot 100\%, \quad (4.1)$$

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:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (4.2)$$

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, проводяться 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.

#### 4.2.4 Виробничий шум

Джерелом шуму в приміщенні 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 4.3 - Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку на робочому місці.

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску, дБ в октавних полосах із середньогометричними 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.

#### 4.2.5 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 4.4.

Таблиця 4.4 - 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).

#### 4.3 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 діелектрична 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 вражаючих 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 пробую. 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.

4.3.1 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 4.1.

Таблиця 4.1 - Максимально допустимі дози опромінення обладнання СЕП

№	Елементи СЕП	$D_{igr}, P$	$D_{гр}, P$
1	Вимикачі навантаження HAGER, 16-100A	$10^4$	$10^4$
2	Повітряні лінії АСБ 3x95, АСБ 3x120	$10^6$	
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:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (4.3)$$

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:

$$t_D = \left( \frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{t_{II}}}{2 \cdot P_1} \right)^2. \quad (4.4)$$

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.

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:

$$K_{\sigma} = 20 \lg \frac{U_d}{U_{в(г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (4.5)$$

де  $U_d$  - допустиме коливання напруги живлення;

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

Якщо  $K_{\text{бв}} \geq 40\text{дБ}$  і  $K_{\text{бг}} \geq 40\text{дБ}$ , то система стійка в роботі, якщо  $K_{\text{бв}} \leq 40\text{дБ}$  і  $K_{\text{бг}} \leq 40\text{дБ}$ , 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  $l_{\Gamma} = 3,5\text{м}$ , 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 складову напруженості електричного поля за формулою:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{в}}, \quad (4.6)$$

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

Визначаються напруги наводки у струмовідних частинах:

$$U_{\Gamma} = E_{\text{в}} \cdot l_{\Gamma}, \quad (4.7)$$

$$U_{\text{в}} = E_{\Gamma} \cdot l_{\text{в}}. \quad (4.8)$$

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:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (4.9)$$

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:

$$K_{\text{бв}} = 20 \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{В}}}, \quad (4.10)$$

$$K_{\text{бг}} = 20 \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\Gamma}}. \quad (4.11)$$

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:

$$A = K_{\text{НОМ}} - K_{\text{МІН}}, \quad (4.12)$$

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:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (4.13)$$

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  $D_{гр} = 10^4$  (Р) більше за можливе значення дози опромінення  $D_{м} = 143,93$  (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  $K_{бв} = 16,8 < 40$  (дБ) і  $K_{бг} = -21,68 < 40$  (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 методи розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах, що полягає в розробці поетапного впровадження компенсаційних установок в Вінницькі розподільні електричні мережі.

1. При розв'язанні задачі компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах доцільно проводити їх декомпозицію, яка полягає в розділенні функції втрат потужності на дві складові: першу – зумовлену власне реактивними навантаженнями вузлів (власна складова втрат) та другу – зумовлену накладанням реактивних навантажень вузлів (спільна складова втрат).

2. Розроблено метод впровадження КУ, який дозволяє проводити розрахунок КРМ в окремих частинах розподільних мереж м. Вінниці.

3. Розроблено метод розрахунку поетапного устанавлення КУ в розподільних Вінницьких міських мережах, який дозволяє врахувати зниження втрат як в розподільних так і в живлячих мережах і дефіцит коштів.

4. Проведено аналіз взаємного впливу споживачів Вінницьких міських мереж при компенсації їх реактивних навантажень.

5. Результати аналізу показали, що при зміні реактивного навантаження фідера 187 від 200 до 1130 кВАр, втрати, які створюються навантаженням фідера 185 підстанції «Західна» м. Вінниці в живильній лінії змінилися на 0,5% від загальних втрат.

6. 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.
- <sup>3</sup>. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. – М. : Энергоиздат, 1981. – 200 с.
- <sup>4</sup>. Ковалев И. Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей.– М. : Энергоатомиздат, 1990.–200 с.
5. Демов А.Д. Определение входных реактивных мощностей для городских потребителей электроэнергии. Автореф. дис. канд. техн. наук: 05.14.02 / Киевск. политехн. ин-т. – К., 1984. – 15 с.
6. Григораш Ю. А., Демов О. Д., Бандура О. І. Розрахунок поетапного впровадження конденсаторних установок в розподільні мережі енергопостачальних компаній // 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.
- <sup>10</sup>. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. – М. : Энергия, 1969. – 456 с.
- <sup>11</sup>. 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.
- <sup>13</sup>. Электрические системы, Т.2. Электрические сети / под ред. В.А. Веникова. – М. : Высшая школа, 1971. – 438 с.
- <sup>14</sup>. 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.
- <sup>16</sup>. Економіка підприємства. Під ред. С.Ф. Покропивного. В 2 т. К.: Хвиля-Прес. – 1995. – 782 с.

<sup>17</sup>. 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.

<sup>21</sup>. 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, С.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.

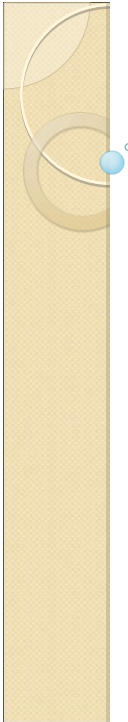
<sup>31</sup>. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача ( основного споживача та субспоживача)[ Затверджено наказом № 1 Міністерством палива та енергетики України від 05.01.2006 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.
- <sup>36</sup>. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Мелентьев Л. А. – М. : Высшая школа, 1976. – 336 с.
- <sup>37</sup>. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем – Москва : Энергоиздат, 1981. – 464 с.
- <sup>38</sup>. Горнштейн В. М., Мирошниченко Б. П., Пономарев А. В. Методы оптимизации режимов энергосистем. - М. : Энергия. – 1981. – 336с.
- <sup>39</sup>. Веников В. А. Электрические системы. Кибернетика электрических систем / Под ред. Веникова В. А. – М. : “Высшая школа”, 1974. – 328 с.
- <sup>40</sup>. Горбачов В. О. Технології моделювання систем. Харків “Компанія СМІТ”, 2005. – С. 180.
- <sup>41</sup>. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- <sup>42</sup>. 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.
- <sup>44</sup>. 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




## Компенсація реактивної потужності в Вінницьких міських електромережах

Виконав: студент 2 курсу, гр. зЕЕ-166  
Івашківський І. Ф.

Науковий керівник:  
Кандидат технічних  
наук,  
доцент Демов О. Д.

Додаток А

2

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



### Покроковий розрахунок компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах

5

Сумарне зниження втрат визначається як:

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

З формули (2) видно, що установлення КУ потужністю в різних вузлах дерева лі дає різну величину:

$$\delta P_{ps_{li}}^{\text{max}} = \max_{s_{li}=1}^{n_{li}} (\delta P_{ps_{li}}), \quad (2)$$

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

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

### Визначення послідовності встановлення КУ в розподільній мережі м-ну “Вишенька”

6

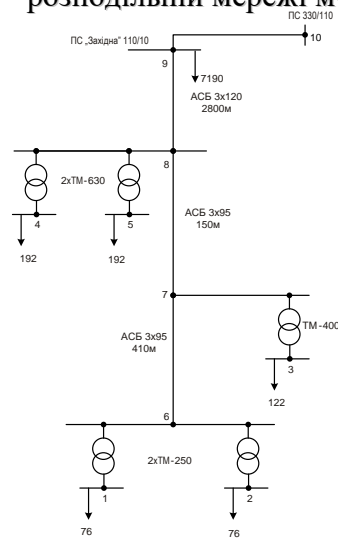


Рис.3 - Розрахункова схема ділянки РМ

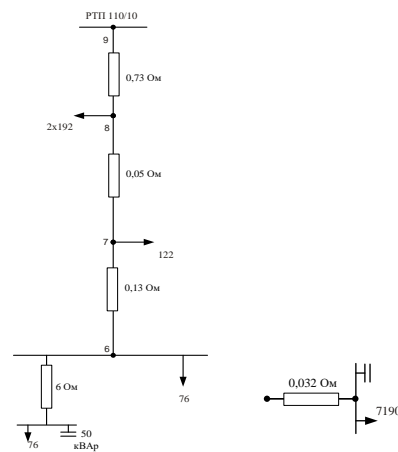


Рис. 4 - Розрахункова схема відповідно розробленого методу декомпозиції: а) – розподільні мережі; б) – живильні мережі.

## м-ну “Вишенька”

7

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі

$$\delta(\Delta P)_{I1} = \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KV1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KV1} - Q_{KV1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 122 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 797,05 \text{ (Вт)}$$

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 мержі КУ потужністю 50 квар зниження втрат активної потужності в цій мережі визначиться як:

$$\delta(\Delta P)_I = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{KV1} - Q_{KV1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 50 - 50^2) \cdot 0,032 = 229,28 \text{ (Вт)}$$

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

## Функція зниження втрат від птужності КУ

8

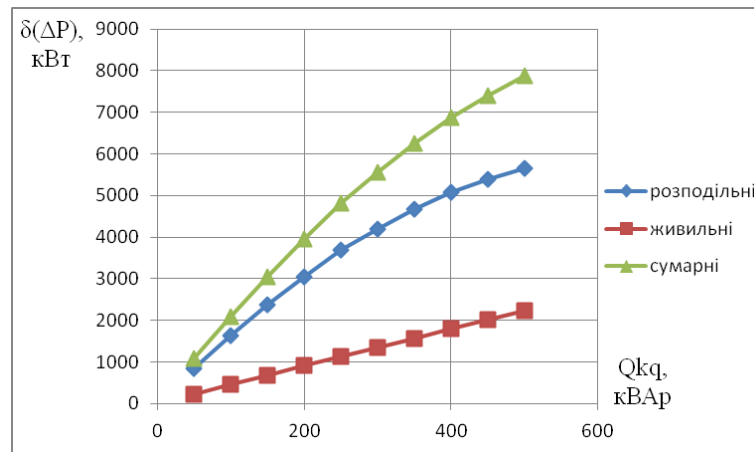


Рис. 5 - Графіки функції зниження втрат відповідно в розподільних, живлячих мережах частини мереж м-ну “Вишенька” від сумарної потужності КУ

## ДОДАТОК Б

Детальний розрахунок компенсації реактивної потужності у Вінницьких міських мережах

### Приклад розрахунку №1

На рис.2.8 показана розрахункова схема ділянки РМ 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  $U_H=10$  кВ. Коефіцієнти потужності всіх навантажень рівні 0,9.

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

#### Перший етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

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

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:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{15} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 122 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 192 \cdot 50 - 50^2) = 812,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Потужність КУ, яка установлюється на кожному кроці оптимізації впровадження приймемо  $Q_{kij}=50$  кВАр.

Отже, за проведеними розрахунками на першому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 3-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 3-му вузлі зкомпенсуються:

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

Другий етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{21} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 758,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{22} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 758,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{23} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 72 \cdot 50 - 50^2) = 629,2 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{24} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 192 \cdot 50 - 50^2) = 773,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{25} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 192 \cdot 50 - 50^2) = 773,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 4-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 4-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_4 = 192 - 50 = 142 \text{ (квар)}$$

Третій етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{31} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 721,55 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{32} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 721,55 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{33} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73)] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 72 \cdot 50 - 50^2) = 592,7 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{34} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 142 \cdot 50 - 50^2) = 642,35 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{35} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 192 \cdot 50 - 50^2) = 737,35 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 5-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 5-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_4 = 192 - 50 = 142 \text{ (квар)}$$

#### Четвертий етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{41} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 685,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{42} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 685,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{43} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73)] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 72 \cdot 50 - 50^2) = 556,2 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{44} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 142 \cdot 50 - 50^2) = 605,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{45} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ &+ Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 142 \cdot 50 - 50^2) = 605,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 1-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 1-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_1 = 76 - 50 = 26 \text{ (квар)}$$

П'ятий етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{51} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 339,55 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{52} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) = 639,55 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{53} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73)] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 72 \cdot 50 - 50^2) = 510,7 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{54} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 142 \cdot 50 - 50^2) = 560,35 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{55} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 142 \cdot 50 - 50^2) = 560,35 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 2-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 2-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_2 = 76 - 50 = 26 \text{ (квар)}$$

### Шостий етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{61} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9})) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})] + \\ &+ (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2) = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73)) + \\ &+ 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 294,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{62} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9})) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})] + \\ &+ (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2) = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73)) + \\ &+ 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 294,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{63} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9})) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})] + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2) = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73)) + \\ &+ 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 72 \cdot 50 - 50^2) = 465,2 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$



Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{64} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 142 \cdot 50 - 50^2) = 514,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{65} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ &+ Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 142 \cdot 50 - 50^2) = 514,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 4-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 4-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_4 = 142 - 50 = 92 \text{ (квар)}$$

Сьомий етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{71} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 257,55 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{72} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73)) + \\ & + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 257,55 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{73} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73)) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 142 \cdot 0,73] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 72 \cdot 50 - 50^2) = 428,7 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{74} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73)) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 142 \cdot 0,73] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 92 \cdot 50 - 50^2) = 383,35 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{75} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73)) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 142 \cdot 50 - 50^2) = 478,35 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 5-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 5-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_5 = 142 - 50 = 92 \text{ (квар)}$$

### Восьмий етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{81} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 221,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{82} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 221,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{83} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 72 \cdot 50 - 50^2) = 392,2 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{84} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 92 \cdot 50 - 50^2) = 346,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{85} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 72 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 92 \cdot 50 - 50^2) = 346,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 3-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 3-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_3 = 72 - 50 = 22 \text{ (квар)}$$

Дев'ятий етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{91} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 22 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 182,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{92} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ &+ (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 22 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 182,05 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{93} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 22 \cdot 50 - 50^2) = 168,2 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{94} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ &+ Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ &+ 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 22 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 92 \cdot 50 - 50^2) = 307,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{95} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 22 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 92 \cdot 50 - 50^2) = 307,85 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 4-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 4-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_4 = 92 - 50 = 42 \text{ (квар)}$$

#### Десятий етап

Визначимо зниження втрат активної потужності в 1-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{101} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 22 \cdot (0,05 + 0,73) + 42 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 145,55 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 2-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{102} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + \\ & + (R_{2-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_2 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 22 \cdot (0,05 + 0,73) + 42 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 26 \cdot 50 - 50^2) = 145,55 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 3-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{103} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_4 \cdot (R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{3-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 42 \cdot 0,73 + 92 \cdot 0,73)] + (3,7 + 0,05 + 0,73) \cdot (2 \cdot 22 \cdot 50 - 50^2) = 131,7 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 4-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{104} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{4-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 22 \cdot (0,05 + 0,73) + 92 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 42 \cdot 50 - 50^2) = 176,35 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Зниження втрат активної потужності в 5-му вузлі:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{105} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY1} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{8-9})) + (R_{5-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + \\ & + 26 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 22 \cdot (0,05 + 0,73) + 42 \cdot 0,73)] + (1,9 + 0,73) \cdot (2 \cdot 92 \cdot 50 - 50^2) = 271,35 \text{ (Вт)} \end{aligned}$$

Отже, за проведеними розрахунками на другому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 5-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 5-му вузлі зкомпенсуються:

$$Q_5 = 92 - 50 = 42 \text{ (квар)}$$

На кожному кроці 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 кроці в живильній мержі КУ потужністю 50 квар зниження втрат активної потужності в цій мережі визначиться як:

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

$$\delta(\Delta P)_2 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 100 - 100^2) \cdot 0,032 = 456,96 \text{ (Вт)}.$$

$$\delta(\Delta P)_3 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 150 - 150^2) \cdot 0,032 = 683,04 \text{ (Вт)}.$$

$$\delta(\Delta P)_4 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 200 - 200^2) \cdot 0,032 = 907,52 \text{ (Вт)}.$$

$$\delta(\Delta P)_5 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 250 - 250^2) \cdot 0,032 = 1130,4 \text{ (Вт)}.$$

$$\delta(\Delta P)_6 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 300 - 300^2) \cdot 0,032 = 1351,68 \text{ (Вт)}.$$

$$\delta(\Delta P)_7 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 350 - 350^2) \cdot 0,032 = 1571,36 \text{ (Вт)}.$$

$$\delta(\Delta P)_8 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 400 - 400^2) \cdot 0,032 = 1789,44 \text{ (Вт)}.$$

$$\delta(\Delta P)_9 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 450 - 450^2) \cdot 0,032 = 2005,92 \text{ (Вт)}.$$

$$\delta(\Delta P)_{10} = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2) \cdot R_{9-10} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7190 \cdot 500 - 500^2) \cdot 0,032 = 2220,8 \text{ (Вт)}.$$

За результатами розрахунків на рис.2.11 приведено залежність зниження втрат від сумарної потужності КУ

#### Приклад розрахунку №2

На рис.2.12 показана розрахункова схема ділянки РМ та її основні параметри. Розрахункові реактивні навантаження задані в кВАрах. В табл. 2.4 приведені величини активних опорів елементів заданої схеми, приведених до номінальної напруги мережі  $U_H=10$  кВ. Коефіцієнти потужності всіх навантажень рівні 0,9.



Знайти послідовність установлення КУ, яке забезпечує максимальне зниження втрат.

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

Знайдемо величину зниження втрат активної потужності  $\delta(\Delta P)$  для 1-го вузла:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{11} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13})) + \\ &+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + \\ &+ Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + (R_{1-12} + R_{12-13}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY} - Q_{KY}^2)] = \\ &= \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199)) + 140 \cdot (0,069 + 0,199) + \\ &+ 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199) + \\ &+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (1,937 + 0,199) \times \\ &\times (2 \cdot 220,5 \cdot 50 - 50^2)] = 780,188 \text{ (Вт)}. \end{aligned}$$

Знайдемо величину зниження втрат активної потужності  $\delta(\Delta P)$  для 2-го вузла:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{12} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13})) + \\ &+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + \\ &+ Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13} + R_{2-3}) \times \\ &\times (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KY} - Q_{KY}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937)) + 140 \cdot (0,069 + 0,199) + \\ &+ 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199) + \\ &+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (9,84 + 0,12 + 0,069 + 0,199) \times \\ &\times (2 \cdot 70 \cdot 50 - 50^2)] = 839,58 \text{ (Вт)}. \end{aligned}$$

Знайдемо величину зниження втрат активної потужності  $\delta(\Delta P)$  для 3-го вузла:

$$\begin{aligned}
\delta(\Delta P)_{13} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + \\
&+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
&+ Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + (R_{11-12} + R_{12-13} + R_{4-11}) \cdot (2 \cdot Q_3 \cdot Q_{KY} - Q_{KY}^2)] = \\
&= \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937)) + 70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (0,069 + 3,437 + 0,199) \times \\
&\times (2 \cdot 140 \cdot 50 - 50^2)] = 795,034 \text{ (Вт)}.
\end{aligned}$$

Знайдемо величину зниження втрат активної потужності  $\delta(\Delta P)$  для 4-го вузла:

$$\begin{aligned}
\delta(\Delta P)_{14} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
&+ Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
&+ Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13} + R_{5-10}) \times \\
&\times (2 \cdot Q_4 \cdot Q_{KY} - Q_{KY}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937)) + 70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 140 \cdot (0,069 + 0,199) + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (0,066 + 0,069 + 0,199 + 3,437) \times \\
&\times (2 \cdot 140 \cdot 50 - 50^2)] = 793,385 \text{ (Вт)}.
\end{aligned}$$

Знайдемо величину зниження втрат активної потужності  $\delta(\Delta P)$  для 5-го вузла:

$$\begin{aligned}
\delta(\Delta P)_{15} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{KY} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13}) + \\
&+ Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_6 \cdot (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + \\
&+ (R_{6-7} + R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) \times \\
&\times (2 \cdot Q_5 \cdot Q_{KY} - Q_{KY}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937)) + 70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 140 \cdot (0,069 + 0,199) + 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + \\
&+ 280 \cdot (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199 + 1,718) \times \\
&\times (2 \cdot 280 \cdot 50 - 50^2)] = 832,144 \text{ (Вт)}.
\end{aligned}$$

Знайдемо величину зниження втрат активної потужності  $\delta(\Delta P)$  для 6-го вузла:

$$\begin{aligned} \delta(\Delta P)_{16} = & \frac{1}{U_H^2} \cdot [Q_{КУ} \cdot 2 \cdot (Q_1 \cdot (R_{12-13}) + Q_2 \cdot (R_{2-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_3 \cdot (R_{11-12} + R_{12-13}) + \\ & + Q_4 \cdot (R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13}) + Q_5 \cdot (R_{6-9} + R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13})) + \\ & + (R_{9-10} + R_{10-11} + R_{11-12} + R_{12-13} + R_{8-9}) \times \\ & \times (2 \cdot Q_6 \cdot Q_{КУ} - Q_{КУ}^2)] = \frac{1}{10^2} \cdot [50 \cdot 2 \cdot (220,5 \cdot (1,937) + 70 \cdot (0,12 + 0,069 + 0,199) + \\ & + 140 \cdot (0,069 + 0,199) + 140 \cdot (0,066 + 0,069 + 0,199) + \\ & + 280 \cdot (0,097 + 0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199)) + (0,066 + 0,066 + 0,069 + 0,199 + 1,718) \times \\ & \times (2 \cdot 280 \cdot 50 - 50^2)] = 834,57 \text{ (Вт)}. \end{aligned}$$

Потужність КУ, яка встановлюється на кожному кроці оптимізації впровадження приймемо  $Q_{kij}=50$  кВАр.

Отже, за проведеними розрахунками на першому етапі можна зробити висновок, що КУ потрібно встановлювати у 2-му вузлі, оскільки саме в ньому найбільше зниження втрат активної потужності. Це означає, що втрати реактивної потужності в 2-му вузлі зкомпенсуються:

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

На другому етапі аналогічно перераховуємо зниження втрат активної потужності вже з встановленою КУ в 2-му вузлі. Результати розрахунків 2-го та інших етапів заносимо до таблиці 2.5.

На кожному кроці було знайдено максимальні зниження втрат і відповідні місця встановлення КУ. В результаті отримано, що КУ доцільно встановлювати послідовно в таких вузлах: 2-5-6-3-4-1-6-5-1-6-5-3-4-1-6-5-6-1-6.

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

$$\delta(\Delta P)_1 = \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot 7080 \cdot Q_{KY1} - Q_{KY1}^2) \cdot R_{13-14} = \frac{1}{10^2} \cdot (2 \cdot 7080 \cdot 50 - 50^2) \cdot 0,032 = 225,76 \text{ (Вт)}.$$

Аналогічно 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. Отримані значення занесемо до таблиці 2.6.

За результатами розрахунків на рис.2.15 приведено залежність зниження втрат від сумарної потужності КУ

## Додаток В

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Інститут електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного  
менеджменту

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д-р техн. наук, проф. Бурбело М.Й.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Компенсація реактивної потужності в Вінницьких міських електромережах  
08-17.МКР.005.00.000.ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Демов О.Д.

\_\_\_\_\_ (підпис)

Виконавець: студент гр.

Івашківський І. Ф.

\_\_\_\_\_ (підпис)

Вінниця 2020 р.

**1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

- а) потреба в розробці методу поетапного впровадження 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 впровадження 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	03.01.2020	13.01.2020	
2	Аналіз існуючих методів	16.02.2020	27.02.2020	
3	Розробка теоретичних розділів	30.02.2020	28.02.2020	
4	Розробка економічної частини	29.03.2020	04.03.2020	
5	Розробка розділу з ОП та безпеки в НС	30.03.2020	05.03.2020	
6	Аналіз виконання ІЗ. Висновки	06.04.2020	30.04.2020	
7	Попередній захист МКР	25.05.2020	25.05.2020	

## 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.

