

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“__” _____2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
«Оптимізація компенсації реактивної потужності в
електричних мережах 0,4-10 кВ промислових
підприємств
Optimisation of reactive powercompensation in 0.4-10 kV
power grids of industrial enterprises»

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу магістратури, групи ЕЕ-23М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Андрій НЕПРОЗВАНІЙ
«__» _____2024 р.

Керівник роботи
к.т.н, доцент
_____ Олександр СІРІКОВ
«__» _____2024 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна (освітньо-наукова) програма

Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Петро ПЛЕСХОВ

«_____» _____ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Непрозваного Андрія Володимировича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Оптимізація компенсації реактивної потужності в електричних мережах 0,4-10 кВ промислових підприємств

Optimisation of reactive power compensation in 0.4-10 kV power grids of industrial enterprises

2. Керівник роботи Сіріков Олександр Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання роботи до захисту 02.12.2024 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування систем електропостачання оптимізацією розміщення конденсаторних установок в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів.

Завдання роботи: загальні положення щодо компенсації реактивної потужності; цільова функція і математичне формулювання задачі; алгоритм і програма розрахунку оптимального режиму реактивної потужності; оптимальна компенсація реактивних навантажень в системі електропостачання виробничого об'єднання; розрахунок економічної ефективності впровадження оптимального режиму реактивних навантажень в системі електропостачання; охорона праці.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>07.10.24</i>	
2	<i>Загальні положення щодо компенсації реактивної потужності</i>	<i>09.10.24</i>	
3	<i>Цільова функція і математичне формулювання задачі</i>	<i>21.10.24</i>	
4	<i>Алгоритм і програма розрахунку оптимального режиму реактивної потужності</i>	<i>28.10.24</i>	
5	<i>Оптимальна компенсація реактивних навантажень в системі електропостачання виробничого об'єднання</i>	<i>04.11.24</i>	
6	<i>Розрахунок економічної ефективності впровадження оптимального режиму реактивних навантажень в системі електропостачання</i>	<i>11.11.24</i>	
7	<i>Охорона праці</i>	<i>18.11.24</i>	
8	<i>Висновки</i>	<i>25.11.24</i>	
9	<i>Оформлення кваліфікаційної роботи та презентації до неї</i>	<i>02.12.24</i>	

Дата видачі завдання

«_____» _____ 2024 р.

Підпис керівника

_____ Сіріков О.І.
(прізвище та ініціали)

Завдання прийнято до виконання

«_____» _____ 2024 р.

Підпис здобувача

_____ Непрозваний А. В.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Непрозваний А. В. Оптимізація компенсації реактивної потужності в електричних мережах 0,4-10 кВ промислових підприємств.

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання», Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2024.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування систем електропостачання оптимізацією розміщення конденсаторних установок в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів.

Оптимізація розміщення конденсаторних установок в електричних мережах споживачів полягає в знаходженні місць їх установки та необхідної потужності при яких досягається мінімум цільової функції. В якості цільової функції використані приведені витрати, які враховують капіталовкладення в конденсаторні установки, експлуатаційні витрати на їх обслуговування, вартість втрат електроенергії від перетоків реактивної потужності з врахуванням їх втрат, а також втрат в батареях конденсаторів активної енергії на генерування реактивної. Пошук мінімуму цільової функції проводиться великокроковим градієнтним методом з урахуванням обмежень, які накладаються на потужності компенсуючих пристроїв, а саме мінімальна і максимальна потужність компенсуючого пристрою в вузлі, мінімальна і максимальна напруга в вузлах за межі якої вона не повинна виходити при установці компенсуючого пристрою в даний вузол.

В якості прикладу проведений розрахунок оптимізації розміщення конденсаторних установок для промислового підприємства. Який довів можливість зменшення цільової функції за рахунок оптимізації розміщення конденсаторних установок в мережі підприємства.

Ключові слова: компенсація реактивної потужності, цільова функція, мінімум приведених витрат, градієнтний метод, втрати електричної енергії.

ABSTRACT

Neprozvany A. V. Optimisation of reactive power compensation in 0.4-10 kV power grids of industrial enterprises

Qualification work for the second (master's) level of higher education in specialty 141 «Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics», educational and professional program «Electrotechnical systems of electricity consumption», Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2024.

The purpose of the qualification work is to increase the efficiency of the operation of power supply systems by optimizing the placement of capacitor units in electrical networks of 0.4-10 kV consumers.

Optimization of the placement of capacitor units in electrical networks of consumers consists in finding the places of their installation and the required power at which the minimum of the objective function is achieved. The reduced costs were used as the objective function, which take into account capital investments in capacitor units, operating costs for their maintenance, the cost of electricity losses from reactive power overflows taking into account their losses, as well as losses in capacitor banks of active energy for generating reactive power. The search for the minimum of the objective function is carried out by the large-step gradient method, taking into account the restrictions imposed on the power of compensating devices, namely the minimum and maximum power of the compensating device in the node, the minimum and maximum voltage in the nodes beyond which it should not go when installing the compensating device in this node.

As an example, a calculation of the optimization of the placement of capacitor units for an industrial enterprise was carried out. Which proved the possibility of reducing the objective function by optimizing the placement of capacitor units in the enterprise network.

Key words: reactive power compensation, objective function, minimum reduced costs, gradient method, electrical energy losses.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АРЗ	автоматичний регулятор збудження
БК	батареї конденсаторів
ВО	виробниче об'єднання
ЕРС	електрорушійна сила
КП	компенсуючі пристрої
КРП	компенсація реактивної потужності
КУ	компенсуючі установки
КУН	конденсаторні установки зовнішні
ЛЕП	лінії електропередач
ППК	пристрій повздовжньої компенсації
РПН	регулятор під напругою
СД	синхронні двигуни
СК	синхронні компенсатори
СТК	статичні тиристорні компенсатори

.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ЩОДО КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	10
1.1 Фізичні процеси в електричних реактивних колах	10
1.2 Структура та принципи формування оптимізаційних задач.....	15
1.3 Компенсація реактивної потужності в мережах промислових споживачів ..	17
1.4 Огляд існуючих наукових рішень	18
1.5 Постановка задачі оптимізації.....	20
РОЗДІЛ 2 ЦІЛЬОВА ФУНКЦІЯ І МАТЕМАТИЧНЕ ФОРМУЛЮВАННЯ ЗАДАЧІ.....	25
2.1 Дослідження залежності реактивної потужності, що видається конденсаторною батареєю від напруги живлення	25
2.2 Дослідження залежності реактивної потужності, що видається синхронними двигунами від напруги живлення	27
2.3 Питомі витрати на компенсуючі пристрої.....	31
2.4 Апроксимація вартості конденсаторних установок.....	35
2.5 Розрахункові витрати як критерій оптимізації	43
2.6 Математичне формулювання задачі оптимізації.....	45
2.7 Властивості функції цілі	46
2.8 Вибір методу оптимізації функції цілі	50
2.8.1 Метод швидкого спуску	52
2.8.2 Модифікація методу швидкого спуску.....	53
2.8.3 Безпосередня лінеризація.....	54
2.8.4 Великокроковий градієнтний метод.	56

РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМ І ПРОГРАМА РОЗРАХУНКУ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	58
3.1 Алгоритм розрахунку оптимізації режиму реактивної потужності	58
3.2 Програма розрахунку «оптимUm»	63
3.3 Підготовка вихідних даних і проведення розрахунків з допомогою програми «оптимUm».....	68
РОЗДІЛ 4 ОПТИМАЛЬНА КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВИРОБНИЧОГО ОБ'ЄДНАННЯ	73
4.1 Особливості електропостачання	73
4.2 Вихідні дані для розрахунку	73
РОЗДІЛ 5 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	79
5.1 Визначення величини капіталовкладень	79
5.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	80
5.3 Розрахунок показників економічної ефективності	83
РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ	85
6.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підприємстві.....	85
6.2 Заходи по усуненню небезпечних та шкідливих факторів.....	91
ВИСНОВКИ.....	93
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	95
ДОДАТОК А.....	96
ДОДАТОК Б	99
ДОДАТОК В	100

ВСТУП

Система електропостачання промислового підприємства являє собою складну інженерну систему, що складається з різноманітних електроприймачів, трансформаторів, ліній електропередачі та інших елементів. Характерною особливістю такої системи є постійні зміни режиму роботи, що зумовлені динамікою виробничих процесів. Одним з найважливіших показників якості електроенергії є коефіцієнт потужності, який характеризує співвідношення активної та реактивної складових повної потужності. Відхилення коефіцієнта потужності від одиниці призводить до збільшення втрат електроенергії в мережі, перегріву обладнання та зниження його надійності.

Для підвищення коефіцієнта потужності та зменшення втрат застосовують компенсацію реактивної потужності. Цей процес полягає у введенні в мережу додаткової ємнісної реактивної потужності, яка компенсує індуктивну реактивну потужність, споживану електроприймачами (переважно електродвигунами). Для компенсації реактивної потужності використовують різноманітні пристрої, такі як статичні конденсатори, синхронні компенсатори та регульовані компенсатори.

Вибір оптимального варіанту компенсації реактивної потужності є комплексною задачею, яка вимагає проведення техніко-економічних розрахунків.

Актуальність теми. Одним із важливих способів підвищення ефективності та економічності систем електропостачання є компенсація реактивної потужності. Реактивна потужність необхідна для роботи таких споживачів, як трансформатори та електродвигуни, проте її перетоки в електромережі спричиняють втрати активної потужності та енергії, що погіршує економічні показники роботи системи.

Для заохочення споживачів до компенсації реактивної потужності енергопостачальні компанії запроваджують оплату за її споживання. Компенсуючи реактивну потужність, споживачі знижують її перетоки у своїх мережах, що дозволяє мінімізувати втрати. Найефективніше здійснювати компенсацію безпосередньо біля місця споживання, тобто в мережах напругою 0,4–10 кВ, оскільки у мережах напругою 35–110 кВ ефект менший через

відсутність розвантаження живильних ліній та трансформаторів, що пов'язують споживачів з енергосистемою.

Основними пристроями для компенсації реактивної потужності є батареї конденсаторів. Вони мають менші втрати активної потужності під час генерації реактивної, ніж синхронні компенсатори чи двигуни, не мають рухомих частин і є простими в обслуговуванні.

Компенсація реактивної потужності – це техніко-економічне задача, яка охоплює визначення необхідної потужності компенсуючих пристроїв, а також оптимізацію режимів роботи системи. Це включає розрахунок потужності та вибір місця встановлення пристроїв, що дозволяє мінімізувати витрати. Для вирішення оптимізаційних задач потрібно створити адекватну цільову функцію, враховуючи якомога більше факторів, та застосувати відповідний математичний апарат для пошуку її мінімуму.

Оцінка техніко-економічних показників, зокрема розрахункових витрат, використовується як критерій оптимальності при виборі варіанта компенсації. Саме цей підхід до оптимізації режимів реактивної потужності є актуальним і розглядається в даній магістерській роботі.

Мета і задачі дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування систем електропостачання оптимізацією розміщення конденсаторних установок в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів.

Для досягнення мети поставлено й розв'язано такі задачі:

1. Розглянути загальні положення щодо компенсації реактивної потужності, обґрунтувати актуальність теми роботи;
2. Проаналізувати засоби компенсації реактивної потужності, які застосовуються в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів;
3. Сформулювати цільову функцію техніко-економічного розрахунку оптимізації розміщення конденсаторних установок в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів з математичним формулюванням задачі;

4. Розглянути алгоритм використання і програму розрахунку оптимального режиму реактивної потужності;

5. Провести розрахунок оптимальної компенсації реактивних навантажень в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів на прикладі виробничого об'єднання. Оцінити економічну ефективність впровадження оптимального режиму реактивних навантажень в системі електропостачання розглянутого підприємства.

Об'єктом дослідження є компенсація реактивної потужності в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів.

Предметом дослідження є техніко-економічний розрахунок компенсації реактивних навантажень в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів.

Методи дослідження. Поставлені у роботі завдання вирішуються методами: аналізу при розгляді засобів компенсації реактивної потужності, які застосовуються в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів; синтезу при формулюванні цільової функції техніко-економічного розрахунку оптимізації розміщення конденсаторних установок; математичного моделювання при дослідженні властивостей цільової функції та розрахунку оптимальної компенсації реактивних навантажень в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів виробничого об'єднання.

Науково-практична новизна одержаних результатів полягає в наступному: використаний науковий підхід до розміщення компенсуючих пристроїв в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів; набув подальшого розвитку метод техніко-економічного розрахунку з використанням приведених витрат; розглянута методика оптимізації розміщення конденсаторних установок в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів дозволить підвищити ефективність експлуатації систем електропостачання шляхом мінімізації приведених витрат.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ЩОДО КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1.1 Фізичні процеси в електричних реактивних колах

Енергія електричного поля конденсатора ємністю C , зарядженого до напруги U , визначається співвідношенням

$$W_C = \frac{UQ}{2} = \frac{CU^2}{2}. \quad (1.1)$$

Припустимо, що ми включили конденсатор на синусоїдальну напругу (рис. 1.1,а) у момент проходження напруги u через від'ємний максимум, тобто в момент $u = -U_M$ (рис. 1.1,б). Миттєве значення напруги $u = U_M \cdot \sin \omega t$. За умовою $r = 0$, тому конденсатор миттєво зарядиться до значення $-Q = CU_M$, у цей момент зарядний струм $i = 0$.

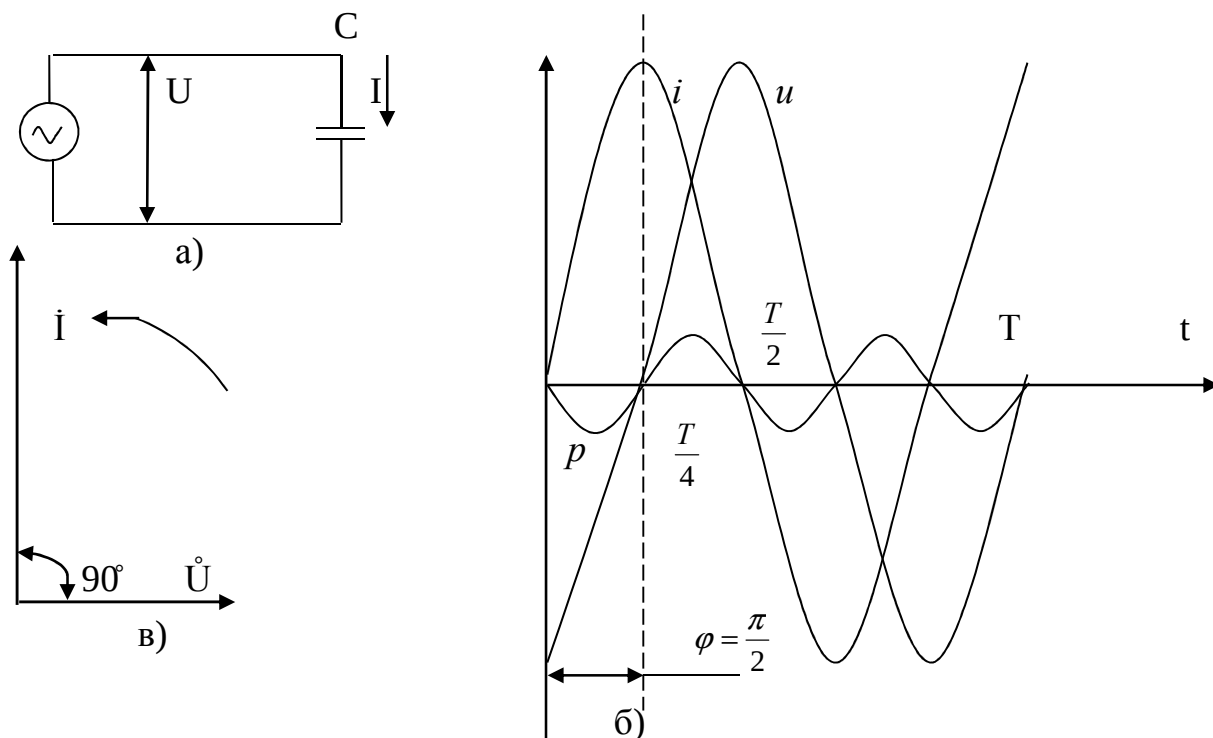


Рис. 1.1 - Ланцюг з ємністю.

а – схема включення; б – графіки зміни струму i , прикладеної напруги u і потужності p , T – період; в – векторна діаграма.

Далі, протягом $1/4$ періоду напруга зменшується по синусоїдальному закону до нуля (рис. 1.1,б). За кожен малий момент часу конденсатор миттєво розряджається до відповідного напрузі значення $q = CU_M \sin \omega t = Q \sin \omega t$ (оскільки $Q=CU$) і через $1/4$ періоду при $U_M \sin \omega t = 0$ струм розряду досягне максимального додатного значення. Далі, напруга на затискачах конденсатора збільшується в позитивному напрямі і у міру зростання напруги, конденсатор заряджається, досягаючи при U_M найбільшого позитивного заряду $+Q=CU_M$. Потім процес повторюється.

Розглядаючи графік зміни струму і напруги в часі, ми бачимо, що струм досягає максимуму раніше за час $T/4$, ніж напруга. Таким чином, струм випереджає напругу.

Векторна діаграма струму і напруги показана на рис. 1.1,в. Для вибраного початку відліку значення струму і напруги виражатимуться $i = I_M \sin \omega t$ та

$$u = U_M \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right).$$

Звідси слідує:

1. Струм в ланцюзі з ємністю випереджає на кут 90° напругу, прикладену до затискачів конденсатора.

2. Заряд і розряд конденсатора відбуваються по синусоїдальному закону. Це дозволяє формально вважати, що через конденсатор проходить змінний струм, значення якого залежить від ємності конденсатора і частоти змінного струму (тобто від ємнісного опору конденсатора).

Ємнісний опір конденсатора, Ом, визначається виразом

$$x_C = \frac{U}{I} = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C}. \quad (1.2)$$

Миттєва потужність конденсатора дорівнює:

$$p = ui = U_M \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \cdot I_M \cdot \sin \omega t = UI \cdot \cos\left(-\frac{\pi}{2}\right) - UI \cdot \cos\left(2\omega t - \frac{\pi}{2}\right) = -UI \cdot \sin 2\omega t.$$

З отриманого виразу виходить:

1. Миттєва потужність конденсатора змінюється по синусоїдальному закону з подвійною частотою.

2. Середня (тобто активна) потужність конденсатора дорівнює нулю.

3. Миттєва потужність конденсатора (тобто ланцюги з ємністю) від'ємна по відношенню до миттєвої потужності в ланцюзі з індуктивністю, що, як буде видно далі, має велике практичне значення.

Як видно з рис. 1,б, протягом першої і третьої чвертей періоду напруга на затисках конденсатора зменшується від максимального значення U_M до нуля (незалежно від знаку напруги) і конденсатор розряджається, а протягом другої і четвертої чвертей періоду напруга збільшується від 0 до U_M і конденсатор заряджається.

Протягом заряду конденсатор споживає від генератора енергію від 0 до $CU_M^2/2$, що йде на створення електричного поля конденсатора, а за час розряду енергія, запасена в електричному полі конденсатора, зменшується від $CU_M^2/2$ до 0. Таким чином, при включенні конденсатора в ланцюг генератора змінного струму (і вважаючи в ланцюзі $r = 0$) відбувається періодичний коливальний обмін миттєвої потужності $\pm p$ між генератором і електричним полем конденсатора з частотою $2f$ без перетворення в теплову або механічну енергію. Обмін енергією між генератором і конденсатором відбувається протягом кожного напівперіоду змінного струму, внаслідок чого енергія, споживана конденсатором, дорівнює нулю.

Миттєве значення потужності в ланцюзі з ємністю досягає максимального значення для моменту часу, коли $\sin 2\omega t = 1$ та є мірою обмінної енергії між генератором і ємнісним навантаженням; вона називається *реактивною потужністю конденсатора* і виражається:

$$Q = UI = C\omega U^2 = I^2 x_c, \quad (1.3)$$

де x_c – реактивний (ємкісний) опір конденсатора.

Реактивна потужність ємності негативна по відношенню до реактивної потужності індуктивності.

На сьогодні в Україні основними споживачами електричної енергії є промислові підприємства, які мають велику кількість різних по принципу дії, потужності і режиму роботи електроприймачів, що містять індуктивності у вигляді обмоток.

На рис. 1.2 наведений приклад споживачів з індуктивним характером, які споживають однакову активну потужність при цьому маючи різні коефіцієнти потужності: S_1 – споживач 1; S_2 – споживач 2.

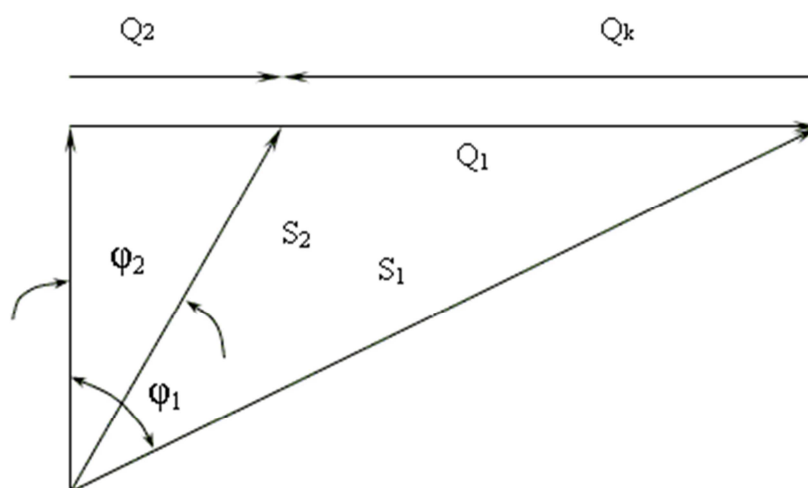


Рис. 1.2 - Повна потужність S_2 і S_1 в мережі при різних коефіцієнтах потужності.

Видно, що перший навантажує мережу в два рази більшою повною потужністю S_1 , ніж другий споживач, який працює з кращим коефіцієнтом потужності. Відповідно, перший споживач витрачає на одиницю продукції, залежно від простою його мереж, від 5 до 15% коштів більше при оплаті за фактично спожиту електричну енергію.

Необхідність проведення обстежень системи компенсації реактивної потужності на підприємстві періодично виникає по цілому ряду причин:

- передпроектна експертиза при реконструкції системи електропостачання;
- упровадження програми енергозбереження на підприємстві;
- ріст навантажень, зв'язаний зі збільшенням випуску продукції;
- низька якість електроенергії і т. д.

При проведенні обстеження системи компенсації реактивної потужності на підприємстві й ефективності використання пристроїв компенсації (КП), ставляться, як правило, наступні задачі:

- перевірка технічного стану наявних КП і пристроїв їхнього автоматичного керування, складання дефектних відомостей;
- визначення фактичної розташовуваної потужності КП і її розподіл по вузлах мережі і класам напруги;
- визначення економічно обґрунтованого ступеня компенсації реактивної потужності й оптимального розподілу потужності КП по вузлах мережі і класам напруги;
- оцінка здатності інших джерел компенсації реактивної потужності (повітряних і кабельних ЛЕП, синхронних двигунів, шунтуючих реакторів і ін.);
- аналіз фактичного навантаження елементів електричної мережі (ЛЕП, трансформаторів, асинхронних і синхронних двигунів);
- складання балансу реактивної потужності;
- проведення інструментального контролю і визначення фактичного споживання реактивної потужності і значень коефіцієнтів реактивної потужності у вузлах мережі ($\operatorname{tg}\varphi$ або $\cos\varphi$);
- аналіз електромагнітної сумісності КП в системі електропостачання при наявності електромагнітних перешкод;
- оцінка впливу КП на режими системи електропостачання і якість електроенергії.

Задача вибору оптимальної потужності і місць установки КП в електричних мережах має на меті перебування такого рішення для зниження втрат енергії, що забезпечить максимальний економічний ефект при дотриманні всіх технічних

умов (обмежень) нормальної роботи електричної мережі і приймачів електроенергії.

Промислові підприємства, як правило, мають досить складну систему електропостачання, яка включає в себе поєднання взаємопов'язаних споживачів електричної енергії, засобів її перетворення і передачі. В зв'язку із постійною зміною режиму роботи окремих споживачів або їх груп електричний стан такої системи також постійно змінюється.

Під час вибору оптимального варіанту компенсації реактивної потужності необхідно базуватися на техніко-економічних розрахунках, що враховують системний підхід до вирішення задачі. Це означає, що обране рішення має враховувати не лише інтереси споживачів електроенергії, а й потреби систем електропостачання, забезпечуючи позитивний вплив на функціонування всієї енергосистеми в цілому.

1.2 Структура та принципи формування оптимізаційних задач

Питанням вибору оптимальної потужності і місць встановлення КП присвячено велику кількість наукових праць. В якості вихідної величини в більшості випадків під час проведення досліджень приймається визначеність параметрів і конфігурації мережі. Визначеними вважають також і навантаження вузлів, які представляють або детермінованими величинами, або випадковими, але з визначеними законами їх розподілення. В обох випадках фактично має місце на увазі наявність вихідної інформації у повному обсязі, різниця лише у способі її представлення. Велика кількість досліджень, які ведуться з однієї вихідної точки, дозволяє назвати прийняту в них постановку задачі класичною: в одному випадку в детермінованій формі, а в іншому - у вірогідній.

Для сучасних електроенергетичних систем характерна обмежена повнота і достовірність інформації про режими, що вже відбулися, і ще менша достовірність прогнозованих режимів в силу притаманного прогнозам елементу невизначеності. При цьому мережам різного призначення (основні, розподільчі і т. п.) відповідають різні рівні інформаційної забезпеченості розрахунків. В цих

умовах фактичний ефект, отриманий від проведення заходів, не відповідатиме його розрахунковому значенню. Оцінимо фактори, які обумовлюють вказану невідповідність, що стосується задачі компенсації реактивної потужності (КРП).

Практичний результат рішення оптимізаційної задачі залежить від положень, прийнятих на таких етапах рішення:

- 1) постановка мети оптимізації;
- 2) знаходження критерію, який дозволить судити про досягнення мети;
- 3) розробка адекватної математичної моделі явища яке оптимізується (цільової функції):
- 4) знаходження оптимального стану моделі;
- 5) практична реалізація на об'єкті результатів розрахунку оптимального стану моделі.

Положення, які приймаються на першому етапі, поступово змінюються. Так, метою оптимізації в більшості прикладних задач є отримання максимального економічного ефекту. Однак, при цьому все в більшій степені доводиться враховувати неекономічні фактори (тобто фактори, які важко оцінити у грошовому відношенні). До таких факторів відносяться, наприклад, негативний вплив приймаємих рішень на навколишнє середовище, соціальні аспекти їх реалізації тощо. Подібні фактори враховують у вигляді обмежень.

Положення, які приймаються на другій ступені, визначається метою оптимізації. Поширеним критерієм економічного ефекту є приведені витрати. Вдосконалення критерію є задачею спеціаліста в області економічних наук.

Основними завданнями спеціаліста в конкретній області техніки є задачі третього і п'ятого етапів. Перша з них є технічною, друга - організаційно-технічна. Задача четвертого етапу є в основному завданням математика.

Розрахунки показують, що якщо прийняти за 100% ефект, отриманий при рішенні оптимізаційної задачі на ЕОМ, то при оцінці оптимального значення сумарної потужності КП по всій енергосистемі в цілому без застосування оптимізаційних методів, на основі тільки значення втрат потужності можна було отримати 65-75% ефекту. Така оцінка базується на припущенні рівномірного

розподілення КП між вузлами навантаження. Проведене надалі перенесення більшої потужності КП в більш віддалені вузли, здійснене на основі інженерного аналізу схеми і режимів її роботи, дозволяє збільшити ефект до 75-85%. Отже, ефективність впровадження розроблених методів має становити 15-10%.

1.3 Компенсація реактивної потужності в мережах промислових споживачів

Економічно доцільною є висока ступінь компенсації реактивної потужності в мережах споживачів з напругою 10 кВ і 0,38 кВ. У той же час, встановлення компенсуючих пристроїв у мережах напругою 35–110 кВ є менш ефективним, оскільки при цьому не розвантажуються трансформатори зв'язку з енергосистемою та живильні лінії. Оптимальний коефіцієнт реактивної потужності для вузлів, що живлять промислові навантаження, в режимах максимального навантаження енергосистеми становить 0,16–0,14.

Значення оптимального коефіцієнта реактивної потужності залежить від багатьох факторів, таких як:

- тип навантаження.
- режим роботи мережі: в режимах максимального навантаження необхідна більша компенсація, ніж в режимах мінімального навантаження.
- тарифи на електроенергію: вартість активної та реактивної енергії може впливати на економічну доцільність різних рівнів компенсації.

Процес оптимізації режимів реактивної потужності включає в себе кілька етапів:

- збір даних: збір інформації про структуру електромережі, параметри електрообладнання, графіки навантаження та тарифи на електроенергію.
- розробка математичної моделі: створення математичної моделі електромережі, яка описує залежність втрат електроенергії від величини компенсації реактивної потужності.

- вибір критерію оптимізації: визначення цільової функції, яка характеризує ефективність компенсації (наприклад, мінімізація сумарних втрат електроенергії).
- розробка алгоритму оптимізації: вибір відповідного математичного методу для знаходження оптимального рішення.

Фактори, що впливають на оптимізацію режимів реактивної потужності:

- тип компенсуючих пристроїв: вибір між статичними конденсаторами, синхронними компенсаторами та іншими типами пристроїв.
- вартість обладнання: початкові інвестиції та експлуатаційні витрати.
- термін служби обладнання: очікуваний строк служби компенсуючих пристроїв.
- надійність системи: вплив компенсації на надійність електропостачання.

Метою цієї кваліфікаційної роботи є оптимізація режимів реактивної потужності з метою зменшення втрат електроенергії в системах електропостачання промислових підприємств. Під оптимізацією розуміється визначення оптимальної потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв (конденсаторів або синхронних машин) у мережі підприємства, за яких досягається мінімум цільової функції. Для вирішення цієї задачі необхідно сформулювати адекватну цільову функцію, яка враховує максимальну кількість чинників, що впливають на процес оптимізації, та обрати відповідний математичний метод для знаходження її мінімуму.

1.4 Огляд існуючих наукових рішень

У роботі [7] досліджується доцільність проведення компенсації реактивної потужності в промислових електричних мережах. Автори прийшли до висновку, що невелике збільшення споживання активної електроенергії при збільшенні напруги при компенсації реактивної потужності може спричинити недоцільність КРП для зменшення втрат активної електроенергії. Тому, питання про КРП необхідно вирішувати одночасно з питаннями регулювання напруги при КРП.

Також автори зробили висновок, що КРП повинна оплачувати енергосистема, так як встановлення компенсуючих пристроїв зменшує активні втрати електроенергії в її мережі.

В роботі, при розрахунку сумарних втрат активної енергії, враховано збільшення втрат лише у асинхронному двигуні, хоча комплексне навантаження може включати в себе ще й дугові печі, освітлювальні пристрої, величина потужності, що споживається яких приблизно пропорційна квадрату напруги.

В [1] розглядається доцільність використання синхронних двигунів в режимі КРП в електричних мережах промислових споживачів. Синхронні двигуни характеризуються невеликими додатковими початковими затратами, оскільки при роботі з випереджаючим коефіцієнтом потужності повна потужність $S_{\text{ном сд}}$, яка визначає його вартість, зростає в значно меншій мірі, ніж його компенсуюча здатність. В роботі приводиться методика обґрунтування граничних параметрів режимів роботи синхронних двигунів, які враховуються в кожній конкретній схемі мережі підприємства в залежності від добових графіків та балансу реактивного навантаження у вузлах цієї мережі та активного навантаження синхронного двигуна.

В [1] не врахована необхідність неповного завантаження синхронних двигунів для підвищення компенсуючої здатності над номінальною, що призводить до використання більш потужних й більш дорогих синхронних двигунів, ніж це обумовлено технологічним процесом.

У роботі [5] публікується метод розрахунку компенсації реактивних навантажень промислових мереж за допомогою ЕОМ. Це дозволяє суттєво підвищити точність розрахунку. Аналіз, проведений авторами статті при рішенні задач оптимізації режиму реактивної потужності декількох промислових підприємств показав, що для більшості із них характерна можливість зниження втрат електричної енергії з допомогою різних технічних заходів: раціонального розташування існуючих на підприємстві джерел реактивної потужності; оптимального збудження синхронних машин; установки додаткових конденсаторних батарей і т.п. Для рішення поставленої задачі в якості

математичної моделі системи електропостачання використана функція річних розрахункових витрат, яка враховує відрахування від капіталовкладень, а також вартості втрат електроенергії на генерацію реактивної потужності в синхронних двигунах і конденсаторних батареях та вартості втрат електроенергії від протікання реактивної потужності по елементах електромережі промислового підприємства. Показником оптимальності отриманого рішення слугує мінімум приведених витрат. Математична постановка задачі може бути сформульована наступним чином: необхідно визначити значення вектору змінних (потужності компенсуючих пристроїв) за яких досягається мінімум цільової функції з накладеними обмеженнями на змінні, до яких слід віднести - мінімальне та максимальне значення потужність, що генерується пристроєм компенсації.

В такій постановці задача що розглядається, є типовою задачею нелінійного математичного програмування. Для знаходження мінімуму функції цілі авторами використаний метод спряженого градієнта в поєднанні з методом штрафних функцій.

При формуванні функції цілі автори не враховували зміну втрат реактивної потужності в елементах мережі. Для врахування обмежень по напрузі необхідно було після розрахунку оптимального режиму реактивної потужності проводити розрахунок мережі по напрузі і в разі необхідності коригувати максимальні або мінімальні обмеження потужності компенсуючих пристроїв після чого знову поводити розрахунок оптимального режиму реактивної потужності.

1.5 Постановка задачі оптимізації

У відповідності з «Вказівками по проектуванню компенсації в електричних мережах промислових підприємств» [8], які повністю замінили до того діючі «Вказівки по компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах» [9], а також «Інструкції по системному розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах» [10], пред'являються наступні вимоги до споживачів енергосистеми, які вказуються в договорі на користування електроенергією в вигляді наступних величин:

а) економічне значення реактивної енергії W_{QE} , яке споживається із мережі енергосистеми за місяць в години великих навантажень електричної мережі;

б) економічне значення реактивної потужності Q_E , що споживається із мережі енергосистеми за місяць в години великих навантажень електричної мережі (тільки для споживачів 1 тарифної групи, які розраховується за реактивну потужність);

в) технічних меж споживання реактивної потужності Q_{Π} в години великих навантажень електричної мережі, або реактивної енергії $W_{Q\Pi}$ за місяць в ті ж часи, при перевищенні яких енергопостачаюча організація не несе відповідальності за зниження напруги в точці обліку нижче рівня, встановленого в договорі на користування електроенергією мережі;

г) технічних меж генерації реактивної потужності Q_{Γ} або реактивної енергії $W_{Q\Gamma}$ в мережу енергосистеми в години малих навантажень електричної мережі, при перевищенні, яких енергопостачаюча організація не несе відповідальності за підвищення напруги в точці обліку вище рівня, встановленого в договорі на користування електроенергією для годин мінімуму навантажень електричної мережі;

д) у випадку необхідності – граничних значень реактивної потужності або реактивної енергії, яка генерується в мережу енергосистеми в години великих навантажень електричної мережі і яка примусово споживається в години малих навантажень за місяць.

Враховуючи вище наведені вимоги до споживачів, основними з яких є промислові підприємства, а також для зменшення втрат електричної енергії у власній електричній мережі, розвантаження її від реактивних струмів, покращення рівнів напруг, споживачу необхідно проводити заходи пов'язані з компенсацією реактивних навантажень. Виникає питання оптимального вибору типу, потужності і режиму роботи компенсуючих пристроїв в мережі споживача з урахуванням заданого енергосистемою режиму компенсації. Під оптимальним рішенням по компенсації реактивного навантаження за звичай розуміють рішення, яке відповідає мінімально можливому при даних технічних обмеженнях

значенню функції приведених витрат, яка включає вартість втрат потужності і енергії в мережі і витрат на компенсуючі пристрої.

Критерієм при виборі типу, потужності, місця установки і режиму роботи компенсуючих пристроїв прийнято мінімум приведених витрат (грн.) на джерела реактивної потужності і оплату втрат активної потужності, пов'язану з генерацією і передачею реактивної потужності до місця споживання [5,7]. Розміщення компенсуючих пристроїв згідно мінімуму розрахункових витрат повинно супроводжуватися оцінкою якості напруги і розробкою заходів по її регулюванню.

Доцільна ступінь компенсації повинна визначатися в кожному конкретному випадку у відповідності з умовами регулювання напруги. Збільшення ступеня компенсації може бути необхідно по технічним умовам: збільшення рівнів напруг і пропускної здатності мереж. Так як оптимізація потоків реактивної потужності в мережі, як правило, позитивно відображається на якості напруги і робить його достатньо гарним без використання інших спеціальних засобів. Тому в умовах експлуатації і при проектуванні необхідно також визначати оптимальну ступінь компенсації реактивної потужності виходячи із вимог окремого споживача.

Вихідними даними для визначення оптимального ступеня компенсації є параметри схеми електропостачання підприємства, місця розміщення джерел реактивної потужності, групові та індивідуальні графіки активних і реактивних навантажень в вузлах або місцях де передбачається установка джерел реактивної потужності.

При розташуванні джерел реактивної потужності враховується, що для досягнення найбільшого економічного ефекту і ефекту регулювання напруги джерела реактивної потужності необхідно використовувати на робочій напрузі електроприймачів, які споживають реактивну потужність, і розташовувати їх в безпосередній близькості від них.

Із групових графіків знаходять найбільші активні і реактивні навантаження в період максимумів підприємства і енергосистеми, найменші активні і реактивні навантаження в період найменших реактивних навантажень підприємства (в

ремонтні зміни, вихідні дні, перерви між змінами). Найменші реактивні навантаження використовуються для визначення частини джерел реактивної потужності яка не регулюється.

По індивідуальним графікам визначаються найбільші активні і реактивні навантаження великих електроприймачів з відносно низьким коефіцієнтом потужності і більшим числом годин роботи в рік.

Для компенсації реактивної потужності на промислових підприємствах використовуються:

- а) конденсатори;
- б) синхронні двигуни і генератори;
- в) синхронні компенсатори;
- г) компенсаційні перетворювачі;
- д) статичні джерела реактивної потужності.

Коли в мережі споживача установлені синхронні двигуни, то спочатку визначається доцільність і ступінь їх використання для компенсації реактивної потужності в окремих вузлах системи електропостачання по методиці, викладеній у [8]. Потім визначається необхідна потужність інших компенсуючих пристроїв в інших вузлах системи електропостачання.

Батареї конденсаторів є найбільш економічним джерелом реактивної потужності і їх установка в електричних мережах дозволяє знизити величини необхідної потужності, яка генерується на електростанціях, знизити потужність елементів енергосистеми, зменшити втрати активної і реактивної енергії в мережах, а також забезпечити можливість регулювання напруги. Останнє досягається шляхом підключення конденсаторів в ті періоди часу, коли є дефіцит реактивної потужності, і їх відключення в періоди малих навантажень. Таким чином, конденсатори можуть забезпечити значне зниження втрат, як при експлуатації існуючих мереж, так і при їх розвитку, дозволяючи здійснювати електропостачання нових споживачів з економією капітальних витрат. Переваги генерування реактивної потужності конденсаторами досить великі.

Питомі втрати і питомі капіталовкладення на установку синхронних компенсаторів знижуються з ростом одиничної потужності. Тому установка потужних одиниць може бути економічно доцільна. Це призводить до концентрації генерування реактивної потужності з допомогою синхронних компенсаторів на великих підстанціях системи. Батареї конденсаторів в електромережах повинні використовуватися, як правило, для забезпечення балансу реактивної потужності, забезпечення необхідних рівнів напруг. Поступово з розвитком напівпровідникової техніки отримують широкого вжитку статичні джерела реактивної потужності.

Сучасні підходи до оптимізації

Комп'ютерне моделювання: Використання програмного забезпечення для моделювання роботи електромереж та аналізу різних варіантів компенсації.

Оптимізація на основі штучного інтелекту: Використання нейронних мереж та інших методів штучного інтелекту для пошуку оптимальних рішень.

Зважаючи на ці вимоги, що встановлюються енергопостачальними компаніями, а також для мінімізації втрат електроенергії у власних електромережах, промислові підприємства повинні впроваджувати заходи з компенсації реактивних навантажень.

РОЗДІЛ 2

ЦІЛЬОВА ФУНКЦІЯ І МАТЕМАТИЧНЕ ФОРМУЛЮВАННЯ ЗАДАЧІ

2.1 Дослідження залежності реактивної потужності, що видається конденсаторною батареєю від напруги живлення

Забезпечити компенсацію реактивної потужності в години максимуму навантаження енергосистеми без регулювання напруги не є ефективним заходом по економії електроенергії.

Як видно із табл. 2.1 – при різних значеннях напруги у місцях приєднання конденсаторних батарей потужність, що видається також різна.

Таблиця 2.1 - Зміна потужності, що видається конденсаторними батареями при граничних відхиленнях напруги

Тип	Потужність при U в.о. ,кВар					Вартість, евро
	0,90	0,95	1,00	1,05	1,10	
KPM-0,4-20-3-5-54	16,2	18,1	20,0	22,1	24,2	700,8
KPM-0,4-25-3-5-54	20,3	22,6	25,0	27,6	30,3	732,7
KPM-0,4-30-3-5-54	24,3	27,1	30,0	33,01	42,35	774,9
KPM-0,4-35-3-5-54	28,4	31,6	35,0	38,6	42,4	799,7
KPM-0,4-40-3-10-54	32,4	36,1	40,0	44,1	48,4	810,9
KPM-0,4-45-3-5-54	36,5	40,6	45,0	49,6	54,5	877,9
KPM-0,4-50-3-10-54	40,5	45,1	50,0	55,1	60,5	923,7
KPM-0,4-55-4-5-54	44,6	49,6	55,0	60,6	66,6	945,4
KPM-0,4-60-4-10-54	48,6	54,1	60,0	66,1	72,6	998,8
KPM-0,4-70-4-10-54	56,7	63,2	70,0	77,2	84,7	1155,6
KPM-0,4-80-4-10-54	64,8	72,2	80,0	88,2	96,8	1285,2
KPM-0,4-90-4-10-54	72,9	81,2	90,0	99,2	108,9	1365,3
KPM-0,4-100-5-10-54	81,0	90,3	100,0	110,2	121,0	1429,9
KPM-0,4-120-5-10-54	97,2	108,3	120,0	132,3	145,2	1592,2
KPM-0,4-140-5-20-54	113,4	126,4	140,0	154,3	169,4	1749,0
KPM-0,4-160-5-20-54	129,6	144,4	160,0	176,4	193,6	1832,3
KPM-0,4-180-5-20-54	145,8	162,5	180,0	198,4	217,8	1982,0
KPM-0,4-200-5-20-54	162,0	180,5	200,0	220,5	242,0	2108,4
KPM-0,4-220-5-20-54	178,2	198,6	220,0	242,5	266,2	2502,7
KPM-0,4-240-5-20-54	194,4	216,6	240,0	264,6	290,4	2643,8
KPM-0,4-260-5-20-54	210,6	234,7	260,0	286,6	314,6	2804,0
KPM-0,4-280-5-20-54	226,8	252,7	280,0	308,7	338,8	3054,6
KPM-0,4-300-5-20-54	243,0	270,8	300,0	330,7	363,0	3443,3
KPM-0,4-320-5-40-54	259,2	288,8	320,0	352,8	387,2	3468,2
KPM-0,4-360-5-40-54	291,6	324,9	360,0	396,9	435,6	3856,2
KPM-0,4-400-5-80-54	324,0	361,0	400,0	441,0	484,0	4012,5

На рис. 2.1 наведений графік зміни потужності, що видається установкою конденсаторів КРМ-0,4-400-5-80-54 в залежності від напруги на її затискачах.

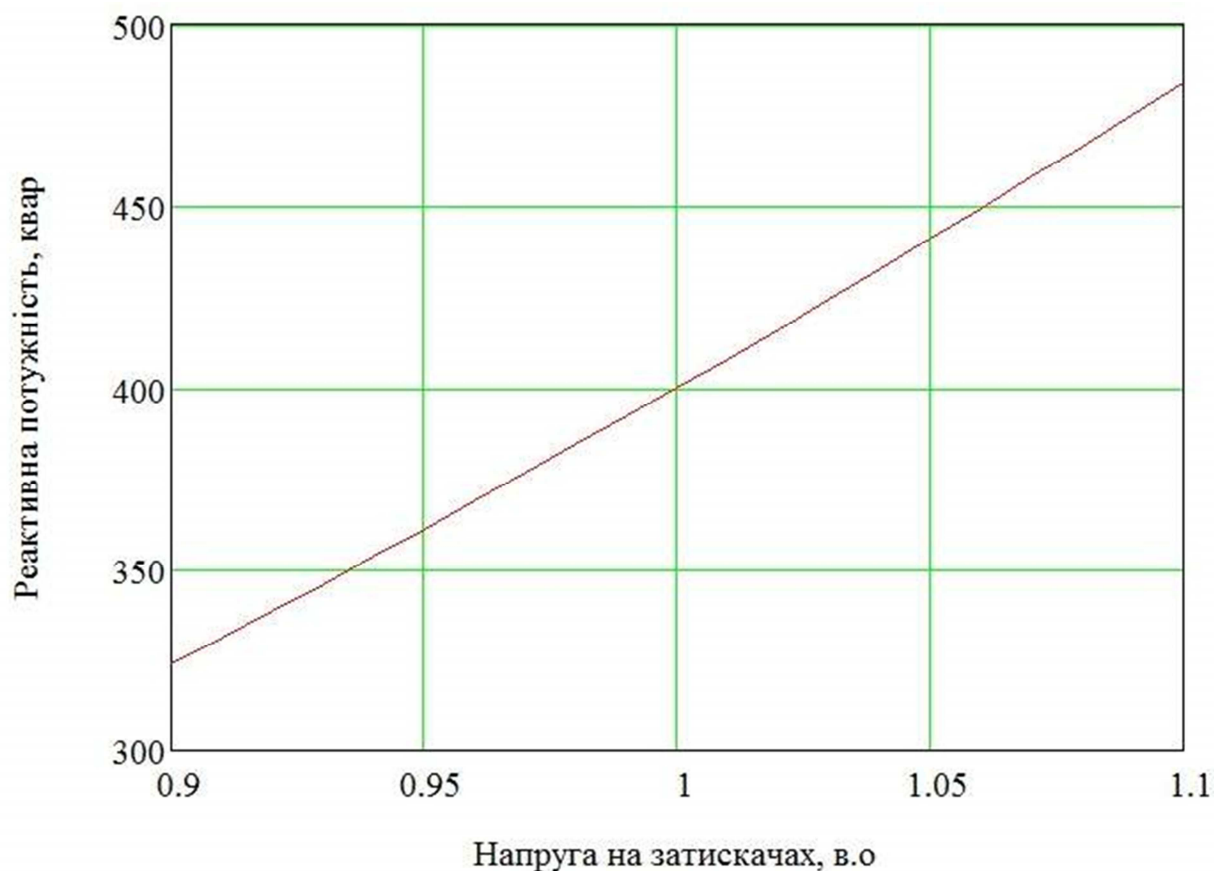


Рис. 2.1 - Залежність реактивної потужності батареї конденсаторів КРМ-0,4-400-5-80-54, яка віддається в мережу від напруги на її затискачах (у в. о.).

Залежність реактивної потужності, яка видається конденсаторною батареєю від напруги можна виразити формулою:

$$Q_d = Q_n \left(\frac{U_d}{U_n} \right)^2 \quad (2.1)$$

де Q_d – значення реактивної потужності при напрузі U_d ;

Q_n , U_n – відповідно номінальне значення реактивної потужності та напруги батареї конденсаторів.

Отже, як видно із табл. 2.1 та рис. 2.1, якщо не враховувати залежності потужності, що видається від напруги на затискачах батарей конденсаторів, то неможливо провести ефективну оптимізацію розміщення батарей конденсаторів для зменшення втрат електроенергії в мережах промислових підприємств з достатньою точністю.

2.2 Дослідження залежності реактивної потужності, що видається синхронними двигунами від напруги живлення

Якщо в електричних мережах споживачів працюють синхронні двигуни (СД), то доцільно розглянути можливість їх більш ефективного використання в режимі КРП. Синхронні двигуни характеризуються невеликими початковими затратами, оскільки при роботі з випереджаючим коефіцієнтом потужності повна потужність СД $S_{\text{ном(сд)}}$, яка визначає його вартість, зростає в значно меншій мірі, ніж його компенсуюча здатність (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 - Компенсувальна здатність синхронного двигуна.

Номинальний коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$	1,0	0,9	0,85	0,8
Повна потужність, $S_{\text{ном(сд)}}$, %	0	11	17	25
Компенсувальна здатність, $(Q_{\text{сд}}/P_{\text{ном(сд)}}) \times 100\%$	0	48	62	75

Як показує досвід експлуатації електричних мереж споживачів, добові графіки їх навантаження нерівномірні і характеризуються значним відхиленням напруги та підвищеними втратами електроенергії.

В той же час в технологічних процесах багатьох підприємств використовують СД, які можна застосувати для КРП в електричній мережі споживача.

Як показують результати досліджень режимів роботи СД та досвід їх експлуатації, робота СД в тривалому режимі КРП можлива лише при їх недовантаженні активною потужністю при незмінному струмі збудження, рівному номінальному, тобто коли:

- нагрівання обмоток статора і ротора СД не перевищує допустимих норм;
- втрати активної потужності в мережі і в СД, а також оплата за спожиту реактивну енергію оптимальні;
- розподіл напруги по вузлах навантаження мережі підприємства відповідає вимогам норм;
- при споживанні СД з мережі реактивної потужності забезпечується запас статичної стійкості СД.

При зниженні реактивного навантаження в мережі компенсуюча здатність СД може бути зменшена шляхом зменшення струму збудження.

В період невеликих і мінімальних навантажень СД повинен працювати з меншою компенсаційною здатністю і навіть в режимі споживання реактивної потужності з мережі.

При організації режиму роботи СД необхідно:

- передбачити можливе збільшення напруги у вузлі навантаження мережі підприємства вище допустимих значень при зниженні навантаження і генерації реактивної потужності СД в цю мережу;
- забезпечити умови статичної стійкості СД при мініальному навантаженні в мережі підприємства і споживанні СД реактивної потужності з цієї мережі.

З точки зору теплового режиму робота з $\cos\varphi = 1$ можлива завжди, навіть при 100%-му активному навантаженні на його валу. При цьому СД не споживає з мережі реактивної потужності. Саме цим і пояснюється доцільність використання СД замість АД тієї ж потужності у всіх технологічно допустимих випадках. У випадку, якщо СД призначений для нормальної роботи в режимі перезбудження, тобто з випереджаючим коефіцієнтом потужності, то він навіть при 100%-му навантаженні активним струмом може компенсувати реактивне навантаження мережі.

При використанні синхронних двигунів виключно для компенсації реактивної потужності питомі витрати активної потужності є досить високими,

значно перевищуючи витрати, які виникають при їх застосуванні в електроприводах. Це пояснюється двома основними причинами.

По-перше, в такому режимі всі втрати двигуна, які відповідають втратам холостого ходу, сприймаються як витрати активної потужності на генерацію реактивної енергії.

По-друге, СД без активного навантаження через розмагнічуючу реакцію якоря не здатні виробляти реактивну потужність, рівну їхній повній номінальній потужності. У цьому випадку їх максимальна реактивна потужність залежно від конструктивних особливостей становить лише 60–80% від номінальної повної потужності.

Зазвичай навантаження на валу синхронного двигуна (СД) становить 50–100% від його номінального значення. За таких умов, а також за можливості регулювання напруги, що подається на двигун, синхронні приводи можуть ефективно використовуватися як компенсатори реактивної потужності. Це стає можливим при їх роботі з випереджаючим коефіцієнтом потужності. Наприклад, середні відносні допустимі величини реактивної потужності $\alpha(m) = Q_{CD}/Q_{ном(сд)}$ для СД в залежності від коефіцієнта навантаження і напруги наведені в табл. 2.3.

Синхронні двигуни мають більші відносні втрати на 1 кВар виробленої реактивної потужності, ніж конденсатори. Але, якщо СД уже задіяні в технологічних процесах підприємств, то їх слід в першу чергу використовувати для компенсації реактивної потужності.

Таблиця 2.3 - Залежність відносної допустимої величини реактивної потужності від коефіцієнта навантаження та відносної напруги.

Тип двигуна	Напруга на затискачах	Середні відносні допустимі величини реактивної потужності $\alpha(m)$ при коефіцієнтах завантаження		
		0,9	0,8	0,7
СДН 10 кВ	0,95	1,31	1,4	1,45
	1,0	1,21	1,27	1,33
	1,05	0,96	1,12	1,17

Параметри, за якими здійснюється регулювання реактивної потужності СД, аналогічні параметрам, за якими регулюється потужність конденсаторних установок. Зміна цих параметрів сприймається автоматичними регуляторами СД.

Використовуючи дані, приведені в [1] та враховуючи майже лінійну залежність, можна вивести емпіричну формулу реактивної потужності, що видається в залежності від напруги на затискачах СД:

$$Q_1 = \left(Q_0 - b \cdot \frac{U_1}{U_H} \right) Q_H \quad (2.2)$$

де Q_1 – реактивна потужність СД при значенні напруги рівному U_1 ;

Q_0 , b – емпіричні коефіцієнти (залежать від типу та коефіцієнта завантаження СД), що показують відношення зміни реактивної потужності, що видається СД, до зміни рівня напруги на затискачах СД;

U_H , Q_H – номінальна напруга та відповідне значення реактивної потужності, яка видається СД.

Емпіричні коефіцієнти Q_0 , b можна знайти, вирішивши систему з двох лінійних рівнянь (2.2) попередньо замінивши:

$$\frac{U_1}{U_H} = U_1^{B.O.}; \frac{U_2}{U_H} = U_2^{B.O.}; \frac{Q_1}{Q_H} = Q_1^{B.O.}; \frac{Q_2}{Q_H} = Q_2^{B.O.}$$

$$\left. \begin{aligned} Q_1^{B.O.} &= Q_0 - b \cdot U_1^{B.O.} \\ Q_2^{B.O.} &= Q_0 - b \cdot U_2^{B.O.} \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

Звідки

$$b = \frac{Q_2^{B.O.} - Q_1^{B.O.}}{U_1^{B.O.} - U_2^{B.O.}}; \quad Q_0 = Q_1^{B.O.} + b \cdot U_1^{B.O.}.$$

Як приклад, приведемо емпіричні коефіцієнти b , Q_0 для синхронного двигуна марки СДН 10 кВ:

$$Q_1 = 1,4 \text{ у.о.}; U_1 = 0,97 \text{ у.о.}; Q_2 = 1,2 \text{ у.о.}; U_2 = 1,04 \text{ у.о.} \rightarrow$$

$$b = \frac{1,2 - 1,4}{0,97 - 1,04} \approx 2,86; Q_0 = 1,4 + 2,86 \cdot 0,97 = 4,174.$$

Отримана залежність (2.2) може бути проілюстрована графіком наведеним на рис. 2.2.

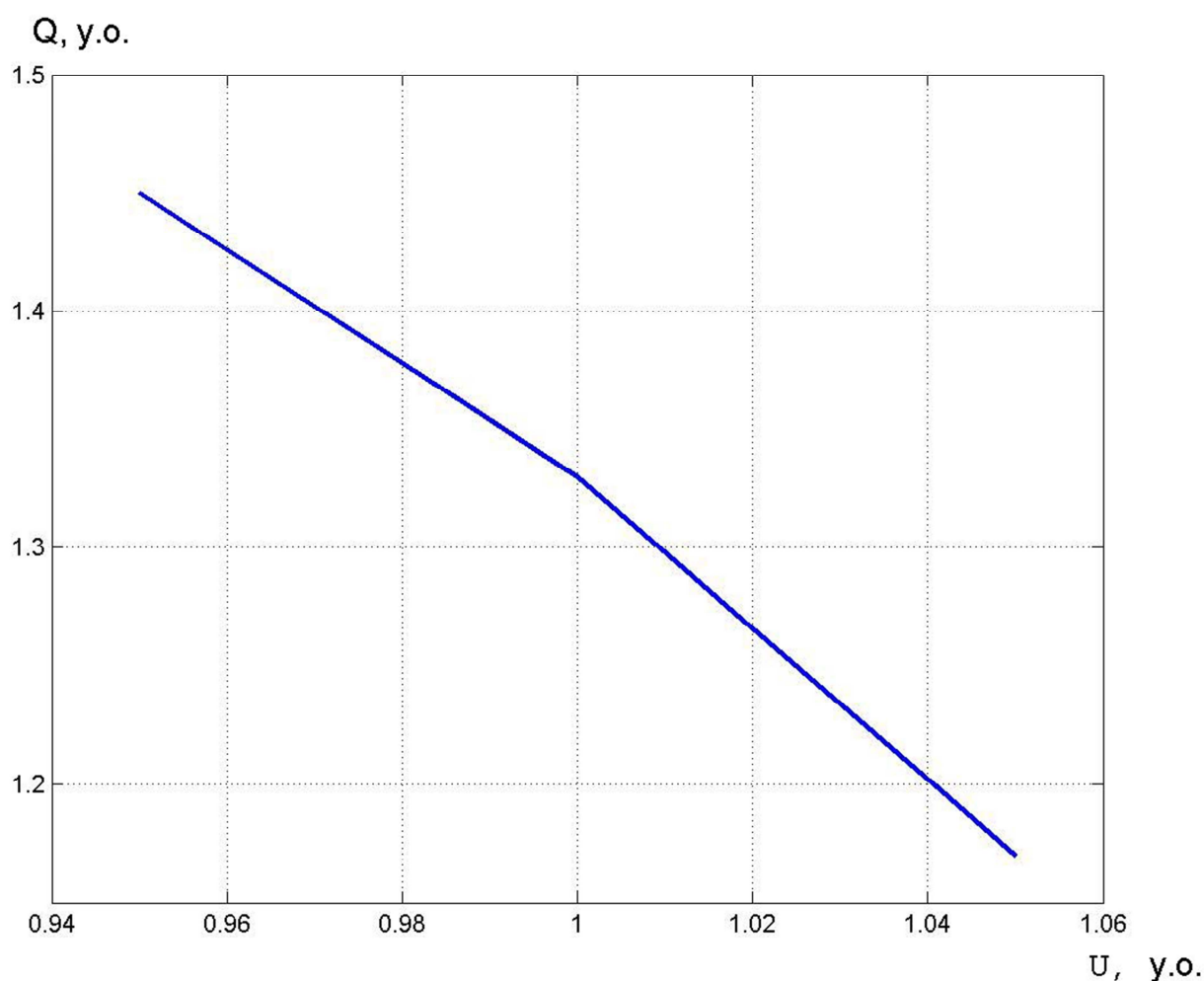


Рис. 2.2 - Залежність реактивної потужності від напруги на затискачах СД

2.3 Питомі витрати на компенсуючі пристрої

Батареї конденсаторів. Капіталовкладення на придбання батарей конденсаторів можуть бути представлені трьома доданками: постійними

витратами, що не залежать від потужності – $З_{\text{пост}}$; витрат, що залежать від кількості m пристроїв комутації та визначають регулюючі можливості всієї батареї конденсаторів – $mЗ_a$; витрат, що пропорційно залежать від потужності – $з_k Q_k$, отже

$$З_k = З_{\text{пост}} + mЗ_a + з_k Q_k \quad (2.4)$$

Постійні витрати складаються із витрат на вимикаючу апаратуру і тих частин на регулюючу, захисну апаратуру і монтаж установки, які не залежать від їх потужності. Другий доданок включає в себе складові, які пропорційні кількості секцій батареї конденсаторів. Коефіцієнт $з_k$ включає в себе питомі витрати на конденсатори, із яких зібрана установка, на втрати потужності і енергії в них, а також на ті частини витрат на регулюючу, захисну апаратуру і монтаж установки, який залежить від її потужності.

Питома вартість втрат потужності і енергії в конденсаторах C_B визначається формулою

$$C_B = \Delta P_K C_0 T_B \quad (2.5)$$

де ΔP_K – питомі втрати потужності в конденсаторах, кВт/квар;

C_0 – вартість електричної енергії;

T_B – кількість годин використання установленної потужності батареї конденсаторів. Для батареї, що не регулюється $T_B = 8760$ год.

Наявність у виразі (2.5) складових, які не є пропорційними потужності батареї конденсаторів, призводить до появи розривів у функції витрат. За строгої постановки таку задачу слід віднести до задач дискретного програмування. Однак методи розв'язання подібних задач ще недостатньо розроблені для широкого практичного застосування.

Тому на практиці для знаходження оптимальних рішень часто використовують методи, що застосовуються до гладких функцій. Зокрема, вирішення здійснюється шляхом розв'язання системи рівнянь, отриманих прирівнюванням до нуля часткових похідних функції цілі за потужностями компенсуючих пристроїв. При цьому перші два доданки функції цілі не впливають на отримане рішення.

Для врахування цього явища часто використовують питомі витрати на батареї конденсаторів, які визначають по формулі:

$$z'_k = \frac{z_{\text{пост}} + m z_a}{Q_k} + z_k = \Delta z'_k + z_k \quad (2.6)$$

що повністю перетворює функцію цілі на гладку, але вносить певну похибку; так як Q_k заздалегідь невідома, а відповідно, і $\Delta z'_k$ може бути розраховане лише приблизно. В процесі подальшого розрахунку $\Delta z'_k$ вважають постійною і незалежною від потужності компенсуючого пристрою. Спроба позбавитись від врахування розривів функції цілі за допомогою періодичного перерахування $\Delta z'_k$ за (3.3) при отриманому на попередньому етапі значенні Q_k і звести, таким чином, задачу до послідовного уточнення рішення шляхом переходу від одної гладкої функції до іншої математично не коректні. Однак в силу простоти такого урахування витрат на батареї конденсаторів цей спосіб отримав найбільше розповсюдження.

Більш точними є способи, які враховують $z_{\text{пост}}$ в безпосередньому виді і які використовують питомі витрати на батареї конденсаторів, які визначаються тільки двома складовими (2.4):

$$z''_k = \frac{m z_a}{Q_k} + z_k = \Delta z''_k + z_k \quad (2.7)$$

Для перевірки доцільності установки батарей конденсаторів з урахуванням $Z_{пост}$ приходиться кілька разів вирішувати задачу з гладкою функцією цілі для випадків наявності і відсутності конденсаторної батареї в кожному із вузлів і порівнювати витрати в точках розриву функції.

Синхронні машини. Витрати обумовлені використанням компенсуючої здатності синхронних машин, визначаються за формулою:

$$Z_{CM} = Z_{РЕГ} + C_0 \Delta P_{CM} T_{CM} \quad (2.8)$$

де $Z_{РЕГ}$ – витрати на пристрій автоматичного регулювання реактивної потужності;

C_0 – вартість електричної енергії;

ΔP_{CM} – втрати активної потужності в синхронній машині, які визначаються за наступною формулою:

$$\Delta P_{CM} = \Delta P_X + k_1 Q_{CM} + k_2 Q_{CM}^2 \quad (2.9)$$

де k_1 і k_2 – параметри, які характеризують втрати активної потужності при генерації реактивної;

ΔP_X – втрати холостого ходу;

T_{CM} – кількість годин використання установленної потужності синхронної машини.

Втрати холостого ходу ΔP_X необхідно враховувати тільки для синхронних компенсаторів і тільки в тому випадку, якщо за умови стійкості він не є необхідним. При необхідності роботи синхронної машини за умовами, які не визначаються втратами (синхронний компенсатор для стійкості, синхронний двигун в виробничому процесі і т. п.), втрати холостого ходу будуть мати місце незалежно від ступеня її використання по реактивній потужності і не повинні враховуватися.

Замість параметрів k_1 і k_2 в довідковій літературі часто приводяться відносні параметри D_1 і D_2 , які виражають втрати в синхронній машині через ступінь використання її компенсуючої здатності $\phi_{CM} = Q_{CM} / Q_{НОМ}$

$$\Delta P_{CM} = D_1 \phi_{CM} + D_2 \phi_{CM}^2 \quad (2.10)$$

Витрати на генерацію реактивної потужності в першому наближенні можуть бути визначені з використанням вартості втрат:

$$Z_{CM} = C_0 \Delta P_{CM} T_{CM} = z_1 Q_{CM} + z_2 Q_{CM}^2 \quad (2.11)$$

Представлені витрати на синхронні машини в простому вигляді (2.11) використовуються в подальшому для виводу деяких фізичних закономірностей розрахунків, які можуть використовуватися для покращення збігання ітераційних процесів в більш точних алгоритмах за рахунок отримання з допомогою цих закономірностей першого наближення до оптимуму [4].

2.4 Апроксимація вартості конденсаторних установок

Оптимізація режиму реактивної потужності є техніко-економічним розрахунком, тому дуже важливо знати і при прийнятті рішення враховувати економічні аспекти цього питання. Одним з найважливіших чинників який впливає на вибір того чи іншого джерела реактивної потужності є її вартість. Тому спостереження за динамікою зміни ціни з часом та її коригування при техніко-економічних розрахунках може відображатися на прийнятті та суті оптимального рішення.

Як зазначалося вище капіталовкладення в конденсаторні батареї можуть бути апроксимовані, як функція її потужності за питомою вартістю. Вартості низьковольтних батарей станом на жовтень 2024 р. фірми СВ «АЛЬТЕРА» наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Техніко-економічні показники низьковольтних батарей.

Наименование	Мощность, кВт	Ступени регулирования	Габариты ВхШхГ, мм	Номинальный ток		
				установки, А	защитного предохранителя на входе, А	
EU-AKY-KPM-0,4-20-3-5-54-Y3	20	5+5+10	600 × 400 × 250	29	32	700,80
EU-AKY-KPM-0,4-25-3-5-54-Y3	25	5+10+10		36	40	732,70
EU-AKY-KPM-0,4-30-3-5-54-Y3	30	5+5+20		43	50	774,90
EU-AKY-KPM-0,4-35-3-5-54-Y3	35	5+10+20		51	50	799,70
EU-AKY-KPM-0,4-40-3-10-54-Y3	40	10+10+20		58	63	810,90
EU-AKY-KPM-0,4-45-3-5-54-Y3	45	5+10+10+20	800 × 600 × 250	65	80	877,90
EU-AKY-KPM-0,4-50-3-10-54-Y3	50	10+10+10+20		72	80	923,70
EU-AKY-KPM-0,4-55-4-5-54-Y3	55	5+10+20+20		79	80	945,40
EU-AKY-KPM-0,4-60-4-10-54-Y3	60	10+10+20+20		87	100	998,80
EU-AKY-KPM-0,4-70-4-10-54-Y3	70	10+20+20+20		101	100	1155,60
EU-AKY-KPM-0,4-80-4-10-54-Y3	80	10+10+20+40	1000 × 600 × 320	116	125	1285,20
EU-AKY-KPM-0,4-90-4-10-54-Y3	90	10+20+20+40		130	160	1365,30
EU-AKY-KPM-0,4-100-5-10-54-Y3	100	10+10+20+20+40	1200 × 600 × 320	145	160	1429,90
EU-AKY-KPM-0,4-120-5-10-54-Y3	120	10+10+20+40+40		173	200	1592,20
EU-AKY-KPM-0,4-140-4-20-54-Y3	140	20+40+40+40		202	200	1749,00
EU-AKY-KPM-0,4-160-5-20-54-Y3	160	20+20+40+40+40	1700 × 800 × 400	231	250	1832,30
EU-AKY-KPM-0,4-180-5-20-54-Y3	180	20+40+40+40+40		260	315	1982,00
EU-AKY-KPM-0,4-200-5-20-54-Y3	200	20+20+40+40+80		289	315	2108,40
EU-AKY-KPM-0,4-220-5-20-54-Y3	220	20+40+40+40+80		318	400	2502,70
EU-AKY-KPM-0,4-240-5-20-54-Y3	240	20+20+40+80+80		347	400	2643,80

При обчисленнях апроксимації використано математичний пакет програм Microsoft Excel XP, “Mathcad 13”. Графік залежності вартості конденсаторних установок від їх потужності за даними табл. 2.4 наведений на рис. 2.3. Також, на графіку наведена лінія тренду і коефіцієнт детермінації R^2 , який вказує на принципово добру здатність апроксимувати вартість конденсаторних установок, так як $R^2 > 0,9$. В той же час, графік питомих витрат на конденсаторні установки вказує на істотну розбіжність в залежності від потужності (рис. 2.4), особливо для конденсаторних установок низької потужності до 200 кВт, що пояснюється великим впливом для них постійної складової витрат.

Враховуючи, що значення питомих витрат суттєво змінюється (майже в три с половиною рази питомі витрати на конденсаторну установку потужності 20 і 200 кВт, рис. 2.4) можна зробити висновок про те, що метод питомих витрат для обчислення вартості конденсаторних установок може використовуватись лише з деяким наближенням. Розрахунок середньоквадратичної похибки апроксимації за питомими витратами наведений у Додатку А. Він показав, що середньоквадратична похибка при апроксимації лінійною залежністю складає 22,301 %.

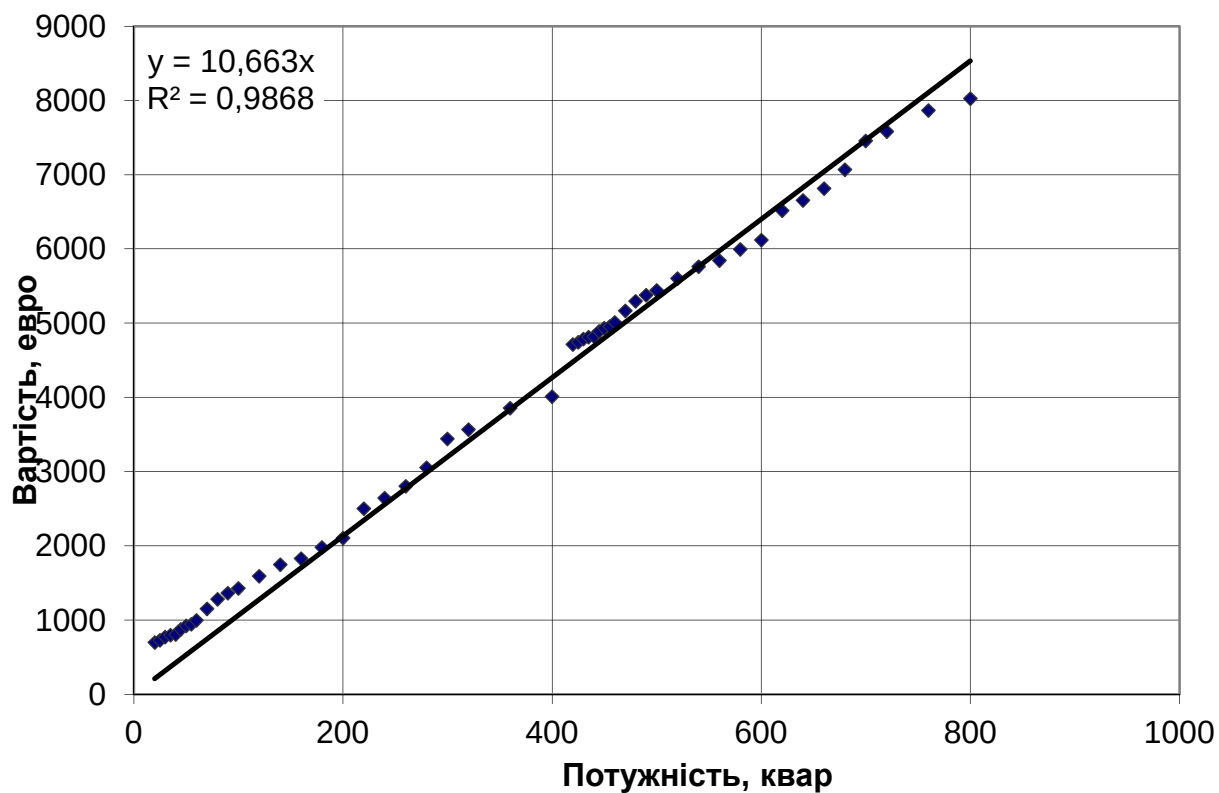


Рис. 2.3 - Графік апроксимації вартості низьковольтних конденсаторних установок.

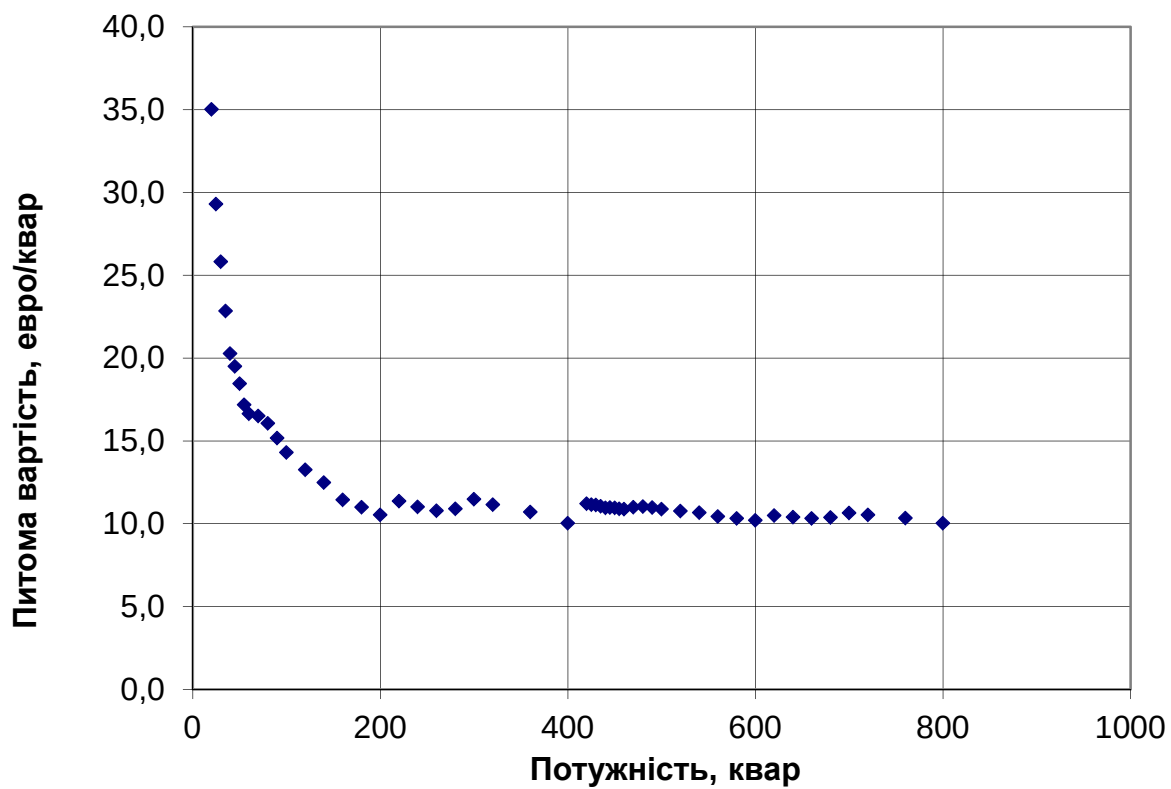


Рис. 2.4 - Графік питомих витрат низьковольтних конденсаторних установок.

Отже, результати обчислень показують, що використання питомих витрат для обчислення вартості низьковольтних конденсаторних установок буде хибним так як їх використання супроводжується великими похибками, особливо для низьковольтних конденсаторних установок невеликої потужності. Тому необхідний інший підхід для визначення вартості конденсаторних установок.

Причиною великих похибок при використанні питомих витрат є постійна складова у функціональній залежності вартості від потужності конденсаторної установки. Врахування постійної складової в безпосередньому вигляді:

$$Z = z_K Q + Z_{\text{пост}} \quad (2.12)$$

також не відповідає дійсності так як при потужності $Q = 0$ (розташування конденсаторної установки не передбачається) $Z = Z_{\text{пост}}$, а це призводить лише до збільшення значення функції цілі, відсутності залежності її значення від кількості місць розташувань конденсаторних установок, а також до розрахунку оптимізації потужностей лише по z_K . Для більш точного відображення (3.9) повинна мати розриви при $Q = 0 \rightarrow Z = 0$, а це не дасть змоги використовувати добре розроблені методи нелінійного програмування для пошуку оптимального рішення.

Отже, можна скласти ряд вимог до функціональної залежності що описує залежність вартості конденсаторних установок від їх потужності:

- не повинна мати розриви (бути “гладкою”);
- при $Q = 0$ (батарея у вузол не встановлюється) її значення також повинно дорівнювати нулю ($Z = 0$);
- враховувати постійні витрати.

Цим вимогам може відповідати запропонована емпірична залежність:

$$Z = \kappa Q + d\sqrt[4]{Q} \quad (2.13)$$

де Z – вартість конденсаторної установки;

κ і d – емпіричні коефіцієнти;

Q – потужність конденсаторної установки.

Коефіцієнт d емпіричної залежності (2.13) залежить в основному від постійної складової і частково від змінної, а коефіцієнт K – тільки від змінної.

Розрахунки значення емпіричних коефіцієнтів апроксимації вартості для низьковольтних конденсаторних установок приведені у додатку А. При розрахунку були виключені конденсаторні установки однакової потужності з більшої вартістю. Графіки дослідних точок та апроксимуючої кривої для конденсаторних установок приведено на рис. 2.5.

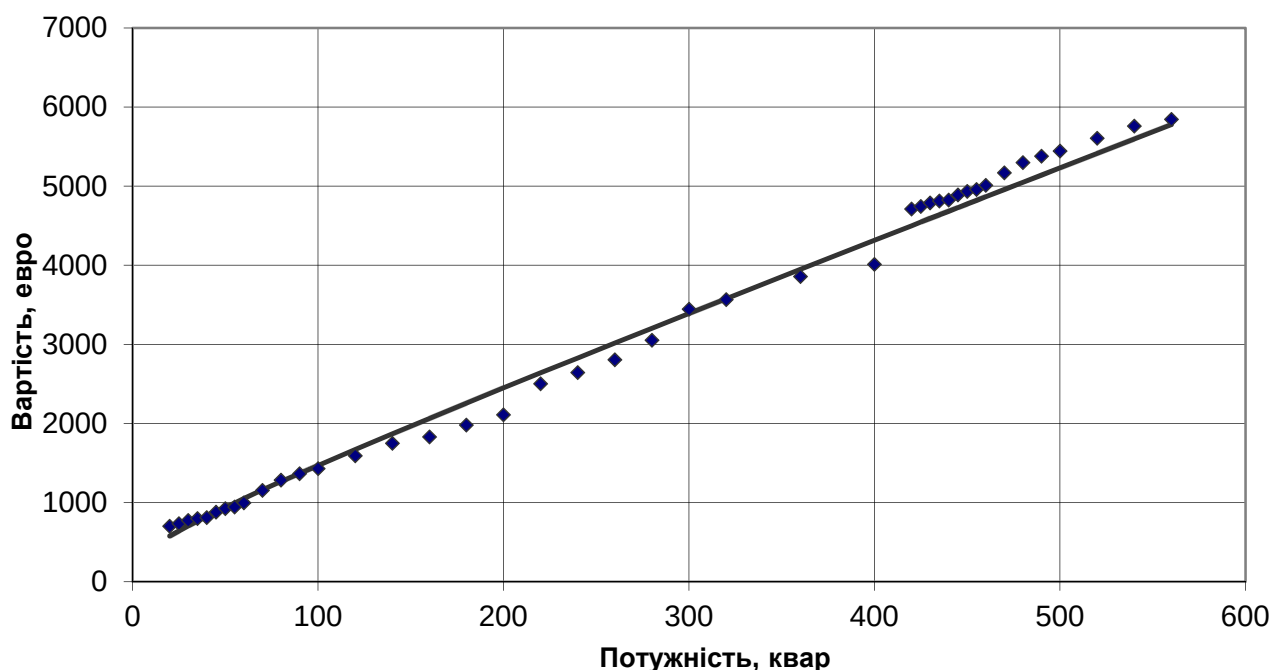


Рис. 2.5 - Графік апроксимації вартості низьковольтних конденсаторних установок за емпіричною формулою.

Із аналізу результатів розрахунку похибки апроксимації вартості низьковольтних конденсаторних установок (додаток А) можна зробити висновок про те, що використання емпіричної залежності дає меншу середньоквадратичну похибку, яка сягає: 5,957 % проти 22,301 % при обчисленні за питомими витратами.

Аналізуючи похибки для низьковольтних конденсаторних установок видно, що найбільші похибки характерні для конденсаторних установок меншої потужності.

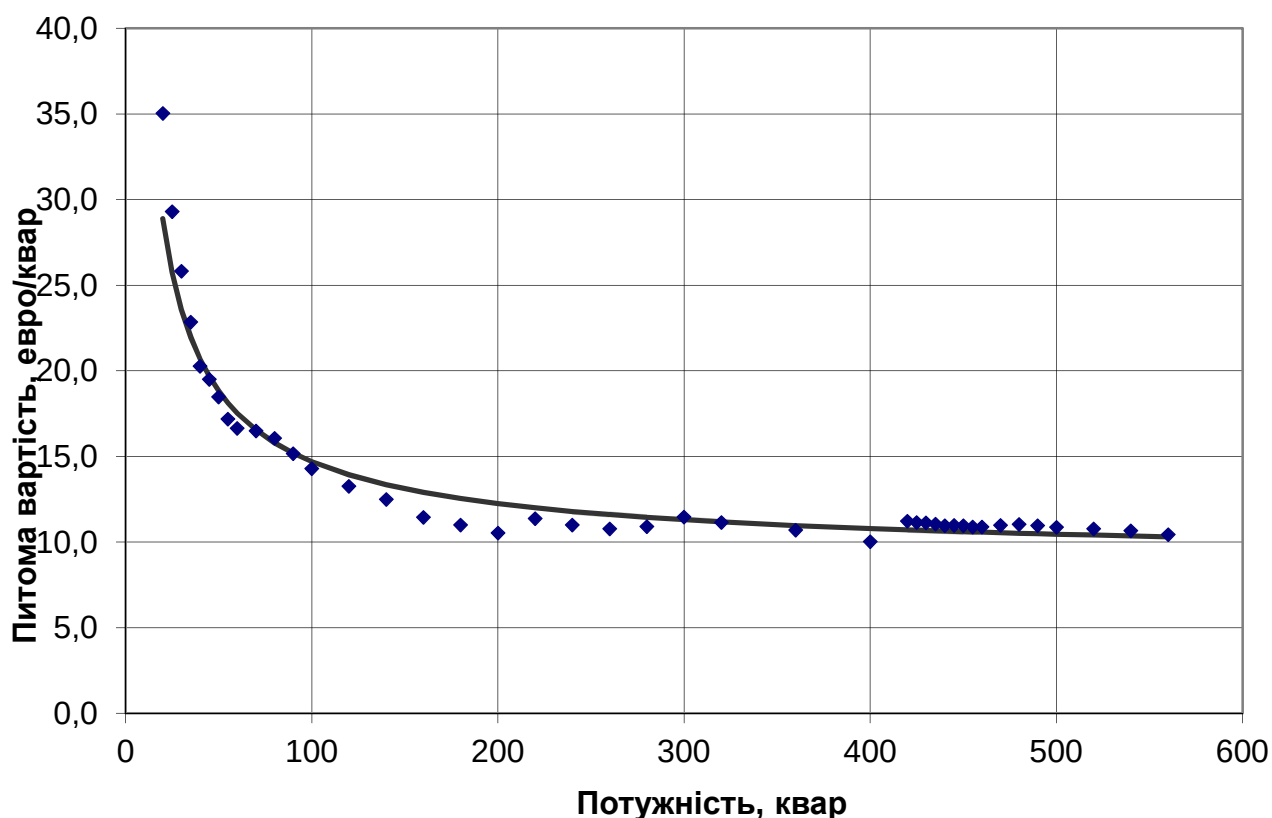


Рис. 2.6 - Графік питомих витрат низьковольтних конденсаторних установок за емпіричною формулою.

Тому, якщо відомо, що потужність низьковольтної конденсаторної установки не вийде за межі потужностей одного типу, наприклад, реактивне навантаження в вузлі менше за 200 кВар (максимальна потужність одного типу низьковольтної конденсаторної установки табл. 2.4), а перекомпенсація не допускається, то можливе застосування інших коефіцієнтів апроксимації, які визначені для низьковольтних конденсаторних установок одного типу (додаток А). Це дає змогу зменшити середньоквадратичну похибку до 4,09 %. Графіки дослідних точок та апроксимуючої кривої приведено на рис. 2.7. Графік залежності питомих витрат на рис. 2.8.

Аналогічно проведено апроксимацію високовольтних батарей конденсаторів (додаток В). Графік дослідних точок та апроксимуючої кривої приведено на рис. 2.9. Графік залежності питомих витрат на рис. 2.10.

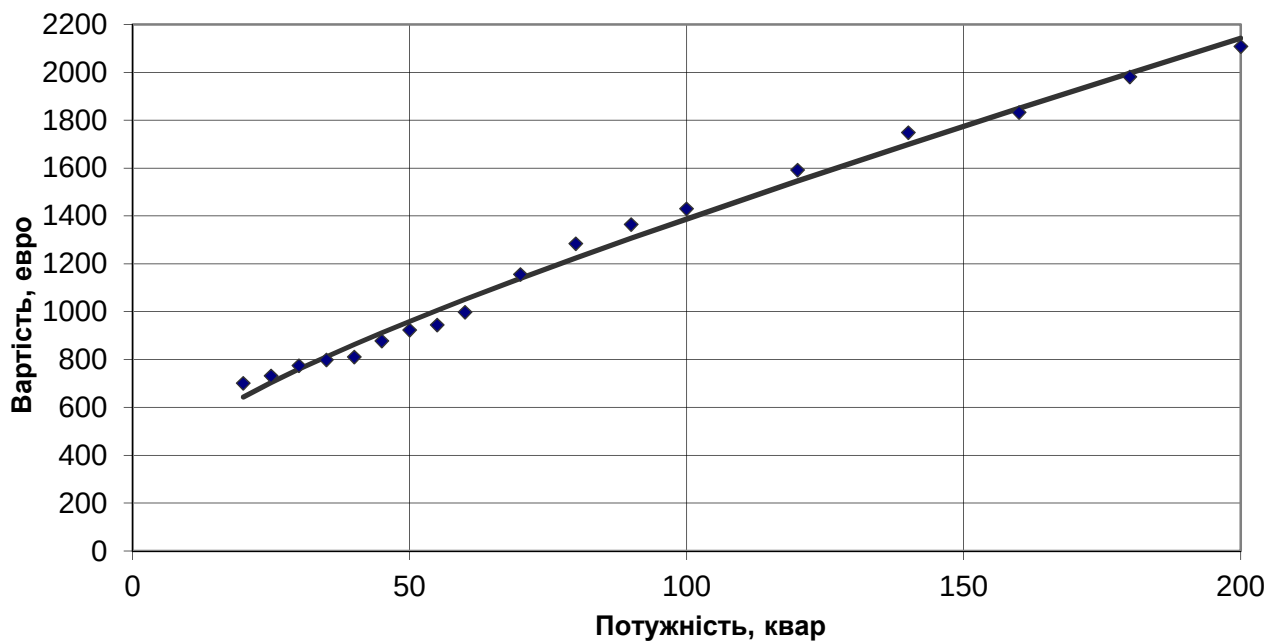


Рис. 2.7 - Графік апроксимації вартості низьковольтних конденсаторних установок одного типу за емпіричною формулою.

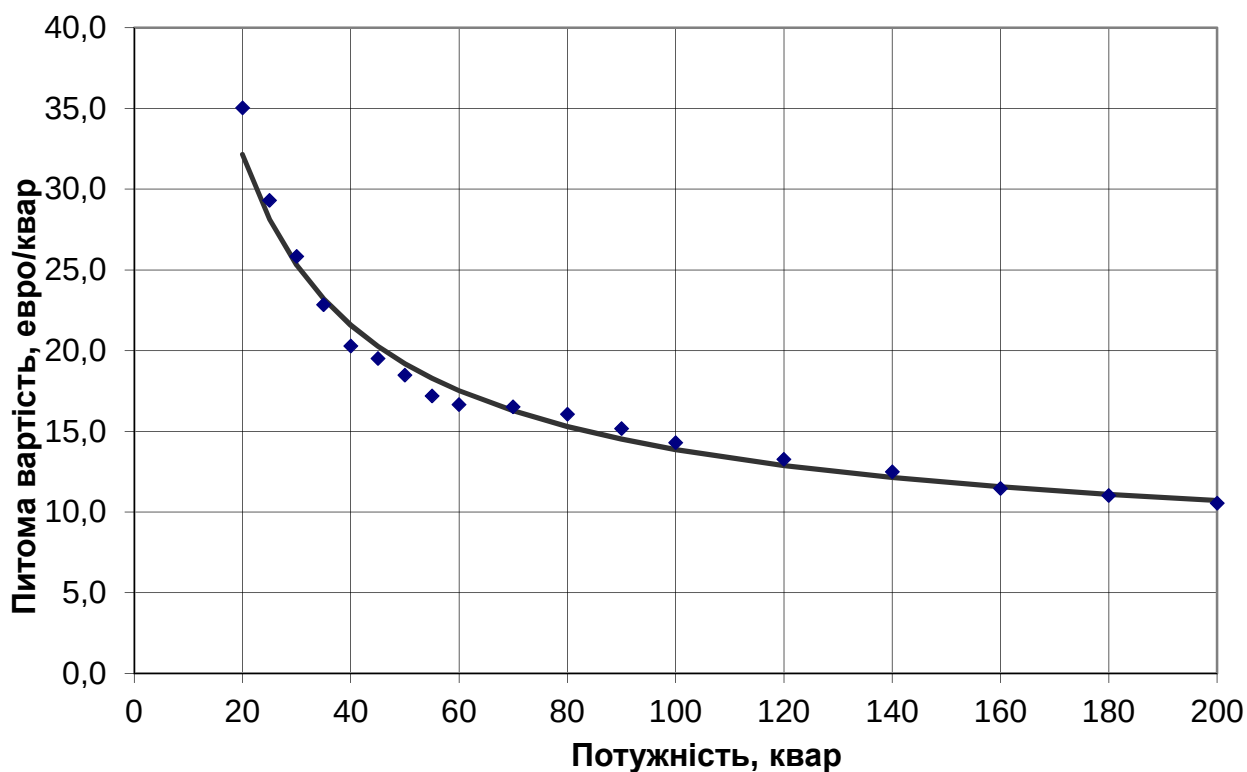


Рис. 2.8 - Графік питомих витрат низьковольтних конденсаторних установок одного типу за емпіричною формулою.

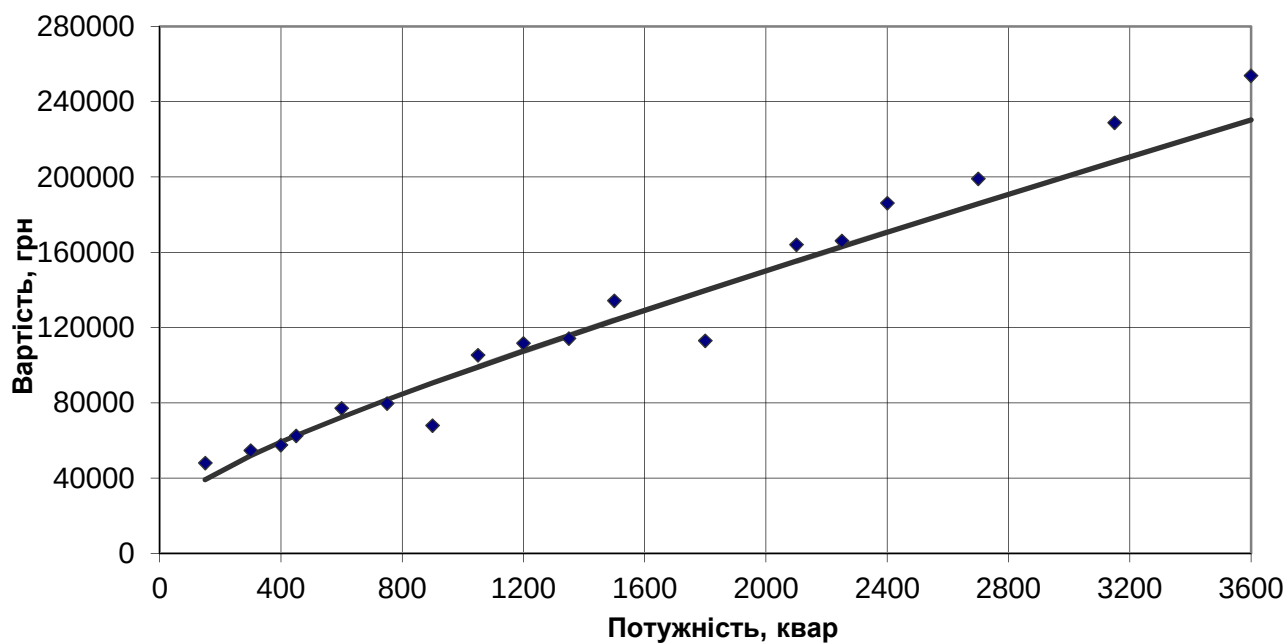


Рис. 2.9 - Графік апроксимації вартості високовольтних конденсаторних установок одного типу за емпіричною формулою.

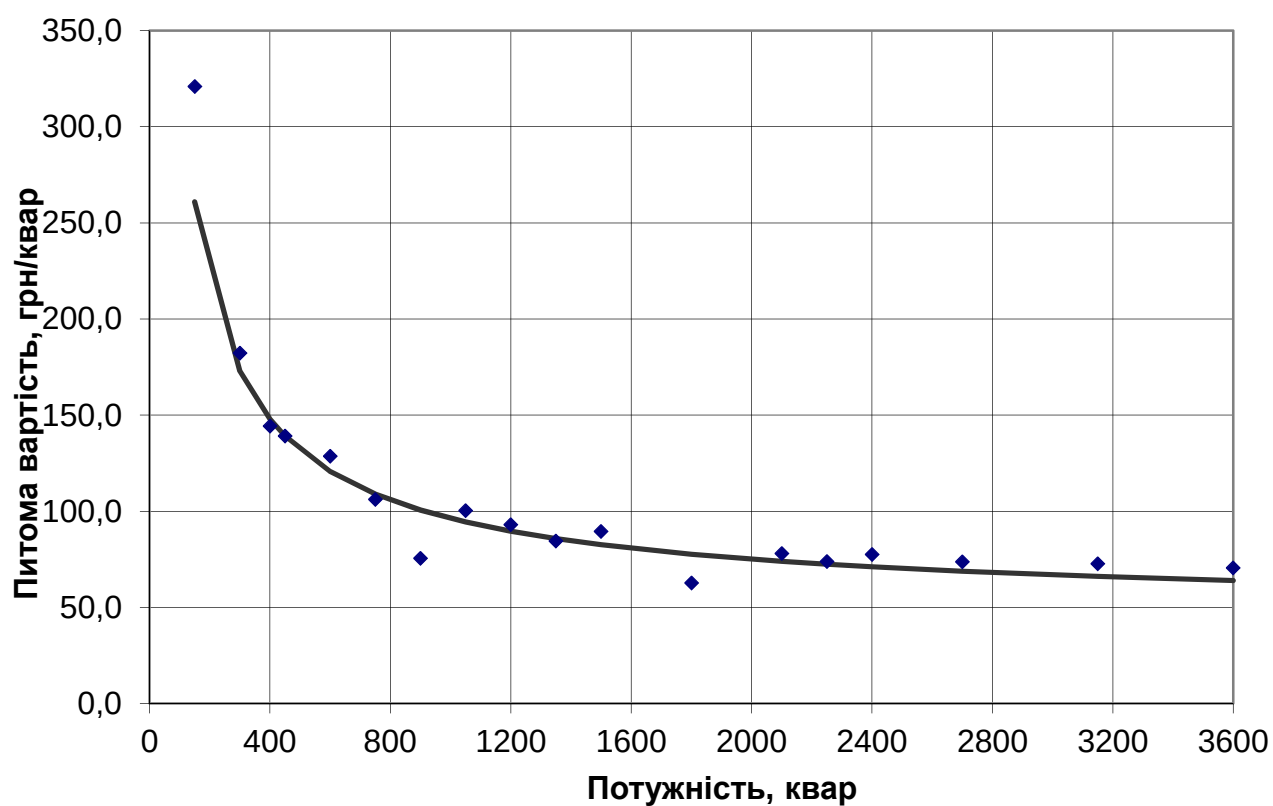


Рис. 2.10 - Графік питомих витрат високовольтних конденсаторних установок одного типу за емпіричною формулою.

Проведені дослідження показали, що використання емпіричної формули для знаходження вартості конденсаторних установок дає меншу похибку ніж використання питомих витрат, а також емпірична функціональна залежність вартості від потужності конденсаторної установки враховує постійну складову витрат і немає точок розриву, що дозволяє використовувати при пошуку оптимального рішення звичайні методи нелінійного програмування.

2.5 Розрахункові витрати як критерій оптимізації

В якості кількісного критерію оптимізації найбільш доцільно використовувати розрахункові витрати. Вони враховують капіталовкладення в засоби КРП приведені до одного року, річні вартості втрат активної електроенергії на генерацію реактивної та покриття втрат від її перетоку по мережі підприємства.

Приведені розрахункові витрати визначається формулою:

$$\begin{aligned} Z(Q) &= Z_{\text{КП}} + Z_{\text{втр}} = \\ &= p \sum_{i=1}^n K_i(Q_i) + C_o T \left[\sum_{i=1}^n (\Delta P_{\text{Ки}} Q_i + a_i Q_i^2 + b_i Q_i) + \right. \\ &\quad \left. + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{(Q_{\text{Hi}} + \Delta Q_i - Q_i)(Q_{\text{Hj}} + \Delta Q_j - Q_j)}{U^2 10^3} R_{ij} \right] \end{aligned} \quad (2.14)$$

де n – кількість вузлів схеми електропостачання для якої ведеться розрахунок;

i, j – індекси при змінних, які відповідають номерам вузлів схеми;

$K(Q)$ – залежність вартості конденсаторних установок в функції від їх потужності;

Q – реактивна потужність, що генерується в даному вузлі;

p – загальний коефіцієнт щорічних відрахувань від капіталовкладень;

$$p = p_n + p_a + p_e,$$

p_n – коефіцієнт ефективності для капіталовкладень (може бути прийнятий рівним відсотковій ставці банку по кредиту, якщо захід здійснюється за рахунок кредиту, або ставці депозиту, якщо захід здійснюється за рахунок власних коштів);

p_a, p_e – прийняті коефіцієнти для амортизаційних відрахувань та експлуатаційних витрат;

C_0 – вартість активної електроенергії;

T – час роботи (генерації) пристрою компенсації на рік;

ΔP_K – питомі втрати активної потужності на генерацію реактивної в конденсаторних батареях;

a, b – коефіцієнти, що апроксимують криву втрат активної потужності, яка витрачається на генерацію реактивної, в синхронних двигунах;

R – власні та взаємні активні опори вузлів схеми електропостачання, які приведені до напруги високовольтної розподільчої мережі. Власний опір вузла схеми дорівнює сумі опорів, що лежать на шляху струму від балансувального вузла до вузла схеми, що розглядається ($R_{i,j}$ при $i = j$);

Q_n – споживана реактивна потужність в даному вузлі схеми електропостачання;

ΔQ – втрата реактивної потужності від протікання повної по індуктивним елементам електричної мережі до вузла, що розглядається;

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^K \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U^2} X_i$$

де K – кількість гілок, що підключені до вузла який розглядається;

P, Q – активна та реактивна потужність, які протікають по i -тій гілці;

X – індуктивний опір i -тої гілки;

U – середнє значення напруги високовольтної розподільчої мережі в системі електропостачання.

2.6 Математичне формулювання задачі оптимізації

Оптимальним рішенням щодо компенсації реактивної потужності вважається таке, при якому сумарні річні витрати, що включають в себе капітальні витрати на обладнання, витрати на електроенергію та експлуатаційні витрати, досягають мінімального значення. З урахуванням технічних обмежень системи, математична модель задачі оптимізації формулюється як задача пошуку умовного глобального мінімуму. Отже, задача зводиться до наступного: знайти значення елементів вектору змінних ($Q_{\text{КП}}$), які будуть відповідати глобальному мінімуму функції цілі з врахуванням обмежень (2.15), що на них накладаються:

$$\left. \begin{array}{l} Z(Q_{\text{КП}}) \rightarrow \min \\ B_i \geq Q_{\text{КП}i} \geq A_i \\ U_{\max} > U_i > U_{\min} \\ \sum_{i=1}^n Q_{\text{КП}i} = Q_{\Sigma} \end{array} \right\} \quad \forall i = 1, n \quad (2.15)$$

де A_i , B_i – нижня та верхня межа генерації реактивної потужності для вузла, що розглядається. Ці обмеження визначається можливостями джерел реактивної потужності, її споживання, пропускною здатністю трансформаторів, умовами роботи мережі і т. п.;

$U_{\max}$, $U_{\min}$ – обмеження на максимальну та мінімальну напругу у вузлі за межі якої вона не повинна виходити.

Отже, в такій постановці задача оптимізації є типовою задачею *нелінійного* програмування. В цьому випадку ефективність обчислення буде суттєво залежить від вибраного методу пошуку екстремуму функції, який підбирається згідно її виду та властивостей. Що в свою чергу призводить до необхідності дослідження функції цілі та подальшого вибору методу її оптимізації.

2.7 Властивості функції цілі

На першому етапі досліджень необхідно звернутися до простих схем, функції цілі яких можливо відобразити графічно на площині.

Такий підхід до вивчення функції цілі дозволить глибше зрозуміти фізичну суть явища, і використати отримані результати для розрахунку в більш складних схемах. Зображені на рис. 2.11 схеми є типовими для систем електропостачання промислових підприємств, оскільки люба із реальних мереж з допомогою еквівалентування може бути представлена, як один із випадків, що розглядаються (рис. 2.11 а і б), або їх поєднання.

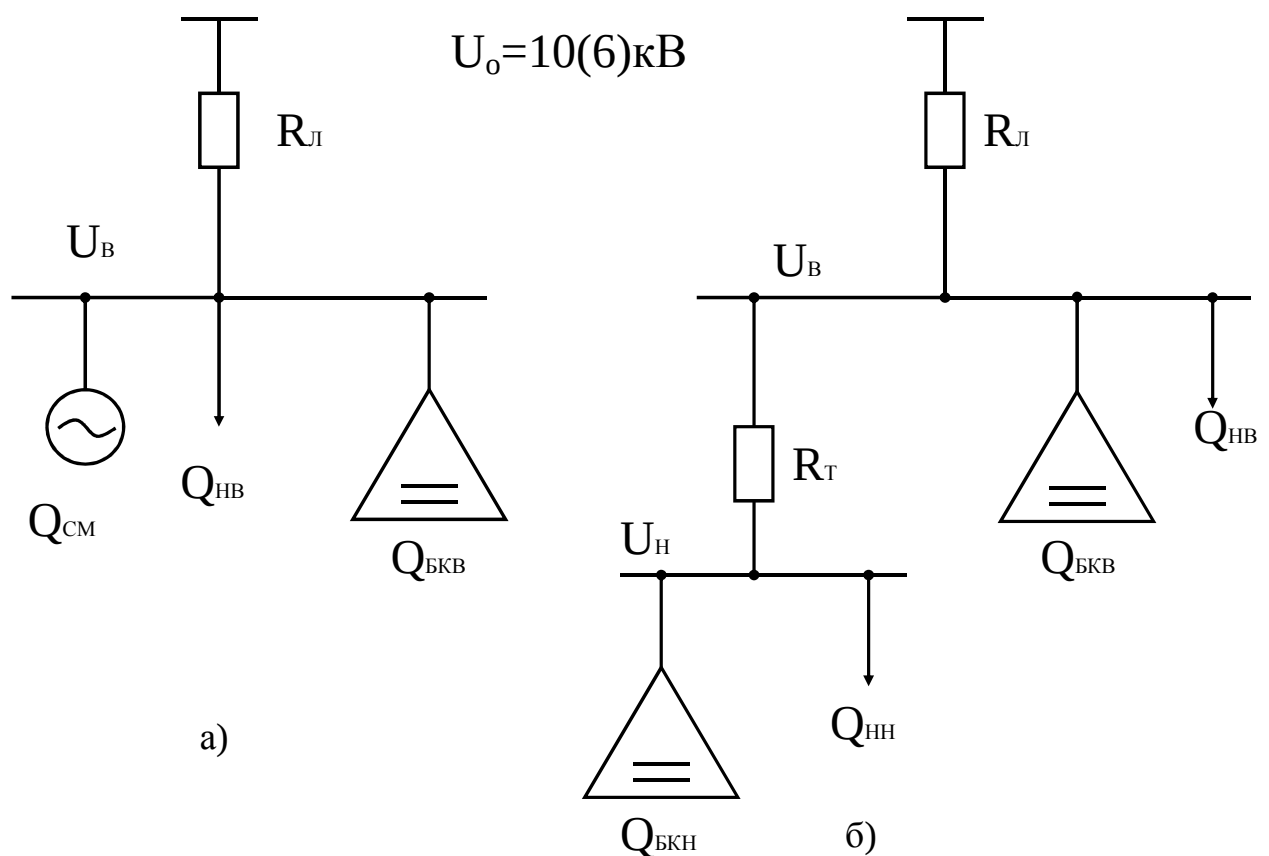


Рис. 2.11 - Прості електричні схеми для дослідження функції цілі

Таким чином, функція цілі для обох випадків (рис. 2.11 а і б) буде мати вигляд:

$$3(Q_{КП}) = p(h_{В}m_{Q_{БKB}} + d_{В}) + C_0 T[\Delta P_{БKB} m_{Q_{БKB}} + a_{СМ} m_{Q_{СМ}}^2 + b_{СМ} m_{Q_{СМ}} + \frac{(m_{Q_{HB}} - m_{Q_{БKB}} - m_{Q_{СМ}})^2}{|U_B|^2} R_L],$$

$$3(Q_{КП}) = p(h_{В}m_{Q_{БKB}} + d_{В} + h_{Н}m_{Q_{БKH}} + d_{Н}) + C_0 T[\Delta P_{БKB} m_{Q_{БKB}} +$$

$$+ \Delta P_{\text{БКН}} m_{\text{БКН}} + \frac{(m_{\text{QHВ}} + m_{\text{QHН}} - m_{\text{QBВ}} - m_{\text{QBН}})^2}{|U_{\text{В}}|^2} R_{\text{Л}} + \frac{(m_{\text{QHН}} - m_{\text{QBН}})^2}{|U_{\text{Н}}|^2} R_{\text{Т}}]$$

де $h_{\text{В}}$, $h_{\text{Н}}$, $d_{\text{В}}$, $d_{\text{Н}}$ – коефіцієнти при змінних і постійних лінійної функції, яка апроксимує вартість батарей конденсаторів високої і низької напруги;

$|U_{\text{В}}|$, $|U_{\text{Н}}|$ – модулі високої і низької напруги;

T – річна кількість годин роботи вузла навантаження;

C_0 – питома вартість електроенергії.

На рис. 2.11 прийняті такі позначення:

$Q_{\text{НВ}}$, $Q_{\text{НН}}$ – реактивні потужності навантажень високої і низької напруги;

$Q_{\text{БКВ}}$, $Q_{\text{БКН}}$ – потужності батарей конденсаторів високої і низької напруги;

$R_{\text{Л}}$, $R_{\text{Т}}$ – активний опір лінії електропередачі і трансформатора;

$U_{\text{В}}$, $U_{\text{Н}}$ – напруга на шинах 10 кВ і 0,4 кВ.

Описаним функціям розрахункових витрат в тривимірному просторі відповідають поверхні (рис. 2.12), аналогічні для обох випадків, що розглядаються.

$m_{\text{QСМ ОПТ}}$, $m_{\text{QBВ ОПТ}}$ – оптимальні потужності компенсуючих пристроїв;

$m_{\text{QСМ}}$, $m_{\text{QBВ}}$ – характерні значення керуючих змінних.

Розсікаючи зображену поверхню площинами, паралельними площині керуючих змінних, з деяким інтервалом по осі $Z(Q_{\text{КП}})$ і проектуючи отримані перетини на площість $Q_{\text{БКВ}}-0-Q_{\text{СМ}}$ можна отримати сімейство ліній рівних значень функції цілі («еквівитратних ліній»), які зображені на рис. 2.13.

Аналізуючи форму і взаємне розташування «еквівитратних ліній» для обох випадків, слід відмітити наступне:

1. Лінії рівних значень функції цілі мають форму еліпсів, орієнтація великих осей яких на площині керуючих змінних визначається співвідношенням характерних значень $Q_{\text{СМ}}$ і $Q_{\text{БКВ}}$. Ці значення потужностей можуть бути визначені при почерговій фіксації однієї з них на нульовому рівні зі знаходженням оптимального значення іншої.

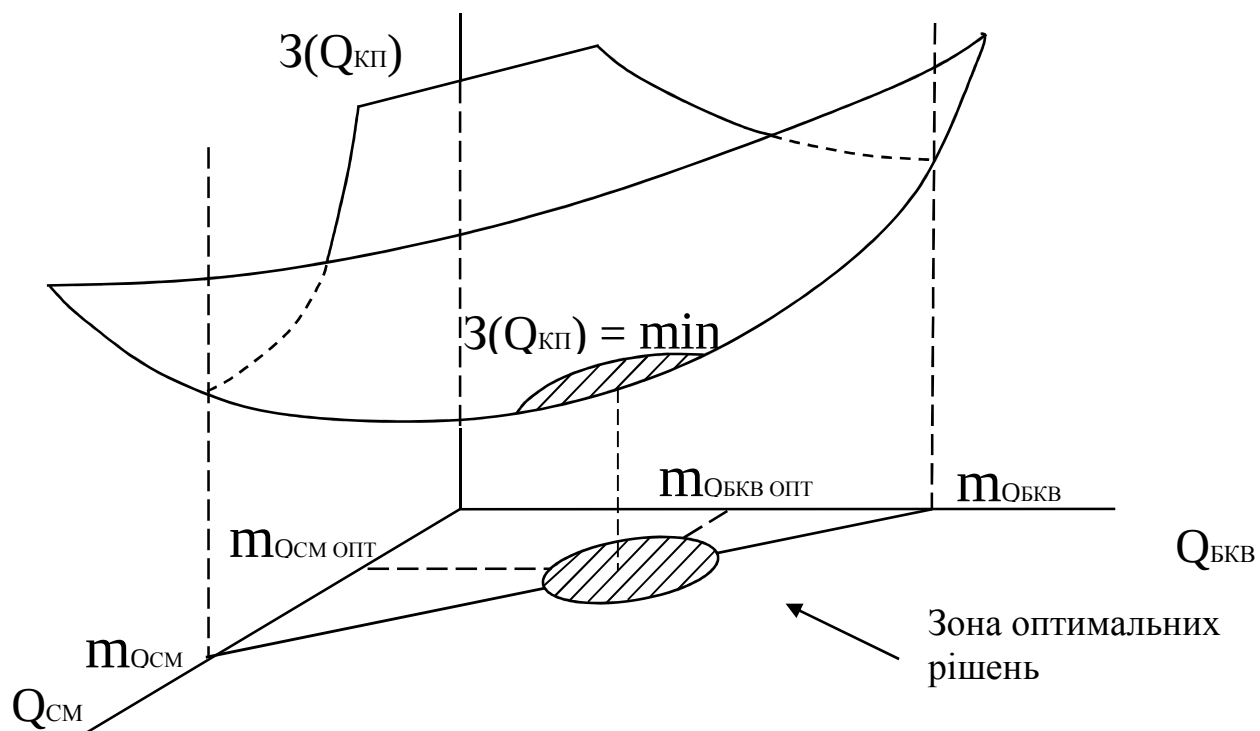


Рис. 2.12 - Вид функції цілі в тривимірному просторі:

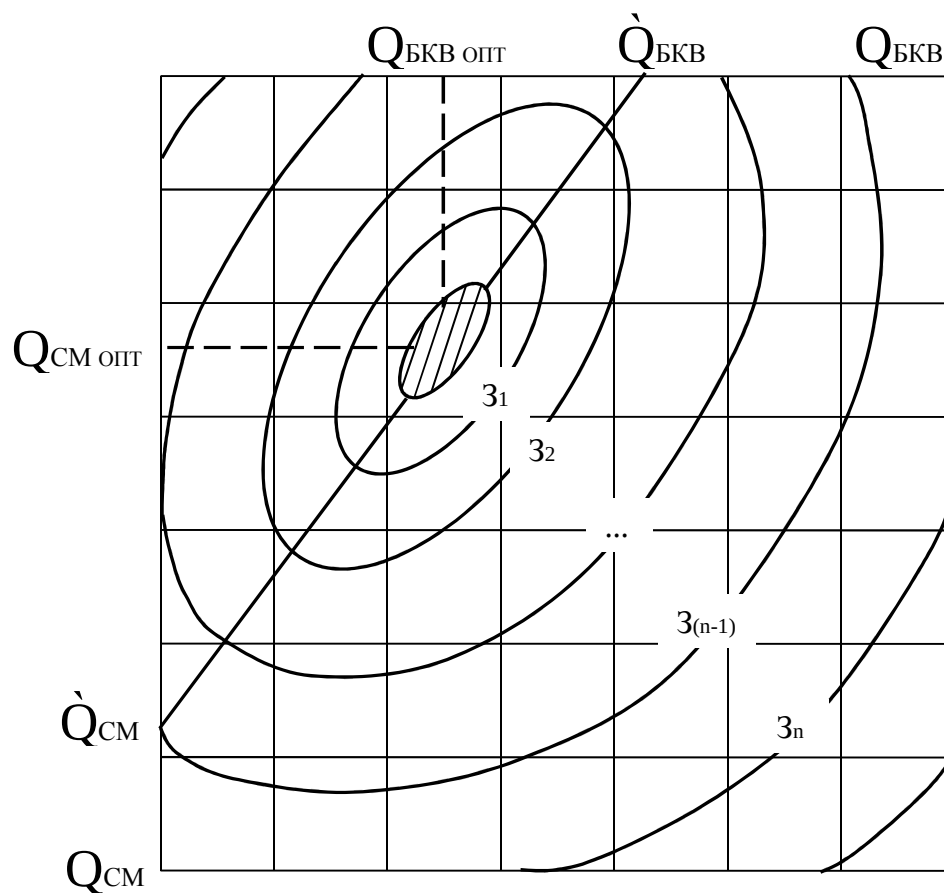


Рис. 2.13 - «Еквівитратні лінії» функції цілі.

2. Значна витягнутість еліпсів «еквівитратних ліній» відносно прямих Q_{CM} і $Q_{БКВ}$ породжує з'явлення, так званих, «ярів» дно яких має малу крутизну. Наявність «ярів» вносить деяку специфіку в знаходження оптимального рішення.

3. Крутизна стінок і дна «яру» при заданому значенні залежить від величини опору лінії електропередачі.

4. Функція цілі для простих схем, які розглядаються не мають локальних екстремумів (сувора випуклість), що дозволяє достатньо просто знаходити для них оптимальні рішення.

Досліджуючи взаємозв'язок між потужностями батарей конденсаторів і синхронних машин, отримаємо залежність, зображену на рис. 2.13. Результати досліджень підтверджують:

1. Оптимальне значення $Q_{CM\text{ опт}}$ і $Q_{БКВ\text{ опт}}$ утворюють область, яка розташована в центрі «еквівитратних ліній», де $Z \rightarrow \min$;

2. Якщо перше наближення близьке до оптимального, то досягається швидко збігання в області оптимальних значень;

3. Якщо перше наближення потужності компенсуючих пристроїв значно відрізняються від оптимальних, то оптимальне рішення знайти важче, тобто необхідно більше машинного часу.

Якщо в якості функції витрат на конденсаторні установки використовувати емпіричну залежність (2.13) то вид функції витрат на площині дещо зміниться і прийме вид зображений на рис. 2.14. Як видно з графіка площа на відміну від рис. 2.12 має характерне зменшення при $1 \rightarrow Q_{ВН} \rightarrow 0$ і $1 \rightarrow Q_{НН} \rightarrow 0$ яке пояснюється різким зменшенням на величину коефіцієнта d який присутній у функції витрат.

Наявність такого зменшення підтверджує те, що функціональна залежність не має точок розриву і при $Q \rightarrow 0$ вартість конденсаторних установок теж прямує до нуля.

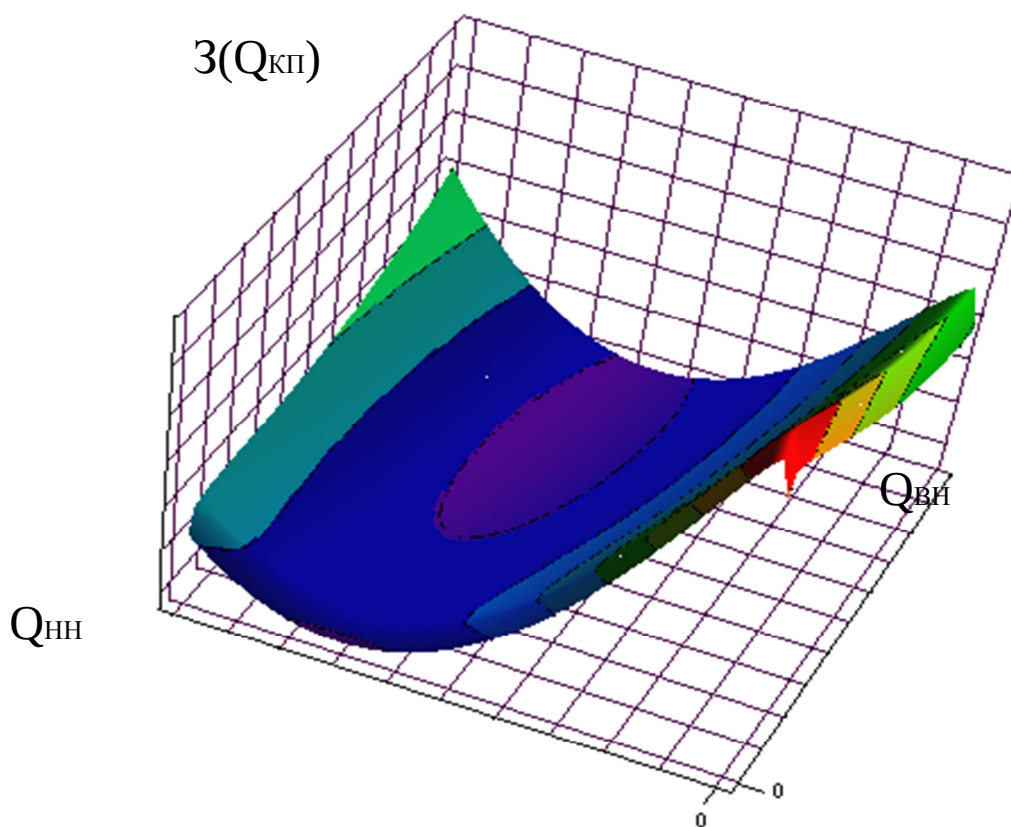


Рис. 2.14 - Вид функції цілі в тривимірному просторі при використанні емпіричної залежності для обчислення вартості конденсаторних установок.

Використання емпіричної залежності для обчислення капіталовкладень не порушує основних властивостей функції цілі, які наведені вище, все одно існує полога зона оптимальних рішень, яка має вигляд еліпса, але за рахунок наявності у графіка такої «кромки» з'являється, ще додатково два мінімуми, які знаходяться на «кромці» і один з яких може бути глобальним.

2.8 Вибір методу оптимізації функції цілі

Систематичне зіставлення методів ускладняється тим, що який-небудь алгоритм нелінійного програмування може бути ефективним для рішення задач одного типу і зовсім невдалим для рішення інших задач. Більш того, успішність використання алгоритму при рішенні конкретної задачі може суттєво залежати від постановки задачі. Наприклад, зміна масштабів вимірювання може впливати на швидкість і збігання алгоритму. Нарешті, при порівняльній оцінці алгоритмів необхідно зіставляти об'єми обчислень для методів, потребуючих лише декількох

ітерацій, хоча на кожній із них виконується великий об'єм розрахунків, і методів зі значною кількістю ітерацій, де, однак, окрема ітерація потребує невеликої кількості обчислювальних операцій.

На відміну від методів лінійного і динамічного програмування більшість алгоритмів нелінійного програмування, які неважко обґрунтувати і описати, настільки мало ефективні, що практично їх не можна використовувати. В той же час, на жаль, алгоритми, які виявилися найбільш потужними на практиці, дуже важкі у використанні. Тому, вибирати метод, який легко пояснити і який був достатньо ефективний, якщо його модифікувати для використання на ЕОМ.

Більшість обчислювальних методів мінімізації функції цілі можливо представити в стандартному вигляді.

Крок 1. Обираємо в якості початкової якусь довільну пробну точку X^0 .

Крок 2. Зупинимо розрахунки, якщо для пробної точки X^k $\partial C / \partial x_j = 0$ для $j=1,2,\dots,n$. В іншому випадку обчислюємо значення U_j^k для $j=1,2,\dots,n$ та переходимо до наступного кроку.

Крок 3. Обчислюємо значення нової пробної точки

$$x_j^{k+1} = x_j^k + U_j^k \text{ для } j=1,2,\dots,n.$$

Повертаємось до кроку 2, замінивши X^k на X^{k+1} .

Для більшості нелінійних цільових функцій ітеративний процес не дозволяє визначити таке значення X^k , що для яких всіх похідні $\partial C / \partial x_j = 0$. Відповідно, по критерію закінчення розрахунків, указаному в кроці 2, виконання такого алгоритму ніколи не закінчиться; це змушує примусово зупиняти розрахунки коли $C(X^k)$ буде близьке до оптимуму. Для забезпечення закінчення ітераційного розрахунку можна, наприклад, встановити межу для їх кількості або зупиняти розрахунки, коли всі значення $|\partial C / \partial x_j|$ стануть достатньо малі.

Різні алгоритми використовують різні методи обчислення U_j^k на кроці 2. Більшість з них оснований на такій ідеї. По-перше, вибирається умовний напрямок d_j^k для $j=1,2,\dots,n$; цей вибір зазвичай ґрунтується на інформації о поведінці $C(x)$

навколо точці X^k , що піддається перевірці, тобто на її локальних властивостях $C(x)$. По-друге, визначається довжина кроку t^k на основі інформації о поведінці $C(x)$ за межами пробної точки X^k при русі у вибраному напрямку $d_1^k, d_2^k, \dots, d_n^k$. Отже, напрямок та довжина кроку об'єднуються в величинах $y_j^k = t^k d_j^k, j=1,2,\dots,n$ [11].

2.8.1 Метод швидкого спуску

Більшість правил вибору напрямку d_j^k для $j=1,2,\dots,n$ є “недалекоглядними” в тому розумінні, що в них використовується інформація відносно $C(x)$, яка відноситься лише до поточної пробної точці X^k . Нижче описується добре відомий обчислювальний процес такого типу, застосовує мий на кроці 2.

Метод швидкого спуску з оптимальною довжиною кроку.

а) прийmemo що всі $d_j^k = -\partial C / \partial x_j$ в пробній точці X^k .

б) знайдемо $t^k \geq 0$, при якому мінімізується $C(x_1^k + t d_1^k, \dots, x_n^k + t d_n^k)$. На кроці 2 прийmemo що, всі $y_j^k = t^k d_j^k$. Ідея використовувати в якості напрямку набір часткових похідних, зазвичай називаний градієнтом функції $C(x)$ в точці X^k і скорочено позначений $\nabla C(x)$, є інтуїтивно приваблива. Градієнт уявляє собою напрямок швидкого збільшення $C(x)$ в межах точці X^k , тому напрямок вибирається за антиградієнтом. Але даний підхід не може забезпечити швидке збігання до оптимального рішення, оскільки, як і для всіх “недалекоглядно” визначених напрямків, зменшення значення функції $C(x)$ може загальмуватися, як тільки ми зсунемось по вибраному напрямку за межі безпосередньої місцевості точки X^k .

Похідна по напрямку досягає максимуму при d_j пропорційних $\partial C / \partial x_j$. Іншими словами, швидкість зменшення значення $C(x)$ в розрахунку на одиницю евклідової відстані є найбільшою при русі в напрямку антиградієнта. Саме в

цьому розумінні і говориться, що антиградієнт є напрямком найшвидшого спуску [10].

2.8.2 Модифікація методу швидкого спуску

Попередній алгоритм називається методом першого порядку, оскільки в ньому використовуються тільки часткові похідні першого порядку. Якщо його не модифікувати, метод швидкого спуску зазвичай забезпечує повільне збігання після перших ітерацій, а також володіє іншими неприємними особливостями. Так, наприклад, властивість ортогональності обумовлює зигзагоподібність руху. Існує декілька чисельних методів, які дозволяють модифікувати метод швидкого спуску таким чином щоб уникнути подібних зигзагів, що прискорює збігання.

Один з таких методів, який називається методом Ньютона-Рафсона, використовує напрямки, встановлені виходячи із квадратичної апроксимації функції цілі. В цьому методі другі часткові похідні використовуються для побудови середньозважених перших часткових похідних; метод відноситься до категорії модифікованих градієнтних методів.

Зокрема, d_j^k знаходиться на основі рішення системи лінійних рівнянь

$$\sum_{j=1}^n \frac{\partial^2 C}{\partial x_i \partial x_j} d_j = - \frac{\partial C}{\partial x_i} \quad j=1,2,\dots,n \quad (2.16)$$

де припускається, що $C(x)$ таке, що (3.13) завжди має регулярне рішення в кожній пробній точці x^k . Цей метод другого порядку в випадку його застосування до квадратичної функції $C(x)$ дозволяє при будь-якому x^0 за одну ітерацію потрапити в стаціонарну точку. Якщо прийняти що всі $x_j^0 = 0$, то рішення системи (3.1) еквівалентне рішенням системи $\partial C / \partial x_j = 0$ для $j=1,2,\dots,n$

Визначною властивістю градієнтного підходу є те, що швидкість збігання може залежати від постановки задачі [11].

2.8.3 Безпосередня лінеризація

В окремих випадках вдається лінеаризувати нелінійну функцію цілі $C(x_1, \dots, x_n)$, перетворюючи модель в еквівалентну задачу з лінійною функцією цілі і лінійними обмеженнями, а потім вирішити її симплексним методом. Зрозуміло, перетворена задача є моделюю лінійного програмування, якщо на змінні накладаються лінійні обмеження.

Мінімізація суми абсолютних значень відхилень. Розглянемо наступну функцію цілі, що мінімізується:

$$C(x) \equiv \sum_{h=1}^p \left| \sum_{j=1}^n C_{kj} x_j - f_k \right| \quad (2.17)$$

Для здійснення необхідних перетворень додамо в модель p лінійні обмеження:

$$\sum_{j=1}^n C_{kj} x_j - f_j = y_k - z_k, \quad k=1,2,\dots,p. \quad (2.18)$$

які можна записати наступним чином:

$$\sum_{j=1}^n C_{kj} x_j - y_j + z_k = f_k, \quad k=1,2,\dots,p. \quad (2.19)$$

де

$$y_k = 0 \text{ і } z_k = 0, \quad k=1,2,\dots,p. \quad (2.20)$$

Відповідно лінійна функція цілі, що мінімізується перетвореної моделі має вид

$$\sum_{k=1}^p (y_k + z_k) \quad (2.21)$$

Досягнення мінімакса функції цілі. Тепер розглянемо наступну функцію цілі яку мінімізуємо:

$$C(x) = \max\left(\sum_{j=1}^n C_{1j}x_j - f_1, \dots, \sum_{j=1}^n C_{pj}x_j - f_p\right), \quad (2.22)$$

Для здійснення необхідних перетворень додамо в модель p лінійні обмеження

$$\sum_{j=1}^n C_{kj}x_j - f_j \leq y_k \quad k=1,2,\dots,p. \quad (2.23)$$

які можна записати наступним чином:

$$\sum_{j=1}^n C_{kj}x_j - y \leq f_k \quad k=1,2,\dots,p. \quad (2.24)$$

де y – змінна, на знак якої не накладаються обмеження. Лінійна функція цілі перетворюваної моделі має вид

$$\sum_{j=1}^n C_{kj}x_j - y \leq f_k \quad k=1,2,\dots,p. \quad (2.25)$$

Мінімізувати y

Припустимо, що $C(x)$ в (3.19) представлено наступним чином:

$$C(x) \equiv \max\left(\left|\sum_{j=1}^n C_{1j}x_j - f_1\right|, \dots, \left|\sum_{j=1}^n C_{pj}x_j - f_p\right|\right) \quad (2.26)$$

Функцію цілі (2.26) інколи називають критерієм Чебишева: в ній мінімізують найбільше абсолютне відхилення.

Як (2.22) і (2.26), так і функція цілі (2.17), яка мінімізує суму абсолютних значень відхилень, які застосовуються для вирівнювання кривих та в задачах регресивного аналізу. Обчислення p наборів показників коефіцієнтів C_{kj} для p незалежних змінних, де $p > n$, а f_k – відповідне значення залежної змінної. Тоді X_j – коефіцієнти регресії, значення яких необхідно вибрати для вирівнювання кривої [11].

2.8.4 Великокроковий градієнтний метод.

При використанні методу який описуються нижче вид функції цілі $C(x)$ може володіти лише властивістю гладкості на відміну від інших методів які описувались раніше, для застосування яких функція цілі крім гладкості повинна бути ще й випуклою або вгнутою.

В загальному випадку великокроковий градієнтний метод включає наступні операції:

Крок 1. Виберемо довільну початкову точку x^0 .

Крок 2.а) На ітерації k визначимо напрямок d_j^k ($j=1,2, \dots, n$).

б) Визначимо довжину кроку t^k , яке дозволяє мінімізувати значення $C(x)$ по всім допустимим точкам, які лежать в вибраному напрямку від точки x^k . Припинимо розрахунки при $t^k = 0$. В протилежному випадку переходимо до кроку 3.

Крок 3. Визначимо нове рішення яке перевіряється

$$x_j^{k+1} = x_j^k + t^k d_j^k \text{ для } j=1,2,\dots, n.$$

Повернемось до кроку 2, замінивши x^k на x^{k+1} .

Найменування великокроковий градієнтний метод викликано ти, що на кроці 2 використовується крок оптимальної довжини. Якщо ми знову звернемось до алгоритму швидкого спуску з оптимальною довжиною кроку, то можна

помітити три важливих відмінності в формулюванні операції кроку 2. По-перше, умова рівняння нулю всіх $\partial C / \partial x_j$ більш не використовується в якості критерію припинення розрахунків. Це пояснюється тим, що в стаціонарній точці задачі на умовний мінімум всі часткові похідні не обов'язково повинні бути рівними нулю. По-друге, оптимальну довжину кроку t^k не вдається визначити тільки на основі $C(x)$; t^k має вибиратися таким чином, щоб точка x^{k+1} задовольняла обмеженням задачі. Результируюче значення t^k можливо назвати оптимально допустимою довжиною кроку. По-третє, на кроці 2 не всі напрямки обов'язково визначаються значенням $\partial C / \partial x_j$, які обчислені для поточної пробної (перевіряємої) точки [11].

Аналізуючи розглянуті алгоритми розрахунку задач нелінійного програмування для подальшого використання виберемо великокроковий градієнтний метод, як найбільш придатний для вирішення поставленої задачі та простий у використанні і програмній реалізації.

РОЗДІЛ 3

АЛГОРИТМ І ПРОГРАМА РОЗРАХУНКУ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1 Алгоритм розрахунку оптимізації режиму реактивної потужності

Задача оптимізації реактивної потужності системи електропостачання промислових підприємств передбачає забезпечення мінімуму розрахункових витрат при відповідній якості напруги і з урахуванням вимог до споживання реактивної потужності з боку живлячої енергосистеми.

Алгоритм реалізується декількома операціями з використанням програми «оптимУм». Необхідність неодноразового використання указаної програми викликана труднощами програмної реалізації розробленого алгоритму, пов'язаного з різними постановками задачі, наявності великої кількості факторів які впливають, та повинні враховуватись в момент прийняття рішень.

Блок-схема алгоритму зображена на рис. 3.1, а відповідні їй пояснення приведені нижче.

БЛОК 1. Для рішення задачі оптимізації реактивної потужності промислової електричної мережі, в загальному випадку, необхідно мати наступні початкові дані:

1. Електричну схему мережі з відомими перерізами проводів і довжиною ліній електропередач, потужностями і коефіцієнтами трансформації силових трансформаторів, місцями підключення синхронних машин.

2. Відомості про режими роботи споживачів електроенергії у вузлах схеми (змінність і кількість робочих днів на тиждень) і добові графіки зміни потужності навантаження зі змінним осередненням.

3. Тип кожної синхронної машини і коефіцієнти середнього навантаження по активній потужності.

4. Інтервали часу, які відповідають відповідно максимуму і мінімуму активного навантаження енергосистеми.



Рис. 3.1 - Блок-схема алгоритму оптимізації режиму реактивної потужності.

Перераховані вище відомості, необхідні для вирішення задачі, відображають особливості конкретного підприємства. Крім цих даних використовується інформація загального характеру: відносні величини відрахувань від капіталовкладень, коефіцієнти, які характеризують втрати активної потужності в синхронних машинах, питомі втрати потужності в батареях конденсаторів і т.п.

БЛОК 2. Математичне очікування потужностей компенсуючих пристроїв, які відповідають мінімуму функції цілі, визначаються з допомогою програми «оптимУм» по осередненим в часі статистичним характеристикам навантажень, вважаючи відсутність регулювання джерел реактивної потужності. В результаті розрахунку крім вказаних математичних очікувань, які відповідають деякому середньому стану мережі, обчислюються інтегральні характеристики якості напруги. Нижні і верхні обмеження потужностей компенсуючих пристроїв приймаються рівними їх теоретично можливим значенням, виходячи із фізичних міркувань.

БЛОК 3. Визначення економічно обґрунтованої найбільшої величини реактивної потужності, яка може бути передана із енергосистеми в режимі її найбільших навантажень.

Період максимуму активних навантажень енергосистеми характеризується гострим “дефіцитом” реактивної потужності в її мережі. В той же час, як правило, аналогічна ситуація має місце в промисловій електромережі. При повному використанні компенсуючої здатності наявних джерел реактивної потужності нев’язка балансу реактивної потужності підприємства в ці часи повинна бути ліквідована установкою компенсуючих пристроїв додатково до існуючих. Визначення необхідної потужності компенсуючих пристроїв визначається програмою «оптимУм» виходячи з балансу реактивної потужності по заданим навантаженням та потужності, яка видається енергосистемою.

БЛОК 4. Визначення найменшого значення реактивної потужності, що може бути передана із енергосистеми до підприємства в режимі найменших навантажень.

На відміну від режиму максимальних навантажень в періоди мінімальних значень в мережі енергосистеми спостерігається “надлишок” реактивної потужності, що може привести до різкого погіршення якості напруги. В зв’язку з цим енергосистема повинна нормувати мінімальну межу реактивної потужності, що споживається підприємством. Визначення потужності компенсуючих пристроїв які працюють в мінімальному режимі визначається програмою «оптимУм» виходячи з балансу реактивної потужності за заданими навантаженнями та потужності, яка лімітується енергосистемою.

БЛОК 5. Тривалість режимів максимального і мінімального активного навантаження системи складає усього декілька годин на добу, але жорсткі технічні умови на споживання реактивної потужності, вимушують проводити спеціальні розрахунки для цих періодів часу. Мета розрахунків полягає в знаходженні потужностей компенсуючих пристроїв, які забезпечують мінімум втрат електроенергії в елементах мережі промислового підприємства і джерелах реактивної потужності. Розрахунки виконуються по програмі «оптимУм» окремо для обох режимів, при цьому:

а) величини навантажень у вузлах схеми повинні бути задані їх середніми значеннями визначеними на відповідних інтервалах часу;

б) нижні граничні значення і верхні обмеження для компенсуючих пристроїв прийняти рівним в БЛОК 2.

в) значення потужності, яке видається енергосистемою, які визначені в БЛОК 3 і 4.

БЛОК 6. Зміна потужності, яка споживається електричними навантаженнями, пов’язана з наявністю змінності в режимі роботи споживачів, в багатьох випадках створює необхідність регулювання потужності компенсуючих пристроїв. Метою цього регулювання є забезпечення мінімуму втрат електроенергії і підтримання якості напруги. Аналіз результатів досліджень в цій області показав, що внутрішньозмінне регулювання компенсуючих пристроїв може дати суттєвий ефект зниження втрат електроенергії або покращення якості напруги тільки при різкозмінних навантаженнях. В звичайних умовах, де вони

мають відносно “спокійний” характер, достатньо передбачити можливість лише позмінного регулювання з урахуванням періодів часу, які контролюються енергосистемою. Розрахунок оптимальної компенсації реактивних навантажень виконується окремо для кожної зміни з допомогою програми «оптимUm». Величини навантажень у вузлах схеми повинні бути задані відповідними їх середньозмінними значеннями. Верхні і нижні обмеження керуючих змінних дорівнюють прийнятим в БЛОК 5.

БЛОК 7. Результати розрахунку, які виконані в БЛОК 5 і 6, можуть бути основою для побудови графіків позмінного регулювання джерел реактивної потужності, згідно мінімуму втрат активної потужності в елементах мережі і компенсуючих пристроїв з урахуванням режимів, які контролюються енергосистемою.

В результаті отримаємо декілька графіків регулювання. При виконанні розрахунків по програмі «оптимUm» величини річних приведених витрат, відповідають початковому наближенню по керуючим змінним і їх оптимальним значенням, виводяться на друк з іншими результатами розрахунку. Із-за цього в якості початкового наближення зручно використовувати потужності компенсуючих пристроїв при існуючому режимі.

Викладений вище алгоритм придатний для рішення задачі оптимізації режиму реактивної потужності, як в умовах експлуатації, так і при проектуванні системи електропостачання промислового підприємства. Однак, враховуючи прийняття при проектуванні більш “гнучких” рішень, необхідно враховувати специфіку цієї задачі в її проектній постановці:

1. Можливість скорочення кількості силових трансформаторів при переважній компенсації реактивних навантажень на стороні 0,4 кВ. Це має враховуватись при формуванні обох видів обмежень, які накладаються на керуючі змінні.

2. Після розрахунку режиму компенсації реактивних навантажень необхідно перевірити завантаження ліній електропередач і відповідним чином скоригувати обмеження.

3.2 Програма розрахунку «оптимUm»

Робоча програма «оптимUm» призначена для обчислення потужностей компенсуючих пристроїв, які відповідають умовному мінімуму функції цілі (3.11), згідно математичному формулюванню задачі (3.12). В ній реалізовано великокроковий метод пошуку мінімуму функції.

Інтерфейс програми приведений на рис. 3.2, 3.3, 3.4. Він складається з трьох закладок, і меню «Файл». Призначення цих закладок пояснюється нижче:

«Техніко-економічні дані» (рис. 3.2) вводяться загальні технічні дані і економічні показники.

«Відомості про схему» (рис. 3.3) вводяться дані, які характеризують мережу підприємства, а також дані про навантаження.

«Результати розрахунку» (рис. 3.4) виводяться результати розрахунку і довідки рішення програми.

Меню «Файл» складається з:

«Відкрити» – дозволяє відкрити файли, які зберігають початкову інформацію з відповідним заповненням нею комірок. Тип файлів в яких зберігається інформація текстові.

«Зберегти» – дозволяє зберегти інформацію з початковими даними в відкритий до того файл.

«Зберегти як ...» – дозволяє зберегти початкову інформацію з можливістю надання назви файлу в який вона буде збережена. Зберігання проводиться в текстовий файл тому при зберіганні необхідно вказати розширення .txt.

«Друк в файл» – дозволяє зберегти початкову інформацію і результати розрахунку в виді текстового файлу, з якого можливе потім друкування.

Алгоритмічний язык реалізації – Delphi 6.

Список підпрограм які використовуються в програмі «оптимUm»:

SESTEM – обчислення режиму роботи електричної мережі з урахуванням напруги у вузлах мережі.

Програма оптимУм

Файл Вихід

Техніко-економічні дані | Відомості про схему | Результати розрахунку

Технічні дані мережі підприємства :

Кількість вузлів мережі підприємства

Кількість годин роботи підприємства на рік год.

Реактивна потужність яка видається енергосистемою квар

Середня напруга високовольтної мережі кВ

Напруга балансуєчого вузла кВ

Економічні показники :

Вартість електроенергії грн/кВт.год

Коефіцієнт ефективності кап. вкладень

Коефіцієнт амортизаційних відрахувань

Коефіцієнт експлуатаційних витрат

Результат

Рис. 3.2 - Інтерфейс програми «оптимУм» закладка «Техніко-економічні дані».

Програма оптимУм

Файл Вихід

Техніко-економічні дані | Відомості про схему | Результати розрахунку

	P	Q	Q _{кп}	R	X	A	B	dK	dP	Q _{max}	Q _{min}	U _{min}	U _{max}	NB	d	U _{нб}	Q _о
1	0	0	0	X	X	0	0	0	0	0	0	9,5	10,5	0	0	0	0
2	1	1	0	0,1	0,1	0	0	14	0,0025	350	0	9,5	10,5	1	0	10,5	0
3	100	100	0	1	1	0	0	23	0,0045	330	0	9,5	10,5	2	0	10	3,6
4	100	100	0	1	1	0	0	23	0,0045	220	0	9,5	10,5	3	0	10	3,6
5	100	100	100	1	2	0	0	23	0,0045	100	0	9,5	10,5	4	0	10	3,6

Рис. 3.3 - Інтерфейс програми «оптимУм» закладка «Відомості про схему».

Програма оптимУм

Файл Вихід

Техніко-економічні дані | Відомості про схему | **Результати розрахунку**

Технічні показники електричної мережі до оптимізації :

	P	Q	U	Q _{дкп}	Q _{кп}
1	303,3022751	193,6311994	10,5	0	0
2	303,1849336	193,5138582	10,49526735	0	0
3	301,0298146	191,3587390	10,44813716	0	0
4	200,5855273	90,91445170	10,42015765	0	0
5	100,4917291	-9,273144691	10,41226811	109,2731446	100

Технічні показники електричної мережі після оптимізації :

	P	Q	U	Q _{дкп}	Q _{кп}
1	303,2916285	180,0002156	10,5	0	0
2	303,1789056	179,8874926	10,49539726	0	0
3	301,0691116	177,7776990	10,44956794	0	0
4	200,6456219	77,35420905	10,42288961	22,87744719	21,197
5	100,4497934	0,045896377	10,41321666	99,95410362	92,405

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ

Величина розрахункових витрат першого наближення грн.

S1 : 506 S2 : 491,729151 S3 : 442,911311 F : 1440,64046

Величина розрахункових витрат при оптимальних потужностях грн.

S1 : 574,82612 S2 : 552,741978 S3 : 371,067212 F : 1498,63531

Рис. 3.4 - Інтерфейс програми «оптимУм» закладка «Результати розрахунку».

SESTEM1 – обчислення режиму роботи електричної мережі.

SRU – перевірка обмежень по напрузі в вузлах мережі.

FUNCT – обчислення значення функції цілі.

MAXP, MINP – обчислення значення градієнту функції цілі відповідно при збільшенні та зменшенні керуючої змінної.

SYMMA – вибір максимального градієнту функції цілі.

KOREKT – підгонка потужностей компенсуючих пристроїв згідно балансу реактивної потужності.

Project1 – керуюча програма.

Достатньо широка універсальність програми пояснюється наявністю цієї властивості у функції цілі. Вільний вибір місць розміщення і структури компенсуючих пристроїв роблять її зручною для практичних розрахунків. Проводячи відповідну зміну в складі початкових даних, є можливість вирішувати задачу, як з урахуванням двох видів обмежень, які накладаються на змінні (по потужності, по напрузі) так і без них. Крім того вважаючи значення нормативних коефіцієнтів відрахувань від капіталовкладень рівним нулю, можна розрахувати оптимальний розподіл компенсуючих пристроїв, де в якості критерію оптимальності використовується значення втрат активної потужності в елементах мережі і компенсуючих пристроях. Програма дозволяє проводити розрахунок капіталовкладень в компенсуючі пристрої, як за питомими витратами так і за емпіричною залежністю (3.10).

З метою попередження прийняття хибних рішень при користуванні програмою «оптимUm» остання має аварійний вихід із розрахунку з виданням відповідної довідки не рішення, які приведені нижче (довідки виводяться на закладку “Результати розрахунку”):

'НЕМОЖЛИВО ПІДТРИМАТИ Q СИСТЕМИ ПО НАПРУЗІ' – неможливість витримати баланс реактивної потужності (витримати задане Q) із-за того, що змінні не можуть змінюватись із-за обмежень серед яких є і обмеження по напрузі.

'НЕМОЖЛИВО ПІДТРИМАТИ Q СИСТЕМИ' – неможливість витримати баланс реактивної потужності із-за того що змінні не можуть змінюватись із-за обмежень які накладені на них по потужності.

' НЕ КОРЕКТНО ЗАДАНА НАПРУГА' – на першій ітерації напруга виходить за накладені обмеження.

' ВИХІД ІЗ ЗАЦИКЛЮВАННЯ' – програма не може знайти оптимум з заданою точністю (0,001 квар) видається, як правило, при малому кроці ітерації і при рішенні дуже близькому до оптимуму.

В разі вірного розрахунку програма видає відповідну довідку: 'РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ'.

3.3 Підготовка вихідних даних і проведення розрахунків з допомогою програми «оптимUm»

Підготовка вихідних даних починається з обробки схеми електропостачання підприємства і складання схеми заміщення. При цьому враховуються активні, а при необхідності і реактивні опори елементів схеми.

Трансформатор вводиться в схему заміщення опором:

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_{K3} U^2}{S_{HT}^2} \quad (3.1)$$

$$Z_{TP} = \frac{U_{K3} U^2}{S_{HT}} \quad (3.2)$$

$$X_{TP} = \sqrt{Z_{TP}^2 - R_{TP}^2} \quad (3.3)$$

де ΔP_{K3} – втрати короткого замикання;

U_{K3} – напруга короткого замикання;

U – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора;

S_{HT} – номінальна потужність трансформатора.

Лінія вводиться в схему заміщення опором:

$$R_{\text{л}} = r_0 L \quad (3.4)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 L \quad (3.5)$$

де r_0 і x_0 – питомі опори лінії;

L – довжина лінії.

Всі опори приводяться до середньої напруги високовольтної розподільчої мережі системи електропостачання підприємства, яке було прийнято в якості базисного:

$$R_{np} = R_{\phi} \frac{U_B^2}{U_{\phi}^2} \quad (3.6)$$

де R_{np} , R_{ϕ} – приведений і фактичний опір елементів схеми;

U_B – базисна напруга;

U_{ϕ} – номінальна напруга у вузлі що розглядається.

Після складання схеми заміщення проводиться її аналіз з метою виявлення можливості еквівалентування. Еквівалентуванню підлягають ті частки схеми в яких по яким-небудь причинам не передбачається можливість установки компенсуючих пристроїв. Синхронні двигуни в схемі заміщення представляються в виді окремих гілок з нульовими опорами (рис. 3.5).

Для апроксимації втрат активної потужності в синхронних двигунах в програмі використовуються коефіцієнти A і B , які визначаються за наступними формулами:

$$A = \frac{D_1}{Q_{нд}^2}, \quad B = \frac{D_2}{Q_{нд}}. \quad (3.7)$$

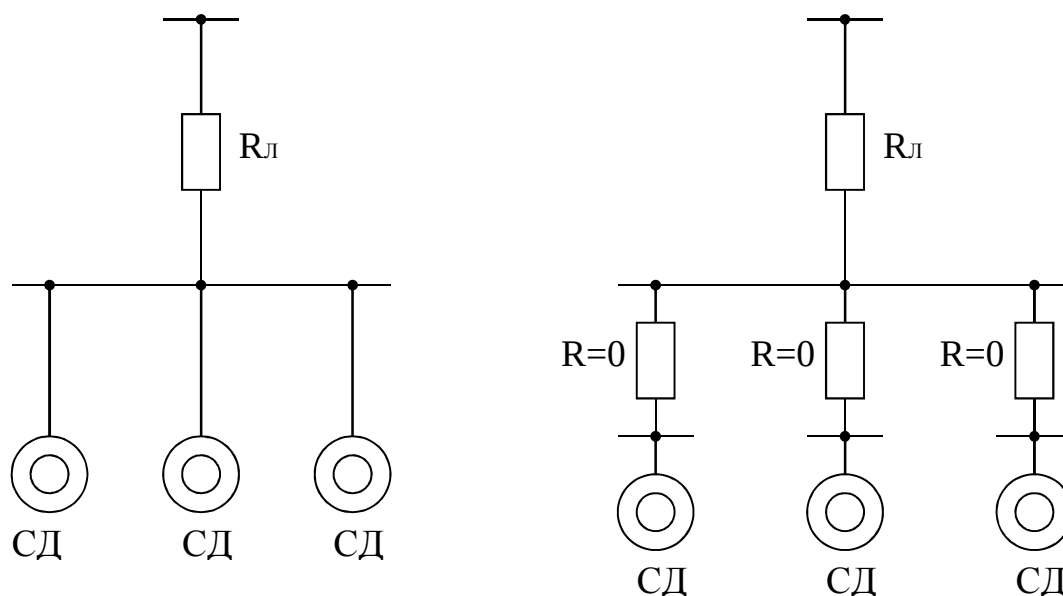


Рис. 3.5 - Внесення синхронних двигунів у схему заміщення.

де D_1 і D_2 – постійні величини які залежать від технічних параметрів двигуна, приводяться в довідковій літературі;

$Q_{нд}$ – номінальна реактивна потужність двигуна.

Наступним етапом підготовки схеми є нумерація вузлів. Виконується це за поколінням графа в електричній мережі. Приклад нумерації вузлів за поколінням графа представлено на рис. 3.6.

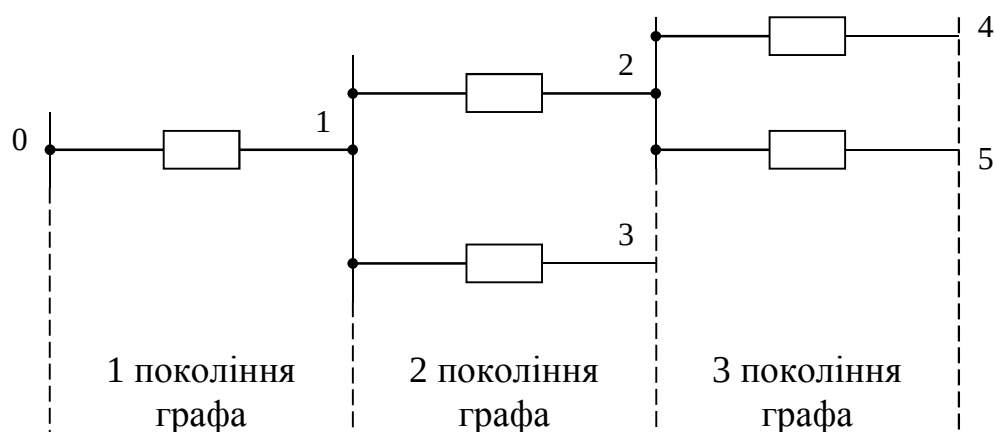


Рис. 3.6 - Нумерація вузлів схеми заміщення

Інформація про реактивні навантаження, а при необхідності і про активні у вузлах схеми повинна бути представлена середніми її значеннями за деякий період. Величина періоду осереднення визначається постановкою задачі. Наприклад, при рішенні задачі оптимізації потужності компенсуючих пристроїв

передбачається задавання навантаження їх середньорічними значеннями, а при розрахунку регулювання компенсуючих пристроїв – середньозмінними величинами визначеними по добовим графікам.

На закладку «Відомості про схему» вводяться:

P, Q – відповідно потужність активного і реактивного навантаження;

$Q_{\text{КП}}$ – потужність компенсуючих пристроїв першого наближення;

R, X – відповідно активний і реактивний опір елементів мережі;

A, B – коефіцієнти що апроксимують криву втрат активної потужності в СД;

dK – питомі капіталовкладення в комплектні конденсаторні установки або коефіцієнт K емпіричної залежності вартості (вводиться в залежності від того яким способом обчислюються капіталовкладення).

dP – питомі втрати активної потужності на генерацію реактивної в конденсаторних батареях;

Q_{max} і Q_{min} – відповідні максимальні і мінімальні обмеження, які накладаються на керуючі змінні по потужності;

U_{min} і U_{max} – відповідна мінімальна і максимальна напруга в вузлі за межі якої вона не повинна виходити;

$N B$ – масив номерів початків гілок схеми;

d – коефіцієнт емпіричної залежності вартості комплектних конденсаторних установок;

$U_{\text{нб}}$ – номінальна напруга батарей конденсаторів;

Q_0 – реактивна потужність, що видається синхронним двигуном при напрузі рівній U_0 ;

b – емпіричний коефіцієнт залежності відношення реактивної потужності, що генерує синхронний двигун, до відповідної напруги на затискачах;

$K_{\text{т}}$ – коефіцієнт трансформації силового трансформатору.

Для початку розрахунку необхідно натиснути кнопку «Результат» на закладці «Техніко-економічні дані». Результати розрахунку виводяться на закладку «Результати розрахунку», які містять наступні дані:

P, Q – відповідно потужність активна і реактивна по вузлах електричної мережі;

U – напруга по вузлах електричної мережі;

$Q_{\text{ДКП}}$ – дійсна потужність у вузлі навантаження;

$Q_{\text{КП}}$ – потужність компенсуючих пристроїв по вузлах;

S_1 – відрахування від капіталовкладень;

S_2 – вартість втрат активної потужності на генерацію реактивної;

S_3 – вартість втрат активної потужності від протікання реактивної;

F – значення функції цілі.

РОЗДІЛ 4

ОПТИМАЛЬНА КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВИРОБНИЧОГО ОБ'ЄДНАННЯ

4.1 Особливості електропостачання

Характерним для цих схем є відсутність високовольтного навантаження, а також джерел вищих гармонік і потужних однофазних приймачів.

В технологічній схемі впроваджуються механізми, що потребують підвищенні вимоги до відхилень напруги на затискачах електроприймачів. Так як довжина кабельних ліній від трансформаторних підстанцій до розподільчих пунктів і окремих споживачів невелика, то при оптимальному розміщенні компенсуючих пристроїв в мережі підприємства напруга у вузлах мережі майже не зміниться, отже немає необхідності проводити корекцію розрахункових потужностей компенсуючи пристроїв і їх розміщення у відповідності з режимом напруги.

Джерелом реактивної потужності може бути тільки батареї статичних компенсаторів, так як синхронних двигунів у складі електроприймачів немає.

Враховуючи, що навантаження є швидкозмінним і значення потужності, що споживається в години максимуму значно відрізняються від потужності навантажень в режимі мінімальних навантажень, всі встановлені батареї конденсаторів повинні бути в комплекті із пристроями автоматичного керування реактивної потужності.

4.2 Вихідні дані для розрахунку

Всі необхідні дані для розрахунку формуються в відповідності з інструкцією до програми і представлені в виді таблиць і розрахункових схем, які приведені нижче.

Інформація була отримана шляхом безпосереднього огляду існуючих схем електропостачання і на основі технічної документації.

Робота в головному цеху ведеться у дві зміни, а у філіалах – в одну.

Таблиця 4.1 - Розрахунок втрат електроенергії при розподіленні КП в мережах
380/220 В.

№ лінії	Переріз кабелю	Питомий опір кабелю R_0 , Ом/км	Довжина лінії, км	Опір лінії, Ом	Приведений опір лінії, Ом	Споживаємо РП у вузлі, кВар
3-4	2(3×95)	0,31	0,27	0,04185	7,003	54
3-5	3×150	0,206	0,04	0,00824	1,975	256
3-6	2(3×150)	0,206	0,25	0,02575	6,172	189,1
3-7	3×25	1,24	0,2	0,248	12,375	5,4
3-8	3×35	0,89	0,23	0,2047	13,656	18
3-9	3×185	0,167	0,125	0,020875	6,016	155
3-10	3×240	0,129	0,1	0,0129	4,688	245
3-11	3×150	0,206	0,115	0,02369	5,678	64,7
3-12	3×150	0,206	0,115	0,02369	5,678	64,7
3-13	3×150	0,206	0,115	0,02369	5,678	64,7
3-14	3×150	0,206	0,115	0,02369	5,678	64,7
3-15	3×150	0,206	0,115	0,02369	5,678	64,7
3-16	3×25	1,24	0,1	0,124	6,188	12,8
6-17	3×35	0,89	0,06	0,0534	3,563	32,8
6-18	3×70	0,443	0,03	0,01329	1,613	73,5
6-19	3×35	0,89	0,05	0,0445	2,969	45,9
6-20	3×35	0,89	0,03	0,0267	1,781	37,2
18-21	3×35	0,89	0,04	0,0356	2,375	32,5
18-22	3×35	0,89	0,05	0,0445	2,969	41
18-23	3×35	0,89	0,05	0,0445	2,969	41
18-24	3×25	1,24	0,02	0,0248	0,828	4,9
20-25	3×25	1,24	0,025	0,031	1,034	4,7
20-26	3×35	1,24	0,025	0,031	1,034	32,5

Таблиця 4.2 Показники мережі до оптимізації

Відрахування від кап. вкладень.....0
 Вартість втрат на генерацію.....0
 Вартість втрат від перетоку.....131597,882
 Значення функції цілі.....131597,882

=====					
n	P	Q	U	Q _{дкп}	Q _{кп}
=====					
1	50,694	1366,711	10,5	0	0
2	42,912	1362,029	10,462	0	0
3	25,841	1268,856	9,765	0	0
4	0	54	9,725	0	0
5	0	256	9,712	0	0
6	3,21	189,485	9,633	0	0
7	0	5,4	9,757	0	0
8	0	18	9,737	0	0
9	0	155	9,666	0	0
10	0	245	9,643	0	0
11	0	64,7	9,726	0	0
12	0	64,7	9,726	0	0
13	0	64,7	9,726	0	0
14	0	64,7	9,726	0	0
15	0	64,7	9,726	0	0
16	0	12,8	9,756	0	0
17	0	32,5	9,62	0	0
18	0,759	73,581	9,62	0	0
19	0,51	45,954	9,616	0	0
20	0,195	37,221	9,626	0	0
21	0	32,5	9,612	0	0
22	0	41	9,606	0	0
23	0	41	9,603	0	0
24	0	4,9	9,616	0	0
25	0	4,7	9,625	0	0
26	0	32,5	9,619	0	0

Таблиця 4.3 Показники мережі після оптимізації

Відрахування від кап. вкладень.....						47114,506
Вартість втрат на генерацію.....						14853,188
Вартість втрат від перетоку.....						23132,989
Значення функції цілі.....						85100,683
=====						
n	P	Q	U	Q _{дкп}	Q _{кп}	
=====						
1	14,633	0,003	10,5	0	0	
2	14,632	0,003	10,499	9,598	8,707	
3	14,606	-4,41	10,5	735,933	602,431	
4	0	54	10,463	0	0	
5	0,36	175,893	10,466	80,107	65,998	
6	3,373	43,701	10,469	145,724	120	
7	0	5,4	10,493	0	0	
8	0	18	10,474	0	0	
9	0,492	45,619	10,473	109,381	90	
10	0,876	50,41	10,477	194,59	160	
11	0	64,7	10,465	0	0	
12	0	64,7	10,465	0	0	
13	0	64,7	10,465	0	0	
14	0	64,7	10,465	0	0	
15	0	64,7	10,465	0	0	
16	0	12,8	10,492	0	0	
17	0	32,5	10,457	0	0	
18	0,643	73,569	10,457	0	0	
19	0,431	45,946	10,454	0	0	
20	0,165	37,217	10,462	0	0	
21	0	32,5	10,449	0	0	
22	0	41	10,445	0	0	
23	0	41	10,442	0	0	
24	0	4,9	10,454	0	0	
25	0	4,7	10,462	0	0	
26	0	32,5	10,456	0	0	

Аналізуючи дані результати можна зробити висновок, що існує можливість оптимізації режимів реактивної потужності з метою зменшення втрат електроенергії. Враховуючи, що батареї конденсаторів мають дискретні значення то встановити запропоновані програмою потужності не можливо, тому оберемо найближчі стандартні значення потужності.

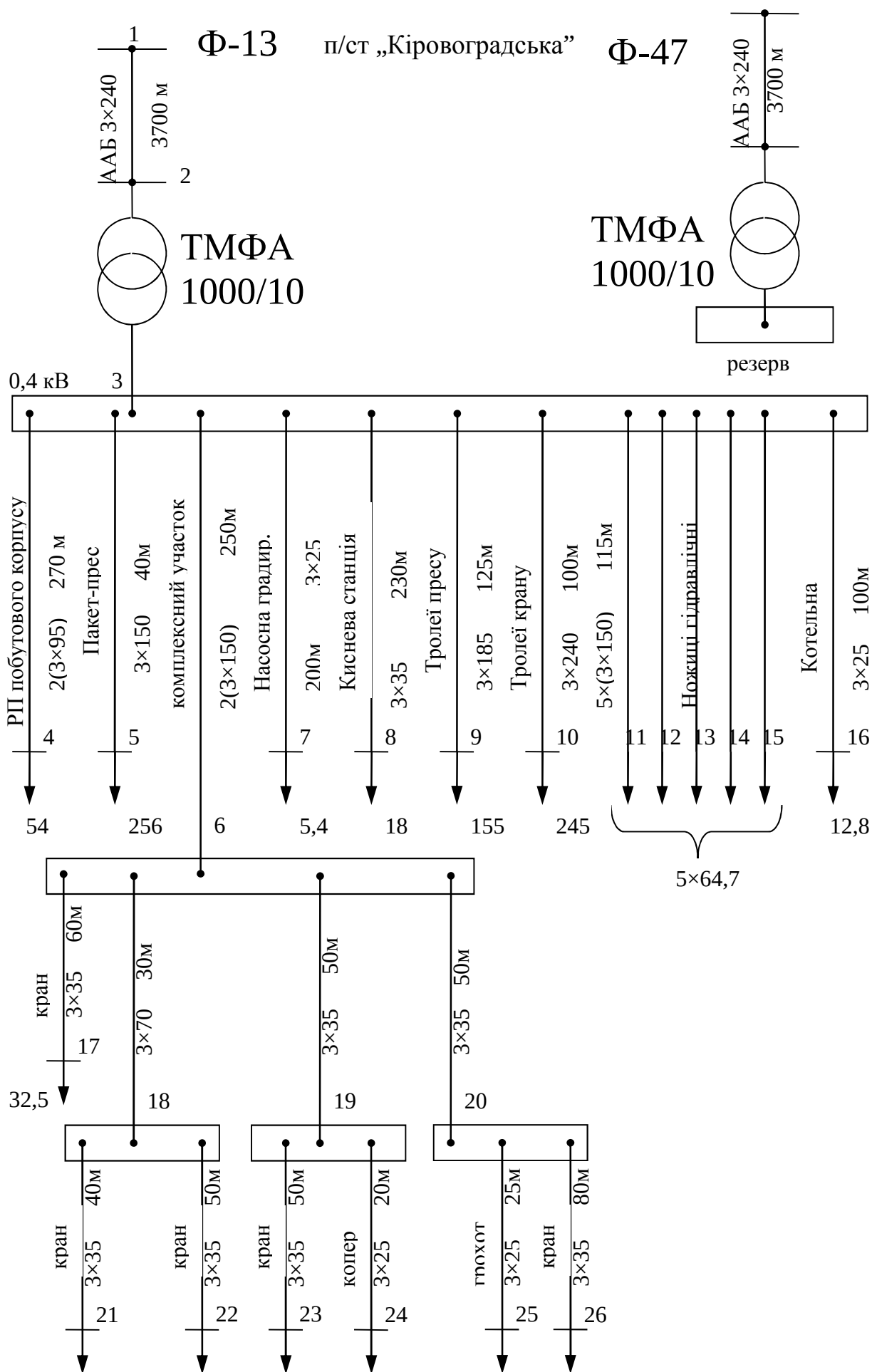
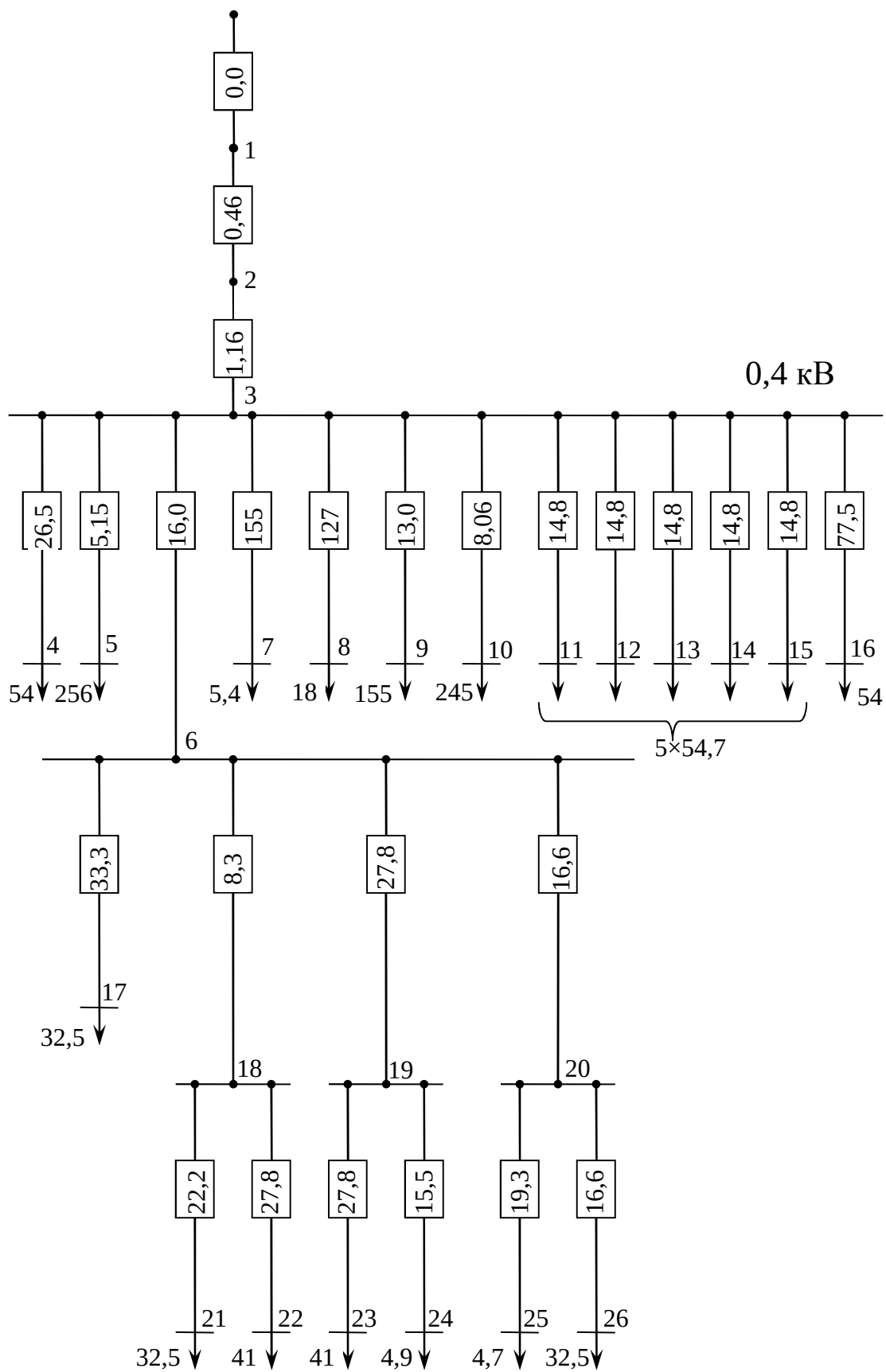


Рис. 4.1 - Схема електропостачання цеху.



РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

5.1 Визначення величини капіталовкладень

Розрахунок капітальних вкладень проводиться додаванням вартості обладнання, що встановлюється, витрат на його доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи.

$$K = V_{обл} + V_{д} + V_{м}, \quad (5.1)$$

де K – капіталовкладення, грн.

$V_{обл}$ – вартість обладнання що встановлюється, грн.;

$V_{д}$ – вартість доставки, грн. Може бути прийнята у розмірі 1-5% від вартості обладнання;

$V_{м}$ – вартість монтажних та пусконаладжувальних робіт з врахуванням вартості монтажних матеріалів, грн. Може бути прийнята у розмірі 15-40%% від вартості обладнання.

Результати розрахунку капіталовкладень приведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 - Розрахунок капіталовкладень

№ п/п	Найменування і технічна характеристика обладнання	Од. виміру	Кіль- кість	Ціна одиниці, грн.	Вартість доставки, грн.	Вартість монтажу, п/н, грн.	Всього, грн.
1	БСК КРМ-0,4-400/40	шт.	1	64430	644	6443	71517
2	БСК КРМ-0,4-200/20	шт.	1	36915	369	3692	40976
3	БСК КРМ-0,4-160/20	шт.	1	29329	293	2933	32555
4	БСК КРМ-0,4-120/20	шт.	1	23717	237	2372	26326
5	БСК КРМ-0,4-90/10	шт.	1	21202	212	2120	23534
6	БСК КРМ-0,4-10/10	шт.	1	18266	183	1827	20275
7	КЛ-0,4кВ АВВГ 4х120	м	68	165	561	6171	17952
	Всього						233135

l_c – середня годинна тарифна ставка експлуатаційних робітників, грн/год;

K_δ – коефіцієнт що враховує грошові доплати. Може бути прийнятий рівним 1,1-1,2.

H – норматив для єдиного соціального внеску;

$$З_{екс нов} = 87,67 \cdot 42,1 \cdot 1,1 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 4953 \text{ грн}.$$

Вартість експлуатаційних матеріалів орієнтовно приймемо в розмірі 10% від $З_{екс}$.

$$З_{екс мат} = 0,1 \cdot 4953 = 495,3 \text{ грн}.$$

Основна і додаткова зарплата ремонтних робітників:

$$З_p = 0,8 \cdot Q_p \cdot l_{cp} \cdot K_\delta \left(1 + \frac{H_{соц}}{100}\right), \quad (5.3)$$

де 0,8 – коефіцієнт враховуючий частину поточних ремонтів в загальній сумі ремонтних робіт;

Q_p – річна трудомісткість ремонтних робіт;

l_{cp} – середній годинний тариф ремонтних робітників, грн./год.

$$З_{pn} = 0,8 \cdot 334,5 \cdot 54,85 \cdot 1,1 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 19698 \text{ грн}.$$

Вартість запасних частин та ремонтних матеріалів приймемо в розмірі 15% від $З_p$

$$З_{рем.матн} = 0,15 \cdot 19698 = 2955 \text{ грн}.$$

Амортизаційні відрахування визначають за капіталовкладеннями в елементи системи та річною нормою амортизації $H_a\%$.

$$A_{pn} = \frac{K \cdot H_{a\%}}{100}, \quad (5.5)$$

Результати розрахунку наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 - Розрахунок річних амортизаційних відрахувань

№ п/п	Елемент схеми електропостачання	Кількість.	Балансова вартість, грн.	Норма амортизації, $H_a, \%$	Річні амортизаційні відрахування, грн.
1	БСК КРМ-0,4-400/40	1	71517	8	5721,38
2	БСК КРМ-0,4-200/20	1	40976	8	3278,05
3	БСК КРМ-0,4-160/20	1	32555	8	2604,42
4	БСК КРМ-0,4-120/20	1	26326	8	2106,07
5	БСК КРМ-0,4-90/10	1	23534	8	1882,74
6	БСК КРМ-0,4-10/10	1	20275	8	1622,02
7	КЛ-0,4кВ АВВГ 4x120	68	17952	4	718,08
	Всього		233135		17933

Вартість втрат електричної енергії. Величина втрат активної електроенергії за варіантами визначається за формулами:

$$B_{\delta} = C_0 (\Delta P_{БК} + \Delta P_{CD} + \Delta P_{МЕРЕЖІ}) \cdot t = B_{\delta_{ген}} + B_{\delta_{перет}}, \quad (5.6)$$

$$B_n = C_0 (\Delta P'_{БК} + \Delta P'_{CD} + \Delta P'_{МЕРЕЖІ}) \cdot t = B_{n_{ген}} + B_{n_{перет}}, \quad (5.7)$$

де B_{ICH}, B_{OIT} - втрати активної потужності в базовому і новому варіанті;

$\Delta P_{БК}, \Delta P'_{БК}$ – втрати активної потужності в батареях конденсаторів в базовому і новому варіанті;

ΔP_{CD} , $\Delta P'_{CD}$ – втрати активної потужності в синхронних двигунах в базовому і новому варіанті;

$\Delta P_{МЕРЕЖИ}$, $\Delta P'_{МЕРЕЖИ}$ – втрати активної потужності в елементах мережі в базовому і новому варіанті;

t – час роботи підприємства на рік;

C_0 – діючий тариф на електричну енергію.

$B_{б\text{ген}}$, $B_{н\text{ген}}$, $B_{б\text{перет}}$, $B_{н\text{перет}}$ – відповідно вартість втрат активної енергії на генерацію реактивної та вартість втрат активної електроенергії від перетоку реактивної при існуючому (базовому) режимі роботи та при оптимальному (новому).

Розрахунок $B_{б}$ та $B_{н}$ проведено за даними з табл. 5.2 та 5.3:

$$B_{б} = B_{б\text{ген}} + B_{б\text{перет}} = 0 + 131597,88 = 131597,88 \text{ грн.},$$

$$B_{н} = B_{н\text{ген}} + B_{н\text{перет}} = 14853,19 + 23132,99 = 37986,18 \text{ грн.},$$

Кошторис річних експлуатаційних витрат за варіантами зведемо у табл. 5.4.

Таблица 5.4 - Кошторис річних експлуатаційних витрат

Стаття витрат	Витрати, грн	
	Базовий	Новий
Основна та додаткова заробітна плата робітників включаючи відрахуваннями		4953
Вартість експлуатаційних матеріалів		495
Поточні ремонти		22652
Амортизаційні відрахування		17932
Вартість втрат електроенергії	131598	37986
Всього	131598	84018

5.3 Розрахунок показників економічної ефективності

Річна економія за рахунок зменшення втрат електроенергії:

$$E_{кон} = B_{б} - B_{н} = 131597,88 - 37986,18 = 93611,70 \text{ грн.}, \quad (5.8)$$

Річний економічний ефект від застосування оптимального режиму реактивної потужності:

$$E_p = (B_{ек\ б} - B_{ек\ н}) - E_n \cdot K \quad (5.9)$$

де $B_{ек\ б}$, $B_{ек\ н}$ – величина експлуатаційних витрат відповідно за базовим и новим варіантом ;

E_n – прийнятий коефіцієнт ефективності капітальних капіталовкладень. $E_n=0,12$

$$E_p = (131598 - 84018) - 0,12 \cdot 233135 = 27976 \text{ грн.}$$

Період окупності визначається за формулою:

$$T_{ок} = \frac{K}{B_{ебаз} - B_{енов}} = \frac{233135}{131598 - 84018} = 3,9 \text{ років} \quad (5.10)$$

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підприємстві

У цьому розділі розглянемо потенційно небезпечні та шкідливі фактори, які можуть виникати під час експлуатації батарей конденсаторів. Основна небезпека при встановленні, налаштуванні та експлуатації батарей конденсаторів пов'язана з електробезпекою.

Особливість небезпеки електричного струму полягає в тому, що, на відміну від інших ризиків, таких як рухомі частини механізмів, розпечені поверхні, відкриті люки або необгороджені майданчики на висоті, напругу неможливо виявити дистанційно без спеціальних засобів.

Статистика виробничих травм свідчить, що до 40% смертельних випадків спричинені ураженням електричним струмом, а в енергетичному секторі цей показник зростає до 60%. Особливо важливо зазначити, що до 80% смертельних випадків відбувається в електроустановках напругою до 1000 В. Це має безпосереднє значення, оскільки батареї конденсаторів призначені для використання в енергетиці, зокрема в електроустановках напругою до 1000 В.

Аналіз небезпеки електричних мереж зосереджується на визначенні величини струму, що може проходити через тіло людини в різних умовах експлуатації електричних установок. Окрім цього, завдання аналізу включає оцінку впливу різних параметрів мережі та експлуатаційних факторів на ризик ураження електричним струмом.

Ураження людини електричним струмом може статися за таких обставин: при двофазному або однофазному дотику до струмоведучих частин, при контакті із заземленими неструмоведучими частинами, які опинилися під напругою, а також через вплив крокової напруги.

Небезпека ураження електричним струмом варіюється залежно від типу електроустановок, параметрів електроенергії, умов експлуатації обладнання та характеристик середовища, в якому воно використовується. Тому комплекс

захисних заходів має відповідати типу електроустановки та умовам її застосування, забезпечуючи належний рівень безпеки.

Основними чинниками, які визначають ризик ураження струмом і ступінь його тяжкості, є номінальна напруга. Залежно від цього електроустановки поділяються на дві групи: установки напругою до 1000 В і понад 1000 В. На рівень безпеки значно впливають також умови навколишнього середовища, які впливають на стан ізоляції, і електричний опір тіла людини.

З огляду на вид електроустановки, її номінальну напругу, режим нейтралі, умови навколишнього середовища та доступність обладнання, необхідно застосовувати комплекс захисних заходів. Єдиний захід захисту рідко може забезпечити достатній рівень безпеки.

В електроустановках використовуються такі технічні заходи захисту:

- занулення;
- захисне заземлення;
- захисне відключення;
- подвійна ізоляція;
- контроль та профілактика пошкоджень ізоляції;
- забезпечення недоступності струмоведучих частин;
- малі напруги;
- компенсація ємнісної складової струму замикання на землю;
- електричне розділення мереж.

Застосування малих напруг є ефективним засобом забезпечення електробезпеки, однак його широке впровадження обмежене труднощами створення протяжних мереж малої напруги. Для мінімізації втрат джерело малої напруги має бути розташоване якомога ближче до споживача. Через розосередженість споживачів на значних територіях виникає потреба в установці джерел живлення (трансформаторів) для невеликих груп споживачів або навіть для кожного окремо, що є економічно не вигідним. Тому малі напруги (12, 36, 42 В) зазвичай застосовуються для живлення ручного електрифікованого

інструменту, переносних ламп та місцевого освітлення в приміщеннях з підвищеною або особливою небезпекою.

Захисне розділення мереж доцільно використовувати в електроустановках напругою до 1000 В, де експлуатація пов'язана з підвищеним рівнем небезпеки. Це стосується, зокрема, пересувних електроустановок і ручного інструменту. Основною метою цього заходу є зниження струму замикання на землю завдяки підвищенню опору фаз щодо землі. У таких мережах забороняється заземлювати нейтраль або один із висновків вторинної обмотки розділового трансформатора чи перетворювача.

Особливу небезпеку становить експлуатація електроустановки за наявності глухого замикання на землю. У цьому випадку людина, яка торкнеться справної фази, опиниться під лінійною напругою, що зводить нанівець ефективність захисного розділення мережі. Для запобігання такій небезпеці необхідно постійно контролювати стан ізоляції та оперативно усувати її пошкодження.

Для запобігання замиканням на землю та іншим пошкодженням ізоляції, які створюють загрозу ураження людей електричним струмом та виходу з ладу обладнання, важливо проводити регулярні випробування підвищеною напругою та здійснювати контроль стану ізоляції. Під час випробувань підвищеною напругою дефекти ізоляції виявляються через пробій і подальше пропалювання (під впливом струму). У разі виявлення дефектів їх усувають, а обладнання проходить повторне тестування. Такий підхід дозволяє підтримувати опір ізоляції на високому рівні, що знижує ризики аварій та підвищує надійність роботи мереж.

Варто зазначити, що ємність фаз відносно землі не залежить від дефектів ізоляції. Її значення визначається такими геометричними параметрами, як протяжність мережі, висота підвісу проводів повітряних ліній та товщина ізоляції кабелів. У процесі експлуатації ємність може змінюватися лише внаслідок підключення або відключення окремих ліній, що диктується потребами електропостачання. Зменшити ємність мережі технічно неможливо, тому зниження струму замикання на землю досягається шляхом компенсації його ємнісної складової за допомогою індуктивності.

У трифазних мережах для компенсації струму замикання на землю достатньо включити компенсуючу котушку між нейтраллю і землею, без необхідності підключення індуктивності до кожної фази окремо. Цей метод ефективно використовується в мережах напругою понад 1000 В для гасіння проміжної електричної дуги при замиканні на землю, зниження перенапруг і зменшення струму замикання.

У мережах напругою до 1000 В компенсація ємнісної складової струму замикання на землю використовується переважно в підземних мережах шахт і копалень. Вона є ефективною, коли ємнісна провідність фаз відносно землі перевищує активну, що дозволяє суттєво зменшити повний струм замикання завдяки компенсації. Проте ця міра зазвичай застосовується як додаткова до інших заходів, таких як захисне відключення та заземлення, оскільки самостійно вона не забезпечує достатнього рівня безпеки.

Захисні заходи від ураження струмом

1. Ізоляція струмоведучих частин
2. Огородження

Щоб унеможливити дотик або небезпечне наближення до струмоведучих частин, застосовують огорожі:

- Суцільні огорожі (кожухи, кришки) – переважно в електроустановках до 1000 В.
- Сітчасті огорожі – установки напругою до 1000 В і понад. Вони часто обладнані дверима, що замикаються на замок, для запобігання несанкціонованому доступу.

3. Блокування

Використовується для обмеження доступу до струмоведучих частин, особливо в установках, де часто проводять роботи:

- Електричні блокування – розривають ланцюг через спеціальні контакти, встановлені на дверях, кришках або кожухах. Це запобігає подачі напруги при відкритті захисних елементів.

– Механічні блокування – забезпечують фізичний захист шляхом фіксації або блокування елементів конструкції.

4. Розташування струмоведучих частин у недоступних місцях

Альтернативним підходом є розміщення струмоведучих частин на недосяжній висоті або в місцях, куди немає прямого доступу.

Основні вимоги до безпеки

– Для установок напругою понад 1000 В небезпека ураження значно підвищується через можливість пробою ізоляції та дугових розрядів. Це вимагає посиленних заходів безпеки, таких як ізоляційні дистанційні огороження.

– Усі захисні елементи мають бути справними та регулярно перевірятися для виключення ризиків, пов'язаних із їхньою несправністю.

Комплексний підхід до впровадження захисних заходів є необхідним для мінімізації ризиків ураження електричним струмом у різних умовах експлуатації.

У разі дистанційного керування електроустановкою блокувальні контакти підключаються до ланцюга управління пусковим апаратом. Найкращим рішенням у цьому випадку є використання магнітного пускача або контактора. Під час відкривання дверей блокувальні контакти розривають ланцюг котушки пускача, що призводить до автоматичного відключення установки. Це забезпечує додатковий захист, навіть якщо ланцюг блокування несправний, і знижує ризик нещасних випадків.

Важливо, що електроустановка не ввімкнеться автоматично після закриття дверей, оскільки простого замикання блокувальних контактів недостатньо. Для запуску необхідно додатково натиснути кнопку пуску. Такий підхід гарантує, що оператор, який зайшов за огорожу, не опиниться під напругою навіть у разі випадкового закриття дверей.

Включення блокувальних контактів у силовий ланцюг є помилковим рішенням, оскільки це не гарантує відключення установки при відкриванні дверей. У такому разі людина може потрапити під напругу, що є неприпустимим.

Для забезпечення безпеки блокувальні контакти мають розмикатися вже при невеликому відкриванні дверей (10–15 см), що унеможливорює доступ до

небезпечної зони при нерозімкнутих контактах. У разі двостулкових дверей контакти повинні встановлюватися на обох половинках, щоб виключити ризик увімкнення установки з відкритою частиною дверей.

Механічні блокування використовуються в електричних пристроях, таких як рубильники, пускачі, автоматичні вимикачі тощо. В автоматичних системах, обчислювальних машинах і радіоустановках застосовуються блокові схеми. У спільному корпусі розміщуються окремі блоки, які підключаються до решти пристрою за допомогою штепсельних з'єднань. При висуванні або видаленні блоку зі свого місця штепсельний роз'єм автоматично розмикається, що забезпечує відключення блоку разом із його струмоведучими частинами.

Блокування також використовуються для запобігання помилковим діям персоналу під час перемикачів у розподільчих пристроях і на підстанціях. У разі розташування струмоведучих частин на недосяжній висоті або в місцях, доступ до яких обмежений, забезпечення безпеки можливе без застосування огорожень. Однак необхідно враховувати ризик випадкового дотику до струмоведучих частин довгими предметами, які можуть опинитися в руках людини.

Для захисту від контакту з частинами, що перебувають під напругою як у звичайному, так і в аварійному режимі, застосовується подвійна ізоляція. Вона складається з робочої та додаткової ізоляції.

- Робоча ізоляція забезпечує нормальну роботу електроустановки та захист від ураження струмом під час її експлуатації.

- Додаткова ізоляція передбачена як резервний захист на випадок пошкодження робочої ізоляції, що знижує ризик ураження електричним струмом.

Найпростішим способом реалізації подвійної ізоляції є покриття металевих корпусів і ручок електрообладнання шаром електроізоляційного матеріалу та використання ізолюючих рукояток. Однак зовнішній шар ізоляції часто піддається механічним впливам, які можуть призводити до його пошкодження. У разі руйнування цього шару відкривається доступ до металевих частин, що потенційно можуть опинитися під напругою. Навіть якщо другий шар ізоляції залишається цілим, обладнання продовжує працювати, що не сигналізує про

втрату захисту. Через це такий підхід забезпечує недостатній рівень безпеки та може бути рекомендований лише для обладнання, яке не піддається значним механічним навантаженням.

Більш надійним методом є виготовлення корпусу з ізоляційного матеріалу. Такий корпус утримує всі струмоведучі та металеві частини, а також механічні елементи обладнання. У разі пошкодження корпусу доступ до металевих частин стає можливим, але робота пристрою неможлива через порушення його конструкції.

Подвійна ізоляція може забезпечити безпеку під час експлуатації будь-якого електрообладнання. Однак через недоліки пластмас, такі як недостатня механічна міцність, схильність до залишкових деформацій, ненадійність з'єднань із металом та погіршення властивостей із часом, її застосування обмежується пристроями малої потужності. Зокрема, подвійна ізоляція використовується для електрифікованого ручного інструменту, переносних пристроїв, побутових приладів і ручних електричних ламп.

При контурному заземленні заземлювачі розташовують по периметру навколо захищеного обладнання на невеликій відстані один від одного (зазвичай кілька метрів). Поля розтікання струму цих заземлювачів перекриваються, завдяки чому будь-яка точка поверхні ґрунту всередині контуру має досить рівний потенціал. Це знижує різницю потенціалів між точками всередині контуру, що зменшує струм через людину, яка торкається корпусу обладнання.

6.2 Заходи по усуненню небезпечних та шкідливих факторів

Для виконання розрахунку заземлення для цеху виробничого об'єднання, яке буде здійснюватися за допомогою виносного заземлення, необхідно врахувати кілька ключових аспектів.

1. Число і довжина вертикальних елементів (труб):

Для розрахунку кількості вертикальних заземлювачів (труб) потрібно визначити вимоги до опору заземлення. Загалом, для вертикальних елементів слід

врахувати їх розташування та здатність до ефективного розподілу струму замикання на землю.

2. Довжина горизонтальних елементів (сполучних шин):

Горизонтальні елементи (сполучні шини) мають сприяти з'єднанню вертикальних заземлювачів та забезпечити мінімальний опір заземлення в межах вимог. Довжина цих елементів буде залежати від загальної площі території, яку потрібно захистити.

3. Розташування заземлювачів:

Заземлювачі мають бути розміщені на деякій відстані один від одного, щоб забезпечити належний ефект заземлення та уникнути короткого замикання або інших небезпечних ситуацій. Це розташування залежатиме від складу ґрунту та умов навколишнього середовища.

4. Допустимий опір заземлення:

Важливо провести розрахунок так, щоб опір заземлення не перевищував допустимого значення, яке регламентується технічними нормами. Це дозволяє забезпечити надійний захист від ураження електричним струмом при виникненні аварійних ситуацій.

Враховуючи ці фактори, необхідно провести детальний розрахунок відповідно до регламентованих стандартів для забезпечення ефективного та безпечного заземлення.

напруга мережі	- до 1000 В;
потужність трансформатора	- до 100 кВА;
розмір заземлювачів	- довжина труб: $l_T = 3\text{ м}$, діаметр труб: $d = 0,06\text{ м}$,
глибина закладення:	$h_B = 0,8\text{ м}$;
ширина з'єднує смуги:	$b_p = 0,05\text{ м}$,
ґрунт	- супісок;
розташування заземлювачів	- вертикально в один ряд;
кліматична зона	- друга.

Розрахунок контуру заземлення є типовим і приведений в додатку В.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській роботі проведена оптимізація компенсації реактивної потужності в електричних мережах 0,4-10 кВ промислових підприємств. Для прикладу взято систему електропостачання цеху виробничого об'єднання.

В першому розділі розглянуті загальні положення щодо компенсації реактивної потужності. В другому розділі синтезована цільова функція і сформульоване математичне формулювання задачі. В третьому розділі розглянутий алгоритм і програма розрахунку оптимального режиму реактивної потужності «оптимУм». В четвертому розділі проведена оптимальна компенсація реактивних навантажень в системі електропостачання виробничого об'єднання. В п'ятому розділі розглянуто питання економічної ефективності впровадження оптимального режиму реактивних навантажень в системі електропостачання розглянутого виробничого об'єднання. В шостому розділі проведено аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підприємстві.

Підсумовуючи результати магістерської роботи можна зробити висновок, що до доцільності удосконалення методики і використання оптимізації режимів реактивної потужності на промислових підприємствах. Удосконалення методики включає в себе:

1. Створення необхідної математичної моделі (функції цілі) яка б по можливості враховувала більшість чинників, та адекватно відтворювала процес, який досліджується.

2. Пошук мінімуму функції цілі, який би давав значення змінних що відшукуємо. Так як розрахунки пошуку мінімуму функції цілі досить складні і аналітичного розв'язку не мають, існують тільки ітераційні, то рішення цієї задачі без використання ЕОМ практично не можливо. В зв'язку з цим для реалізації на практиці використана програма «оптимУм», яка знаходить значення керуючих змінних при яких досягається мінімум функції цілі. При пошуку мінімуму функції цілі програма враховує обмеження, які накладаються на керуючі змінні, а саме враховується мінімальне і максимальне допустиме значення потужності

компенсуючого пристрою, яке встановлюється в даний вузол, а також вплив значення його потужності на режим напруги по вузлах мережі, тобто накладається обмеження на зміну його потужності, в разі, якщо ця зміна призведе до виходу напруги за встановлені межі. В якості методу пошуку мінімуму функції цілі використовується великокроковий градієнтний метод який найбільше підходить для вирішення подібних задач.

Удосконалена методика і програмне забезпечення, в якості прикладу, використане для розрахунку оптимізації компенсації реактивної потужності виробничого об'єднання. Аналіз результатів розрахунку оптимальної компенсації реактивних навантажень показує, що існує можливість її покращення за рахунок встановлення компенсуючих пристроїв в електричній мережі заводу. Оптимальне розміщення компенсуючих пристроїв дає щорічну економію на суму біля 28 тис. грн.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.] ; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.
2. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
3. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. / [О. І. Соловей, В. П. Розен, П. Г. Плешков та ін.]; Кіровоград. нац. техн. ун-т. – Черкаси: Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.
4. Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007.
5. Методичні вказівки “Енергозберігаючі режими електропостачання” для студентів спеціальності 8.090603 усіх форм навчання. Частина 2. /Укладачі: Ю.І. Казанцев, П.Г. Плешков. Кіровоград, КДТУ, 2003. – 122 с.
6. Сіріков О.І., Панасенко С.М. Оптимізація режимів реактивної потужності в системах електропостачання промислових підприємств. Автоматика, комп’ютерно-інтегровані технології та проблеми енергоефективності в промисловості і сільському господарстві (АКІТ-2018): міжнародна науково-практична інтернет-конференція м. Кропивницький, 15-16 листопада 2018 р., – Кропивницький: ПП «Ексклюзив-Систем», 2018. – С. 113-114.
7. Заїць А.В., Сіріков О.І. Оптимізація розміщення конденсаторних установок в електричних мережах 0,4-10 кВ споживачів. Збірник тез доповідей Міжнародної науково-практичної on-line конференції “Проблеми енергоефективності та автоматизації в промисловості та сільському господарстві” м. Кропивницький, 11-12 листопада 2020 р., – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – С. 74-76.
8. Ржевський С. В., Александрова В. М. Дослідження операцій : підруч. Київ : Академвидав, 2006. 560 с.

ДОДАТОК А

Апроксимація вартості низьковольтних конденсаторних установок за лінійною залежністю

data :=

	0	1
0	0	0
1	20	700.8
2	25	732.7
3	30	774.9
4	35	799.7
5	40	810.9
6	45	877.9
7	50	923.7
8	55	945.4
9	60	998.8
10	70	1155.6
11	80	1285.2
12	90	1365.3
13	100	1429.9
14	120	1592.2
15	140	1749
16	160	1832.3
17	180	1982
18	200	2108.4
19	220	2502.7
20	240	2643.8
21	260	2804
22	280	3054.6
23	300	3443.3
24	320	3568.2
25	360	3856.2
26	400	4012.5
27	420	4713.3
28	425	4745.2
29	430	4787.4
30	435	4812.2
31	440	4823.4
32	445	4890.4
33	450	4936.2
34	455	4957.9
35	460	5011.3
36	470	5168.1
37	480	5297.7
38	490	5377.8
39	500	5442.4
40	520	5604.7
41	540	5761.5
42	560	5844.8
43	580	5994.5
44	600	6120.9
45	620	6515.2
46	640	6656.3
47	660	6816.5
48	680	7067.1
49	700	7455.8
50	720	7580.7
51	760	7868.7
52	800	8025
53	0	0
54		

$$D(K) := \sum_{i=1}^{52} \frac{(data_{i,1} - data_{i,0} \cdot K)^2}{(data_{i,1})^2}$$

$$K := 0$$

$$\text{Minimize}(D, K) = 11.586$$

$$K := 11.586$$

$$P := \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{52} \left[\frac{(data_{i,1} - data_{i,0} \cdot K) \cdot 100}{data_{i,1}} \right]^2}{52}}$$

Значення середньоквадратичної похибки, %

$$P = 22.301$$

data :=

	0	1
0	0	0
1	20	700.8
2	25	732.7
3	30	774.9
4	35	799.7
5	40	810.9
6	45	877.9
7	50	923.7
8	55	945.4
9	60	998.8
10	70	1155.6
11	80	1285.2
12	90	1365.3
13	100	1429.9
14	120	1592.2
15	140	1749
16	160	1832.3
17	180	1982
18	200	2108.4
19	220	2502.7
20	240	2643.8
21	260	2804
22	280	3054.6
23	300	3443.3
24	320	3568.2
25	360	3856.2
26	400	4012.5
27	420	4713.3
28	425	4745.2
29	430	4787.4
30	435	4812.2
31	440	4823.4
32	445	4890.4
33	450	4936.2
34	455	4957.9
35	460	5011.3
36	470	5168.1
37	480	5297.7
38	490	5377.8
39	500	5442.4
40	520	5604.7
41	540	5761.5
42	560	5844.8
43	580	5994.5
44	600	6120.9
45	620	6515.2
46	640	6656.3
47	660	6816.5
48	680	7067.1
49	700	7455.8
50	720	7580.7
51	760	7868.7
52	800	8025
53	0	0

$$D(K, d) := \sum_{i=1}^{52} \frac{\left(\text{data}_{i,1} - \text{data}_{i,0} \cdot K - d \cdot \sqrt[4]{\text{data}_{i,0}} \right)^2}{\left(\text{data}_{i,1} \right)^2}$$

$$K := 0 \quad d := 0$$

$$\text{Minimize}(D, K, d) = \begin{pmatrix} 8.652 \\ 191.359 \end{pmatrix}$$

$$K := 8.652$$

$$d := 191.359$$

$$P := \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{52} \left[\frac{\left(\text{data}_{i,1} - \text{data}_{i,0} \cdot K - d \cdot \sqrt[4]{\text{data}_{i,0}} \right) \cdot 100}{\text{data}_{i,1}} \right]^2}{52}}$$

Значення середньоквадратичної похибки, %

$$P = 5.957$$

Апроксимація вартості низьковольтних конденсаторних установок за емпіричною залежністю для одного типу

data :=

	0	1
0	0	0
1	20	700.8
2	25	732.7
3	30	774.9
4	35	799.7
5	40	810.9
6	45	877.9
7	50	923.7
8	55	945.4
9	60	998.8
10	70	1155.6
11	80	1285.2
12	90	1365.3
13	100	1429.9
14	120	1592.2
15	140	1749
16	160	1832.3
17	180	1982
18	200	2108.4
19	0	0

$$D(K, d) := \sum_{i=1}^{18} \frac{\left(\text{data}_{i,1} - \text{data}_{i,0} \cdot K - d \cdot \sqrt[4]{\text{data}_{i,0}} \right)^2}{\left(\text{data}_{i,1} \right)^2}$$

K := 0

d := 0

$$\text{Minimize}(D, K, d) = \begin{pmatrix} 6.08 \\ 246.479 \end{pmatrix}$$

K := 6.08

d := 246.479

$$P := \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{18} \left[\frac{\left(\text{data}_{i,1} - \text{data}_{i,0} \cdot K - d \cdot \sqrt[4]{\text{data}_{i,0}} \right) \cdot 100}{\text{data}_{i,1}} \right]^2}{18}}$$

Значення середньоквдратичної похибки %

P = 4.109

ДОДАТОК Б

Апроксимація вартості високовольтних конденсаторних установок за емпіричною залежністю

data :=

	0	1
0	0	0
1	150	48144
2	300	54672
3	400	57698
4	450	62594
5	600	77180
6	750	79662
7	900	68068
8	1050	$1.054 \cdot 10^5$
9	1200	$1.117 \cdot 10^5$
10	1350	$1.142 \cdot 10^5$
11	1500	$1.343 \cdot 10^5$
12	1800	$1.131 \cdot 10^5$
13	2100	$1.641 \cdot 10^5$
14	2250	$1.662 \cdot 10^5$
15	2400	$1.862 \cdot 10^5$
16	2700	$1.992 \cdot 10^5$
17	3150	$2.289 \cdot 10^5$
18	3600	$2.539 \cdot 10^5$
19	0	...

$$D(K, d) := \sum_{i=1}^{18} \frac{\left(\text{data}_{i,1} - \text{data}_{i,0} \cdot K - d \cdot \sqrt[4]{\text{data}_{i,0}} \right)^2}{\left(\text{data}_{i,1} \right)^2}$$

$$K := 0 \quad d := 0$$

$$\text{Minimize}(D, K, d) = \begin{pmatrix} 43.969 \\ 9.302 \times 10^3 \end{pmatrix}$$

$$K := 43.969$$

$$d := 9.302 \times 10^3$$

$$P := \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{18} \left[\frac{\left(\text{data}_{i,1} - \text{data}_{i,0} \cdot K - d \cdot \sqrt[4]{\text{data}_{i,0}} \right) \cdot 100}{\text{data}_{i,1}} \right]^2}{18}}$$

Значення середньо квадратичної похибки %

$$P = 11.781$$

ДОДАТОК В

Розрахунок контуру заземлення цеху виробничого об'єднання

Схема пристрою заземлення представлена на рис. В.1.

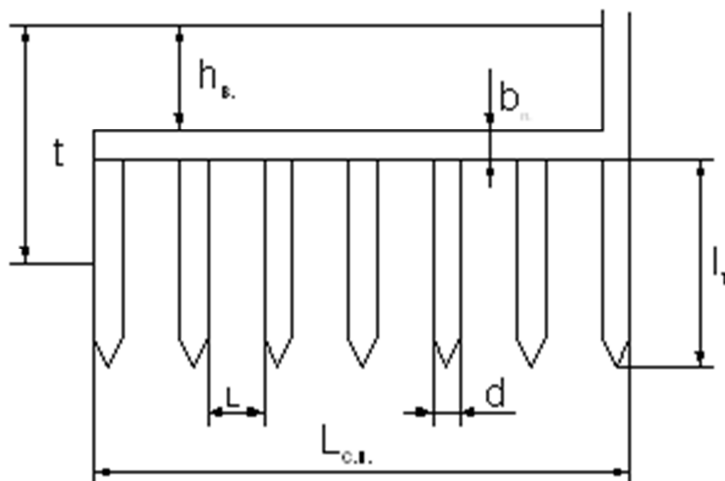


Рис. В.1 - Схема пристрою заземлення

Відповідно до нормативних документів допустимий опір контуру заземлення $R_z = 10 \text{ Ом}$.

Питомий опір заданого ґрунту (супісок), визначимо з довідкової літератури:
 $r_{\text{табл}} = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Підвищувальний коефіцієнт для труб $K_{\text{п.т.}}$ та смуги $K_{\text{п.п.}}$, який враховує зміну питомого опору ґрунту в різні пори року та в залежності від кількості опадів:
 $K_{\text{п.т.}} = 1,5$; $K_{\text{п.п.}} = 4,5$.

Питомий розрахунковий опір заданого ґрунту з врахуванням підвищувального коефіцієнту

$$r_{\text{розрах.т.}} = R_{\text{табл.}} \cdot K_{\text{п.т.}} = 300 \cdot 1,5 = 450 \text{ (Ом)}$$

Питомий розрахунковий опір заданого ґрунту смугового заземлювача:

$$r_{\text{розрах.п.}} = R_{\text{табл.}} \cdot K_{\text{П.П.}} = 300 \cdot 3 = 900 \text{ (Ом} \times \text{м)}$$

Глибина залягання труби під поверхнею ґрунту (м).

$$t = h_B + \frac{1_T}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ (м)}$$

Опір розтікання струму одиночного заземлювача, що розташований нижче поверхні землі на глибині 0,6-0,8 м:

$$\begin{aligned} R_T &= 0,366 \left(r_{\text{расч.т.}} / l_T \right) \times \left(\lg \frac{21}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+1}{4t-1} \right) \\ &= 0,366 \frac{450}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,06} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 117,9 \text{ (Ом)} \end{aligned}$$

Необхідна кількість труб без врахування ефекту екранування визначимо за формулою:

$$n_T = R_T \frac{R_T}{R_3} = \frac{117,9}{10} = 11,9 \approx 12$$

Відстань між трубами L (м):

$$L = C \cdot l_T = 1 \cdot 3 = 3,$$

де для поглиблених стаціонарних заземлювачів значення $C = 1$.

Коефіцієнт екранування $h_{\text{е.т.}}$ при числі труб n_{T0} та відношення:

$$C = \frac{L}{l_T} = 1$$

$$H_{e.T.} = 0,55.$$

Необхідна кількість одиночних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта екранування:

$$n_{T.e} = R_T / (R_3 \times h_{e.T.}) = 117,9 / (10 \times 0,55) = 21,44 .$$

Розрахунковий опір розтікання струму при $n_{T.e}$.

$$R_{розрах.} = \frac{R_T}{(n_{m.e.} \cdot h_{e.m.})} = \frac{117,9}{(22 \cdot 0,55)} = 9,74 \text{ (м)}$$

Довжина з'єднуючій смуги визначиться за формулою:

$$L_{c.n.} = 1,057 \cdot L \cdot (n_{m.e.} - 1) = 1,057 \cdot 3(22 - 1) = 66,59 \text{ (м)}.$$

Опір з'єднуючої смуги:

$$R_{c.n.} = 0,366 \left(r_{расч.п.} / L_{c.n.} \right) \times \left(2 \times L_{c.n.2} / b_n \times h_B \right) = 0,366 \times \left(900 / 66,59 \right) \times \left(2 \times 66,592 / 0,05 \times 0,08 \right) = 34,5 \text{ (Ом)}.$$

Коефіцієнти екранування h . для з'єднує смуги при $n_{T.e}$ і при $C=1$:

$$H_{e.c.n.} = 0,37.$$

Розрахунковий опір розтікання струму в з'єднує смугі:

$$R_{\text{розрах.п}} = \frac{R_{\text{с.п.}}}{H_{\text{е.с.п.}}} = \frac{31,4}{0,37} = 94,9$$

Загальний розрахунковий опір труб і з'єднувальної смуги:

$$R_{\text{заг.розрах.}} = 1 / \left(\frac{1}{R_{\text{розрах.т.}}} + \frac{1}{R_{\text{розрах.п.}}} \right) = 1 / \left(\frac{1}{9,74} + \frac{1}{98,9} \right) = 8,83 \text{ (Ом)}$$

За результатами розрахунку контуру заземлення ми отримали значення опору: $R_{\text{заг.розрах.}} = 8,83 \text{ Ом}$, що менше за допустимого значення $R_z = 10 \text{ Ом}$. Отже, пристрій з вище розрахованими параметрами приймаємо в якості захисного заземлення.