

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

Компенсація реактивної потужності в розподільних електричних мережах

Виконав: студент 4 курсу, групи 1ЕЕ-206
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика та електротехніка»,
Мазур М. М. _____

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

_____ Лесько В. О. _____

«_____» _____ 2024 р.

Рецензент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ

_____ (наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

_____ Войтис Ю. П. _____

«_____» _____ 2024 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

_____ «17» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електроенергетика та електротехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«11» 03 2024 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Мазур Максим Миколайович.

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Компенсація реактивної потужності в розподільних електричних мережах»

Керівник роботи к.т.н., доцент., доц каф. ЕСС Лесько В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від від 11.03.2024р № 66

2. Термін подання студентом роботи 28 травня 2024 року

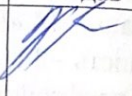
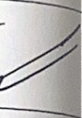
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с. 3. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Поняття реактивної потужності в електричних мережах. 2. Доцільність проведення заходів по компенсації реактивної потужності. потреба в компенсації. 3. Постановка задачі оптимальної компенсації реактивної потужності. 4. Компенсації реактивної потужності та способи її реалізації. 5. Особливості компенсації реактивної потужності в мережах 6-10 кВ. 6. Вибір оптимальної потужності компенсуючих пристроїв та розрахунок режиму роботи мережі 7. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) _____

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Формування та затвердження завдання БДР	16.01.2024	20.01.2024
2	Вступ. Огляд літературних джерел	15.03.2024	21.03.2024
3	Виконання теоретичної частини БДР. (розділ 1 БДР)	21.03.2024	30.03.2024
4	Виконання практичної частини БДР (розділ 2 БДР)	30.03.2024	11.04.2024
5	Виконання рекомендаційної частини БДР (розділ 3 БДР)	11.04.2024	22.04.2024
6	Виконання рекомендаційної частини БДР (розділ 4 БДР)	22.04.2024	30.04.2024
7	Особливості компенсації реактивної потужності (розділ 5 БДР)	30.04.2024	8.05.2024
8	Вибір оптимальної потужності компенсуючих пристроїв (розділ 6 БДР)	30.04.2024	8.05.2024
9	Охорона праці (розділ 6 БДР)	30.04.2024	8.05.2024
10	Формування висновків по роботі	8.05.2024	13.06.2024
11	Оформлення пояснювальної записки	13.06.2024	17.06.2024
12	Виконання графічної частини та оформлення презентації	17.06.2024	19.06.2024

Студент

(підпис)

М. М. Мазур

Керівник роботи

(підпис)

В. О. Лесько

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Мазур Максим Миколайович «Компенсація реактивної потужності в розподільних електричних мережах». Бакалаврська дипломна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 73 с. Бібліогр.: 15. Рис. : 15. Табл. : 11

В даній бакалаврській роботі розглянуто одне з основних питань в енергетиці: компенсація реактивної потужності в мережах. Воно полягає в способах та методах компенсації, вартість затрат на досягнення цілі та обслуговування і ремонт устаткування.

Ключові слова: реактивна потужність, компенсація, розподільні електричні мережі.

ABSTRACT

УДК 621.311.1

Mazur Maksym Mykolaiovych "Reactive power compensation in electrical distribution networks". Bachelor's thesis. - Vinnytsia: VNTU. - 2024. - 73 p. Bibliogr. : 25. Fig. : 15. Tab. : 11

This bachelor's thesis considers one of the main issues in energy: reactive power compensation in networks. It consists in ways and methods of compensation, the cost of achieving the goal and maintenance and repair of equipment.

Keywords: reactive power, compensation, electrical distribution networks.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 ПОНЯТТЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ....	6
2 ДОЦІЛЬНІСТЬ ПРОВЕДЕННЯ ЗАХОДІВ ПО КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ПОТРЕБА В КОМПЕНСАЦІЇ	14
3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	26
4 КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА СПОСОБИ ЇЇ РЕАЛІЗАЦІЇ.....	38
5 ОСОБЛИВОСТІ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖАХ 6-10 кВ.....	44
6 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ ТА РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ РОБОТИ МЕРЕЖІ	51
6.1 Аналіз результатів розрахунків	51
6 ОХОРОНА ПРАЦІ	60
6.1 Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт.....	60
6.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	60
6.1.2 Електробезпека	63
6.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	64
6.2.1 Мікроклімат	64
6.2.2 Склад повітря робочої зони.....	65
6.2.3 Виробниче освітлення.....	66
6.2.4 Виробничий шум	67
6.3 Пожежна безпека.....	68
ВИСНОВОК.....	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	72
ДОДАТКИ.....	3

ВСТУП

Актуальність теми. Поява терміну «реактивна» потужність обумовлено необхідністю виділення складової потужності, що споживається навантаженням та яка створює електромагнітне поле і здійснює обертовий момент на валу двигуна. Ця складова виникає при індуктивному характері навантаження. Наприклад, у процесі підключення електродвигунів. Практично все побутове навантаження, вже не кажучи про промислове виробництво, в тому або навіть іншому ступені має індуктивний характер. В електричних ланцюгах, тоді як навантаження має активний (резистивний) характер, протікаючий електричний струм синфазний (не випереджає і не відстає) відносно напруги. Якщо навантаження має індуктивний характер (електричні двигуни, трансформатори на холостому ході), струм відстає відносно напруги. Коли навантаження має ємкісний характер (конденсатори), струм опереджає напругу.

Реактивна потужність не проводить механічної роботи, однак вона і необхідна для роботи двигуна, тому її потрібно отримувати на місці, щоб не споживати її з енергозабезпечуючої організації. Тим самим ми знижуємо навантаження на електричні проводи і кабелі, підвищуємо напругу на затискачах двигуна, зменшуємо платежі за реактивну потужність, маємо можливість під'єднати додаткові верстати за рахунок зниження струму, що протікає у лініях. Параметр, що визначає використання реактивної потужності – називається $\cos(\varphi)$.

Таким чином, $\cos(\varphi)$ зменшується, якщо споживання реактивної потужності навантаженням збільшується. Потрібно прагнути до підвищення $\cos(\varphi)$, оскільки низький $\cos(\varphi)$ несе такі проблеми:

1. Великі втрати потужності в електричних колах (протікання струму реактивної потужності)
2. Високі перепади напруги в електричних колах.
3. Необхідність збільшення габаритної потужності генераторів, перетину

кабелів, потужності силових трансформаторів. Зі всього наведеного вище, зрозуміло, що компенсація реактивної потужності необхідна. Даний захід можливо здійснити за допомогою компенсуючих установок.

Мета і задачі дослідження. Мета бакалаврської роботи полягає у вивченні впливу компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах на зменшення втрат.

Відповідно до вказаної мети в даній роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- способи та методи компенсації реактивної потужності;
- вартість затрат на досягнення мети;
- вартість затрат на обслуговування та ремонт обладнання.

Результати проведених розрахунків в порівнянні з їх початковими даними.

1 ПОНЯТТЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

З теоретичних основ електротехніки, як відомо, наявність ланцюга реактивних опорів призводить до зміщення синусоїди струму відносно синусоїди напруги. У разі синусоїда миттєвої потужності має ділянки, розміщені нижче осі абсцис, що говорить про зміну напрямку миттєвої потужності на тих ділянках. Середнє за період значення миттєвої потужності буде називатися активною потужністю:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T u(t)i(t) dt. \quad (1.1)$$

де T – період синусоїди миттєвої потужності, рівний половині періоду синусоїд струму і напруги.

Можливо бути розкладена на дві синусоїди:

В разі одного і того ж значення активної потужності, амплітуди синусоїд миттєвої потужності можливо будуть різними (рис. 1.1) залежно від реактивного опору, включеного в цей ланцюг. Для характеристики цієї відмінності у випадку використання векторних уявлень, що керуються середніми за період значеннями, вводяться умовні поняття реактивної Q та повної S потужностей. Якщо вважати вектор напруги напрямленим по дійсній вісі і розкласти вектор струму на активну I_a та реактивну I_p складові, то синусоїда миттєвої потужності будуть зв'язані співвідношенням:

$$P = U\sqrt{2} \sin \omega t I\sqrt{2} \sin(\omega t \pm \varphi). \quad (1.2)$$

$$P' = \sqrt{2} \sin \omega t I\sqrt{2} \sin \omega t = UI_a (1 - \cos 2\omega t). \quad (1.3)$$

$$P'' = U\sqrt{2} \sin \omega t I_p \sqrt{2} \sin(\omega t \pm 90^\circ) = \pm UI_p \sin 2\omega t. \quad (1.4)$$

де U і I – діючі значення напруги і струму;

φ – кут зміщення між ними; знак «+» відповідає ємнісному характеру реактивного опору, «-» – індуктивному.

Середні за період значення синусоїд p , p' і p'' відповідно рівні:

$$P = UI \cos \varphi = UI_a. \quad (1.5)$$

$$P' = UI_a. \quad (1.6)$$

$$P'' = 0. \quad (1.7)$$

І тоді, повна потужність може бути інтерпретована як найбільша активна потужність, і можливо, що буде передана по ланцюгах при тих же амплітудах синусоїд струму.

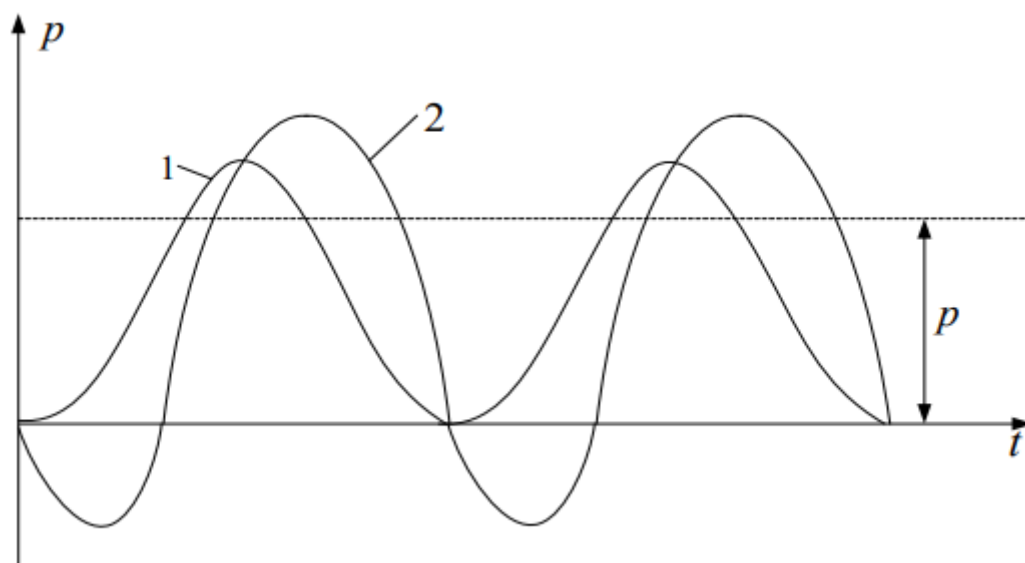


Рисунок 1.1 – синусоїди миттєвої потужності з однаковими значеннями активної потужності 1 – з активним опором в колі; 2 – з активним і індуктивним опорами в колі.

Це значення рівне UI . Чисельно величини S і P рівні амплітудам відповідних синусоїд. З викладеного зрозуміла певна умовність отримання

повної потужності S із синусоїдальних уявлень. Реактивна потужність S зв'язує один з одним фізичну характеристику синусоїди миттєвої потужності – повну потужність S і активну потужність P – і умовну характеристику, співвідношенням:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} . \quad (1.8)$$

І також є умовною характеристикою.

Незважаючи на умовність, величини Q і S набули великого поширення в практичних розрахунках, оскільки значно упрощують їх внаслідок використання апарату алгебри комплексних чисел замість складнішого тригонометричного. Разом з тим необхідно знати, що апарат комплексних чисел, що використовує величини Q і S , є лише інструментом для виробництва обчислювальних операцій, а сутність фізичних процесів в електричних колах відбувається за допомогою синусоїдальних уявлень. При осцилографуванні таких процесів величини Q і S , безпосередньо не спостерігаються.

Додаткові умовності виникають при використанні величини S і в розрахунках трифазних ланцюгів. Очевидно, що в будь-який момент часу сумарна активна потужність трьох фаз в разі симетричного навантаження в 3 рази більше потужності однієї фази, у той час як сумарна реактивна потужність завжди рівна нулю. Разом з тим в розрахунках сумарна реактивна потужність аналогічно з активною буде рівна потрійній потужності однієї фази. Синусоїди миттєвої потужності p " внаслідок зрушення між фазами 120° у будь-який час дають суму, рівну нулю. Кожен же з векторів Q і S , що є середніми за період характеристиками, мають однакові значення для всіх трьох фаз і сума дорівнює потрійному значенню вектора однієї фази.

В розрахунковому плані факт наявної рівності нулю сумарної реактивної потужності трьох фаз в кожний момент часу значення не має, так як кожна фаза повинна бути розрахована на струм, який протікає по ній, а не сума фаз на

сумарний струм. Для приклада можна привести дні транспортної магістралі, що мають однакові вантажопотоки, але у різних напрямках. Всупереч тому що сумарний вантажопотік в одному напрямі, рівний нулю, кожна з цих магістралей повинна забезпечувати пропуск власного вантажопотоку [1].

Окремі термінологічні труднощі виникли при використанні поняття «Реактивна енергія». В дійсності, як справедливо відмічено, поняття «енергія» до фізичних основ рівнозначно поняттю «робота». Водночас за рахунок «реактивної енергії» ніякої роботи не виконується. Зафіксована електролічильниками за час t активна енергія (насправді це просто енергія), у той час як «реактивна енергія» енергією не визначає об'єм корисно здійсненої роботи при будь-якому характері споживання енергії протягом часу t . Реактивна потужність відображає умови передачі активній потужності в кожен момент часу та використання «реактивної енергії» для характеристики будь-яких середніх умов за час t неправомірно, зокрема при різкоперемінному характері її споживання. Застосування «реактивної енергії» по повній аналогії з активною призводить до істотних прорахунків. Тим часом представляється, що термін «реактивна енергія» у зв'язку зі сталим характером може використовуватися, слід тільки й пам'ятати про його умовність і непоказову величини, те що у ряді випадків позначається ним. В подальшому цей термін використовується без лапок.

Негативні підсумки передачі по мережах реактивної потужності загальновідомі. Варто лише відмітити, що передача по мережі реактивної потужності зумовлює великі питомі втрати, ніж передача активної. Це пояснюється тим, що, взагалі реактивні опори мереж ВН перевищують активні та передача реактивної потужності призводить до більшого зниження напруги.

Заради зниження перетікань по мережах реактивної потужності використовуються компенсуючі пристрої (КП), що встановлюються в безпосередній близькості від місць генерації або її споживання. При цьому споживанню реактивної потужності відповідає індуктивний характер реактивного струму, а генерації – ємнісний. Для компенсації реактивного

струму опір КП повинен мати протилежний характер. Зростаюча генерація реактивної потужності з'являється, як правило, на лініях надвисокої напруги внаслідок властивості їм великій ємкісній провідності на землю. Як КП тут використовуються пристрої індуктивного характеру – реактори або синхронні компенсатори (СК), опір яких залежний від значення струму збудження і може мати як індуктивний, так і ємнісний характер. У вузлах споживання активної потужності реактивна потужність має, як правило, індуктивний характер, тобто також споживається. Як КП тут використовуються ємнісні елементи: батареї статичних конденсаторів (БК), СІК, синхронні двигуни (СД) та джерела тиристорів реактивної потужності. В свою чергу БК можуть бути регульованими (РБК) і нерегульованими (НБК). Область використання останніх невелика і зводиться лише компенсацією постійних частин графіків реактивної потужності вузлів та іноді і ще меншою величиною. Це обґрунтовується тим, що не дивлячись на великі реактивні навантаження енергетичної системи в режимах максимуму, в режимах нічних провалів навантаження в енергосистемах часто виникає надлишок реактивної потужності, обумовлений її генерацією лініями високої напруги, а також протяжними лініями менш високої номінальної напруги. Такий надлишок посилюється наявністю БК, що не відключаються у споживачів та призводить до неприпустимого підвищення напруги в вузлах мережі. Для зниження напруги генератори електростанцій необхідно вночі переводити в режими споживання реактивної потужності. Робота в такому режимі більш складна і небезпечна для крупних генераторів, підвищення одиничної потужності яких відповідає напрямку технічного прогресу в енергетиці.

У порівнянні від виробництва активної потужності, концентрація якого із експлуатацією крупних генеруючих одиниць приводить до набагато істотнішого зниження вартості її виробництва у порівнянні із збільшенням вартості передачі, концентрація вироблення реактивної потужності призводить до протилежних результатів. Таке пояснюється в 10-20 разів меншою вартістю вироблення реактивної потужності з використанням батарей конденсаторів в

порівнянні з виробництвом активної на електростанціях при одночасно великих втратах, що зумовлені передачею реактивної потужності. В результаті, коли при рішенні питання про концентрацію вироблення активної потужності вирішальним чинником, переважно, є вартість її виробництва, то відносно реактивної потужності - вартість її передачі до місць споживання. Водночас часто виявляється не вигідним передавати по мережі реактивну потужність, яка отримується практично без витрат від могутніх генераторів. В багатьох випадках ця передача не може бути виконана і технічно в зв'язку з неприпустимими падіннями напруги в мережі.

Внаслідок впливу реактивної потужності на режим напруги пов'язані поняття баланс реактивної потужності і резерв та дефіцит реактивної потужності, які потрібно розглянути через їх широке використання в практичних розрахунках, з одного боку та в значній мірі умовного і неоднозначного характеру, з іншого. Під балансом реактивної потужності уявляють рівність реактивної потужності, що генерується і споживаної. Однак таке визначення мало що дає для практичних цілей, так як відповідно до законів Кірхгофа баланс струмів а, відповідно, і потужностей є невід'ємною властивістю електричного кола і не повинне не дотримуватися. Баланс реактивної потужності є в будь-якому електричному ланцюзі при будь-якій можливій кількості КУ, що включаються. Однак при недоліку ємкостей в мережі баланс супроводжуватиметься зменшеною напругою у вузлах, а при їх надлишку – підвищеною.

Тому і на практиці під балансом реактивної потужності мають на увазі не просто рівність потужностей, що генеруються та споживаної, а їх рівність при припустимих відхиленнях напруги у вузлах.

Вказане поняття часто використовується на первинних стадіях проєктування мереж, як приблизна характеристика допустимості режиму напруги. Виникши на ранніх стадіях розвитку енергетики при малопротяжних мережах та порівняно низькій номінальній напрузі, це поняття практично в повній мірі характеризувало допустимість режиму напруги. Досить було

забезпечувати рівність суми номінальних потужностей навантажень (суми номінальних потужностей генеруючих пристроїв) з врахуванням втрат реактивної потужності в мережі, для того щоб забезпечити допустимий режим напруги. Відповідно розвитку енергосистем і створення могутніх енергооб'єднань, що охоплюють великі території, поняття балансу реактивної потужності все в меншій мірі характеризувало режим напруги і в цей час для складно замкнутих мереж системи воно майже втратило своє значення. По рівнянню балансу не в змозі бути однозначно визначена необхідна потужність КП у кожному вузлі, так як її значення залежить від навантажень і потужностей КП у всіх інших вузлах. Фактично неможливо скласти рівняння балансу і окремо для кожного окремого вузла мережі, оскільки реактивна потужність, яка напевно передана в цей вузол, залежить і від навантажень інших вузлів. Також, дотримання умов балансу реактивної потужності залежить не лише від потужності КП і місць їх установки, але і від технічних параметрів пристроїв регулювання напруги. Фактично, якщо раніше виконання простішої з розрахункової точки зору умови балансу надавало підстави судити про допустимість режиму напруги без обчислення останнього, то тепер, для того, щоб дізнатися, чи виконується баланс реактивної потужності, необхідно розрахувати режим напруги. Отже, вимога дотримання балансу реактивної потужності для таких умов є безглуздою. Правильнішою є вимога постачання допустимого режиму напруги в усіх вузлах мережі і всіх режимах її роботи.

У разі, якщо решта навантажень буде незмінним, резерв складатиме одне значення, а якщо ж змінюватимуться і решта навантажень, він буде матиме інше значення, залежне від характеру зміни інших навантажень. Слід також брати до уваги, що при збільшенні споживання в будь-якому вузлі напруга може вийти за допустимі границі в іншому вузлі. Тому значення резерву реактивної потужності для цього або іншого вузла можуть бути показовими саме при вказівці умов, при яких вони обчислені.

Мінімальне значення реактивної потужності, яка повинна компенсуватися у вузлі, для того щоб режим напруги увійшов до допустимих

границь, називається дефіцитом реактивної потужності (негативний резерв).

Для цього поняття характерні ті ж умовності, що і зазначені вище для поняття «Резерв реактивної потужності». Резерви реактивної потужності не слід плутати з резервом потужності КП [1]. Останній є потужністю КП, яка в нормальному режимі не застосовується (наприклад, потужність тихохідних, малоекономічних СД), але має здатність використовуватися в післяаварійних режимах для підтримки припустимих відхилень напруги.

Ступенем КРМ називається відношення потужності КП до найбільшої реактивної потужності навантаження:

$$\psi = \frac{Q_k}{Q_n}. \quad (1.9)$$

Забезпечення мереж компенсуючими пристроями прийнято характеризувати відношенням потужності КП до найвищої активної потужності навантаження:

$$\theta = \frac{Q_k}{P_n}. \quad (1.10)$$

У зв'язку з цим, що допустимий режим напруги може бути забезпечений іншими варіантами розстановки КП, виникає завдання знаходження оптимального рішення. Критерієм оптимальності в цьому випадку може бути мінімум витрат на КП, за допомогою яких забезпечується допустимий режим напруги в усіх вузлах. Одночасно в зв'язку із значним впливом КП на втрати в мережах з'являється завдання забезпечення мінімуму сумарних витрат, що включають, крім витрат на КП, витрати на електростанціях системи і в мережах, які викликаються споживанням реактивної потужності у вузлах. Перше завдання з'являється при необхідності добиватися припустимого режиму напруги за допомогою обмеженої потужності КП, друга, - при відшуканні умов найбільшої економічної роботи мереж.

2 ДОЦІЛЬНІСТЬ ПРОВЕДЕННЯ ЗАХОДІВ ПО КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ПОТРЕБА В КОМПЕНСАЦІЇ

Реактивна потужність та енергія ускладнюють показники роботи енергосистеми, іншими словами завантаження реактивними струмами генераторів електростанцій збільшує витрату палива; зростають втрати в мережах і в приймачах; підвищується падіння напруги в мережах.

Додатково навантажує лінії електропередачі і реактивний струм, що призводить до збільшення перетинів проводів та кабелів, і відповідно до збільшення капітальних витрат на внутрішньомайданчикові і зовнішні мережі.

Компенсація реактивній потужності, на даний момент, є важливим чинником що дозволяє розв'язати питання енергозбереження практично на будь-якому підприємстві.

Відповідно до оцінювання вітчизняних і провідних зарубіжних фахівців, частка енергоресурсів, а саме електроенергії займає величину близько 30-40% вартості продукції. І це у достатній мірі вагомий аргумент, щоб керівникові зі всією серйозністю наблизитися до аналізу і аудиту енергоспоживання і виготовлення методики компенсації реактивній потужності. Компенсація реактивній потужності – ось це ключ до рішення питання енергозбереження.

Головні споживачі реактивної потужності:

- асинхронні електродвигуни, що споживають 40 % усієї потужності разом з побутовими та власними потребами;
- електричні печі 8 %;
- перетворювачі 10 %;
- трансформатори усіх ступенів трансформації 35 %;
- лінії електропередачі 7 %.

В електричних машинах змінний магнітний потік зв'язаний з обмотками. В результаті цього в обмотках при протіканні змінного струму індукуються реактивні е.р.с. які призводять до зрушення по фазі між напругою і струмом. Таке зрушення по фазі зазвичай збільшується, а косинус фі спадає при малому

навантаженні. Прикладом є, якщо косинус ϕ двигунів змінного струму при повному об'ємі навантаження складає 0,75-0,80, то при малому навантаженні він зменшуватиметься до 0,20-0,40.

Низький коефіцієнт потужності (косинус ϕ) також мають малонавантажені трансформатори. Тому, застосовувати компенсацію реактивній потужності, то сумарний косинус ϕ енергетичної системи буде низьким і струм навантаження електричної, без компенсації реактивної потужності, зростатиме при одній і тій же використаній з мережі активній потужності. Згідно при компенсації реактивної потужності (використанні автоматичних конденсаторних установок КРМ) струм спожитий з мережі знижується, в залежності від косинус ϕ на 30-50%, відповідно знижується нагрів провідних проводів і старіння ізоляції.

Крім того, реактивна потужність, разом з активною, враховується постачальником електроенергії і, отже, підлягає оплаті за тарифами, що діють, і становить значну частину рахунку за електроенергію.

Найбільш дієвим та ефективним способом зниження спожитої з мережі реактивної потужності є використання установок компенсації реактивній потужності (конденсаторних установок) [3].

Застосування конденсаторних установок для компенсації реактивній потужності дозволяє:

- знизити витрати на оплату електроенергії;
- розвантажити ЛЕП, розподільні пристрої і трансформатори;
- при використанні певного типу установок знизити рівень вищих гармонік;
- подавити системні перешкоди, знизити несиметрію фаз;
- зробити розподільчі мережі надійнішими і економічнішими.

Доцільність компенсації реактивної потужності сьогодні не викликає сумніву. Під час вирішення певного випадку необхідно розв'язати низку питань, насамперед, питання економічної доцільності і ефективності. Для упорядкування методів розрахунків розроблялися та реалізовувалися в

практику відповідні нормативні матеріали. Одними з фундаментальних були «Вказівки щодо компенсації реактивної потужності у розподільчих мережах» розроблені ВНДІЕ і затверджені наказом Міненерго СРСР у 1974 р. На цій підставі «Тяжпромелектропроект» СРСР розробляв і видавав свої методичні матеріали, останніми з яких це «Вказівки щодо проектування установок компенсації реактивної потужності в електричних мережах загального призначення промислових підприємств» РТМ 36.18.32.6 1992 року.

Проблемам, пов'язаним із компенсацією реактивної потужності, в останній період присвячено значну кількість публікацій. У багатьох із них відзначається невисокий рівень компенсації в електричних мережах країни. Наближено його ж можна оцінити на такому рівні 0,35 – 0,45 кВАр/кВт (кВАр – встановлена потужність компенсуючих пристроїв/кВт – максимум активного навантаження) – такий рівень виглядає занадто зниженим порівняно із рівнем 0,9 – 1,05 кВАр/кВт у країнах США, західної Європи та Японії. Основні фактори, які зумовлюють ось такий рівень компенсації реактивних навантажень (КРН) – це:

- значно погіршені економічні умови впровадження КРН після 2002 року;
- нема необхідних нормативних документів з розрахунку та проектування КРН;
- нема ефективної системи стимулювання споживачів і суб'єктів гуртового ринку, що була б збалансованою за інтересами споживачів і ЕК;
- суттєві недоліки діючої "Методики розрахунків коштів за перетікання реактивної потужності між споживачами та електропостачальною організацією».

Щодо термінології з цього питання, то раціонально обмежитися використанням терміна "реактивна потужність", але не "реактивна енергія", оскільки будь-яка енергія здійснює роботу, а реактивна ніякої роботи не виконує. Для характеристики величини, одержаної інтегруванням реактивної потужності в часі, достатньо використати термін "кВАр-години". Недоцільно

вводити в нормативні документи і взагалі застосовувати поняття "економічний еквівалент реактивної потужності" (ЕЕРП), який лише зображує зв'язок втрат активної потужності від протікання реактивної (кВт/кВАр) та зовсім не є економічним еквівалентом.

Довідка: ЕЕРП застосовувався до 1974 р. і був обґрунтовано відмінений у зв'язку із тим, що його використання не показує справжньої економічної ефективності компенсації реактивної потужності та значно її знижує, а його нелінійність залежить від реактивної потужності і сполучених з цим проблемами застосування.

Зниження перетікань реактивної потужності за рахунок її компенсації, як зрозуміло, дає такі позитивні наслідки:

- збільшення пропускної здатності систем та мереж за умов експлуатації або забезпеченість економії капіталовкладень завдяки зменшенню потужності трансформаторів, перетину проводів та кількості комутаційного обладнання в умовах проектування;
- зменшення втрат електроенергії та, згідно, загальної їх вартості; – зменшення втрат напруги;
- поліпшення умов статичної стійкості вузлів навантажень.

Економічна оцінка КРН лише тільки зменшенням втрат електроенергії суттєво знижує розрахункову економічну ефективність КРН, оскільки економічна оцінка зростання пропускної здатності (або зменшення капіталовкладень в мережу) за рахунок КРН може дати більш суттєвий ефект. Певні зусилля доцільно направляти на розроблення методик оцінки економічної ефективності зниження втрат напруги та впливу КРН на статичну і динамічну стійкість вузлів навантажень. Принаймні, зменшення втрат напруги можна оцінити враховуючи з того, що збільшення рівня напруги в мережі на 1% знижує втрати потужності на 2%.

Слід відзначити, що для мереж середньої напруги аргументувати економічно доцільність КРН тільки внаслідок економії втрат електроенергії у більшості випадків не виходить.

Для демонстрації впливу на оцінку економічної ефективності КРН проаналізуємо такий приклад: для мережі внутрішнього електропостачання підприємства із навантаженням $(10+j10)$ МВА потрібно обрати кількість трансформаторів цехових ТП (по 1000 кВА) - для варіантів без КРН та при умові забезпечення компенсації реактивної потужності до рівня $\text{tg}\varphi = 0,2$.

Потужність трансформаторів для варіанту без КРН повинна становити: $ST1 = 20$ МВА, а їх кількість $N = 20/1 = 20$. За допомогою конденсаторних установок НН загальною потужністю $Q_{\text{ку}} = 8$ МВАр за умови забезпечення КРН до рівня $\text{tg}\varphi = 0,2$ потужність трансформаторів стане: $ST1 = 14,5$ МВА.

Отже, під час економічного обґрунтування і визначення економічної ефективності КРН потрібно врахувати економію трансформаторної потужності у розмірі 5,5 МВА (практично 6 трансформаторів по 1000 кВА), а також ліній, комутаційної відповідної апаратури та суми втрат електроенергії в них за рік, амортизаційних і річних експлуатаційних витрат, що буде сягати до $5,5/20 = 27,5\%$ економії усіх витрат на трансформатори. Стосовно потужності компенсувальних засобів, то в цьому прикладі можна оцінити економію потужності трансформатора, а також відповідних ліній та комутаційних пристроїв, як $5,5/8 = 0,69$ кВА/кВАр, або кожен встановлений 1 кВАр потужності компенсуючого пристрою дає можливість зекономити 0,69 кВА трансформаторної потужності. Нехтувати подібними величинами не можна.

У нормативному документі «СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510:2006. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача)», затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України від 5 січня 2006 року, не враховано дане положення. Відповідно до цього, розрахунок економічної ефективності може бути значно заниженим і не відповідати реальності.

Згадана методика має, на наш погляд, й такі недоліки:

- розрахунки втрат електроенергії за значеннями математичного сподівання та дисперсії реактивної потужності виявляються складними, хоча

наявність графіків навантажень дозволяє проводити їх за допомогою простіших методів, таких як врахування потужностей та тривалостей ступенів навантаження, середньоквадратичної потужності та часу або розрахункової потужності та часу максимальних втрат;

- У прикладах ні разу не було наведено розрахунок ЕЕРП, а використано лише одне значення (0,05 кВт/кВАр). Це може вказувати на те, що його розрахунок може бути не потрібним або не вирішальним у випадках, які розглядаються;

- використання терміну "реактивна енергія" є зайвим і упередженим, так як таке поняття не є достатньо обґрунтованим;

- коефіцієнт реактивної потужності помилково названий коефіцієнтом потужності, хоча правильним терміном є $\cos\phi$;

- "фактичний середній коефіцієнт потужності", який насправді є "середньозваженим коефіцієнтом потужності", визнаним ще на початку 70-х років однією з причин гальмування розвитку контролю реактивної потужності в СРСР. Крім того, його представлення з чисельними даними не є коректним;

- оскільки методика стосується як електропередавальних організацій, так і споживачів, зокрема промислових підприємств, виникає необхідність її затвердження не лише міністерством палива та енергетики, а й міністерством промислової політики.

Загалом, методика недостатньо відображає сутність проблеми та складна у використанні, тому ймовірно, що вона не допоможе поліпшити ситуацію з проблемою КРН. Існують випадки, коли проектні організації відмовляються її використовувати [3].

Для споживача першочерговим завданням у вирішенні проблеми компенсації реактивної потужності є визначення встановленої потужності.

У деяких випадках, для забезпечення необхідних або допустимих рівнів напруги та балансу реактивної потужності в режимах найбільших та найменших навантажень, енергопостачальним компаніям необхідно визначати технічні межі споживання (генерування) реактивної потужності окремими

споживачами. В такому випадку встановлені потужності компенсуючих установок можуть бути просто визначені за умови забезпечення балансу реактивної потужності в цих режимах. Для стимулювання споживачів у таких випадках енергопостачальні компанії повинні передбачити відповідні заходи, наприклад, оплату за генерування або зменшене споживання реактивної потужності (у порівнянні з максимально встановленим) у періоди максимального навантаження системи, а також збільшене споживання (у порівнянні з мінімально встановленим) у періоди мінімального навантаження.

Для інших випадків встановлена потужність КП в мережі споживача може бути визначено за допомогою прямих техніко-економічних розрахунків та порівнянням різних варіантів з різними рівнями КРН з урахуванням усіх впливаючих факторів (зменшення втрат електроенергії, зменшення капіталовкладень, вплив на рівні напруги).

Наступним завданням у вирішенні проблеми КРН на промисловому підприємстві є розподіл КП у внутрішній мережі. Рекомендується забезпечувати КРН окремо для мереж СН та НН, оскільки компенсація навантажень НН за допомогою компенсуючих установок СН, як правило, є недоцільною.

Розподіл КП в мережі однієї напруги рекомендується проводити на основі техніко-економічного аналізу варіантів централізованої та децентралізованої компенсації: централізована компенсація може бути дешевшою, але децентралізована компенсація є значно ефективнішою за рахунок зменшення встановленої потужності обладнання, зменшення втрат електроенергії, можливості автономного регулювання та інших факторів. Наприклад, за даними "Вінницяпромелектро", питома вартість КБ 24 потужністю 25 кВАр становить 269 грн/кВт, 100 кВАр – 123 грн/кВАр, а 600 кВАр – 85 грн/кВАр, тобто питома вартість відрізняється більше, ніж у три рази.

Подібні питання з'являються під час конструювання конденсаторної установки та визначення потужності кроку регулювання: питома вартість

конденсатора (наприклад, тип МКРРG Elektronicon, Німеччина) потужністю 2,5 кВАр складає 71 грн/кВАр, а конденсатора потужністю 40 кВАр – 21 грн/кВАр.

Силові конденсатори, схеми та обладнання конденсаторних установок

Силові конденсатори, які випускають провідні виробники на основі останніх досягнень у конструюванні та технології виготовлення, мають декілька важливих переваг. Вони відрізняються екологічністю, високою надійністю та якістю, безпечністю експлуатації та значно зниженими втратами активної потужності. За своєю конструкцією вони можуть мати циліндричний або прямокутний корпус, бути однофазними або трифазними, з вбудованими запобіжниками або без них, а також мати зовнішній або внутрішній розрядний опір та інші характеристики.

Конденсатори, такі як Varplus2 виробництва Schneider Electric, які використовуються для комплектації конденсаторних установок НН, обладнані вбудованим запобіжником та спеціальною діафрагмою для запобігання вибуху конденсатора. Корпус таких конденсаторів зазвичай виготовлений з пластику, що забезпечує подвійну ізоляцію (рис. 2.1). Розглянемо на прикладі конденсатора НН типу Varplus2 особливості його конструкції.



Рисунок 2.1 – Конструкція конденсатора низької напруги типу Varplus M

Конденсатори Varplus2 відповідають вимогам щодо обмеження використання небезпечних речовин у процесі виробництва (RONS); вони не

містять рідких речовин. Система керування якістю та екологічна безпека виробництва відповідає вимогам ISO 9001 та ISO 1401. Конструкція конденсатора забезпечує захист від будь-яких внутрішніх та зовнішніх пошкоджень. Внутрішні пошкодження характеризуються, в основному, маленькими значеннями струму і запобігаються захистом від надлишкового тиску:

- під час зниження властивостей діелектрика конденсатора починаються виділятися гази, що призводить до поступового збільшення тиску всередині корпусу;
- під впливом цього тиску металевий диск зміщується вгору;
- якщо тиск у конденсаторі перевищує певне значення, металевий диск перемикає контакти, спричиняючи коротке замикання;
- вбудований запобіжник спрацьовує, відключаючи пошкоджений конденсатор від мережі.

Ризик вибуху зведено практично до нуля, тому не потрібно використовувати міцний металевий корпус. Конденсатори оснащені внутрішніми розрядними резисторами. Висока стійкість до полум'я забезпечена за допомогою матеріалів, що не підтримують горіння. Сучасні силові конденсатори інших виробників також відрізняються високими технічними характеристиками.

Фірми-виробники конденсаторів та конденсаторних установок пропонують широкий асортимент продукції як за діапазоном номінальних потужностей, так і за значенням кроків регулювання, нерегульовані або регульовані, з врахуванням рівня вищих гармонік у мережі. Для мереж НН розрізняють три основних випадки розташування компенсувальних пристроїв:

- глобальна компенсація на рівні головного щита низької напруги (випадок 1);
- часткова (або секційна) компенсація - часто використовується при наявності декількох відділень, режимами навантаження яких відрізняються

(випадок 2);

– індивідуальна компенсація (випадок 3), яка застосовується безпосередньо для окремого споживача (двигуна), потужність якого є суттєвою в порівнянні з потужністю інших споживачів.

Фірма Merlin Gerin рекомендує вибір регульованої або нерегульованої конденсаторної батареї, наприклад, за критерієм співвідношення Q_c/S_n для випадку глобальної компенсації (рівень 1) або для відділень (рівень 2). Значення 15% вважається граничним за умови запобігання перекомпенсації в режимі, близькому до неробочого ходу. Таким чином, якщо $Q_c/S_n \leq 0,15$, рекомендується використання нерегульованої батареї, а у деяких випадках, коли $Q_c/S_n > 0,15$, слід застосовувати регульовану батарею конденсаторів.

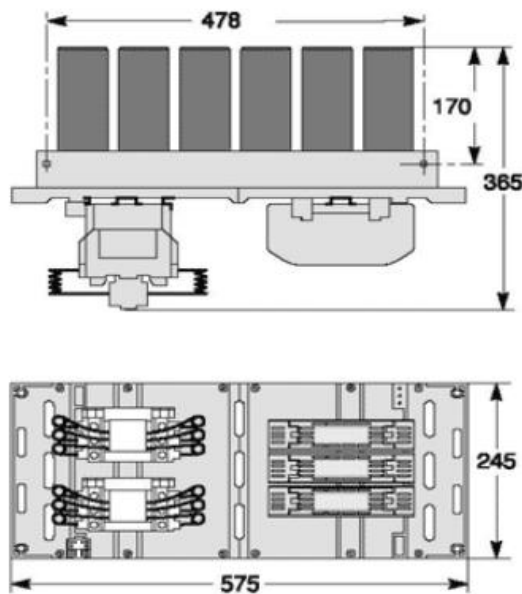


Рисунок 2.2 – Стандартного типу та типу Н подвійний блок конденсаторів

Залежно від рівня гармонік, який визначається відношенням повної потужності навантаження, що генерує високі гармоніки, до потужності трансформатора G_h/S_n в мережі, де планується використання конденсаторних батарей, фірма Merlin Gerin (концерн Шнайдер Електрик) рекомендує різні типи конденсаторних установок. Merlin Gerin випускає стандартні, типу Н та типу SAN конденсаторні установки для напруг від 230 В до 690 В та широкий

діапазон потужностей: від 7,5 до 900 кВАр.

Використовують спеціальні контактори для комутації конденсаторів наприклад, такі як від фірм Moeller (тип DEL) чи Telemecanique (тип LC1-DK), з додатковими контактами, які мають витримку часу на розмикання та випередження на замикання, що поєднуються з послідовно увімкненими резисторами з метою захисту від стрибків струму під час увімкнення та перенапруг в момент вимикання. Для захисту від надструмів переважно використовують запобіжники. Регульовані конденсаторні установки комплектують блоками, які складаються з набору конденсаторів, контактора та запобіжників, складених на стандартній пластині. Втрати потужності стандартного блока з конденсаторами Varplus2 будуть складати 1,9 Вт/кВАр.

Для фільтро-компенсувальних установок використовують блоки з реакторами (рис. 3). Втрати потужності цього блока становлять 8 Вт/кВАр.

Співвідношення потужностей ступенів конденсаторної батареї може бути різним, наприклад: 1:1:1, 1:2:2, 1:2:3, 1:2:4 та інше. Кількість блоків визначається загальною потужністю БСК, бажаною потужністю регулювання та значенням стандартної потужності конденсаторів.

Ціна конденсаторної установки значно залежить від потужності ступенів (блоків), що використовуються для її компонування, та співвідношення потужностей даних ступенів. Дискретне регулювання забезпечується мікропроцесорним пристроєм, який призначений для регулювання з різною кількістю блоків конденсаторних батарей.

Конденсаторні установки середньої напруги (6 або 10 кВ) можуть комплектуватися як трифазними, так і однофазними конденсаторами. Найчастіше інші фірми використовують такий ряд номінальних потужностей для однофазних та трифазних конденсаторів: 50, 100, 150, 200, 250, 300, (320), 350, 400 до 28 600 кВАр, незалежно від номінальної напруги (від 2,5 до 40 кВ) з вбудованими запобіжниками або без них.

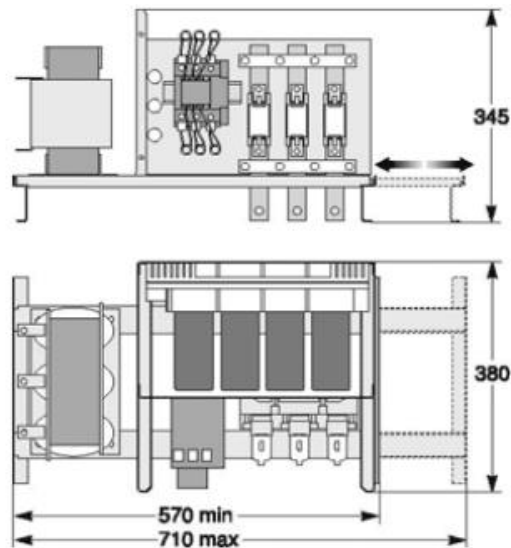


Рисунок 2.3 – Для фільтрокомпенсувальних установок блок конденсаторів типу
SAN

Сучасні конденсатори відомих виробників, таких як Nokia та Merlin, Gerin, характеризуються зменшеними втратами енергії (0,16 Вт/кВАр з використанням запобіжників і 0,12 Вт/кВАр без них) і мають поліпшену конструкцію з противибуховою діаграмою. Розглянемо деякі схеми підключення конденсаторних установок для середньої напруги. Представлені різноманітні схеми підключення секцій конденсаторних установок СН із застосуванням пристроїв мікропроцесорного захисту: а) схема з трьохфазними конденсаторами або зі з'єднанням однофазних конденсаторів у трикутник; б) схема зі з'єднанням однофазних конденсаторів в подвійну зірку.

Для зниження стрибків струму під час увімкнення застосовують послідовні дроселі (індуктивні котушки) L1, тоді як для розряду конденсаторів після вимкнення використовують дроселі L2. Конденсаторні установки можуть складатися з конденсаторних секцій, кожна з яких може містити від 3 до 5 трифазних груп конденсаторів. Максимальна встановлена потужність для регульованих та нерегульованих батарей становить від 1800 до 2400 кВАр. Комутацію груп забезпечують спеціальні елегазові контактори СН від фірми Merlin Gerin, а захист здійснюється за допомогою запобіжників.

3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Завдання вибору оптимальної потужності і місць розташування КП в електричних мережах має на меті знайти таке рішення, яке забезпечить максимальний економічний ефект при дотриманні всіх технічних умов для нормальної роботи електричних мереж і приймачів електроенергії.

Критерієм економічного ефекту є величина приведених витрат. Узагальнена цільова функція складається з трьох складових: витрат на електростанції системи Зст та на електромережі (Зс), пов'язаних з виробництвом та передачею реактивної потужності споживачам, а також витрат на КУЗ.

Правильно зазначено, що збільшення потужності КП призводить до зростання витрат на них, а витрати на електростанції і електромережу можуть зменшуватись. Метою задачі є знаходження рішення, яке мінімізує загальні витрати. Цільова функція, що враховує всі витрати, виступає як об'єктивний критерій оптимізації. Завдання полягає у пошуку точки мінімуму цієї функції, яка відповідає оптимальному рішення.

Неминучі погрішності в початковій інформації, погрішності, що вносяться різноманітними допущеннями для спрощення завдання, відсутність математичних методів, що гарантують знаходження оптимуму для іншого виду цільової функції, усе це не дозволяє стверджувати, що результат рішення задачі є дійсно оптимальним, тобто кращим з найкращих. Ступінь близькості отриманого рішення до невідомого оптимуму визначається від ступеня адекватності моделі, тобто її здатності відображати реальні умови функціонування мережі з найменшими змінами, а також від можливості методу пошуку оптимуму моделі. У зв'язку з цим важливою стає кількісна оцінка погрішностей, що вносяться різними допущеннями, і їх впливу на результати розрахунку, що, в кінцевому підсумку, визначає нашу довіру до цих результатів. В конкретному вигляді цільова функція може бути складена лише

після проведення відповідної оцінки і обґрунтування допустимості тих або інших допущень.

Через те, що число вузлів живильних мереж сучасних енергосистем іноді перевищує тисячу, до кожного, із яких приєднується розподільна мережа 6-10 кВ, що включає до 200 і більше вузлів, задача оптимальної КРМ в більшості випадків розглядалася в локальних постановках для обмеженого об'єму мережі. Відбір меж даної мережі диктувався, як правило міркуваннями. Найбільш розширеними постановками задачі КРМ були наступні:

1. Вибір потужності та розташування КП в розподільних мережах (міські, сільські та промислові) з урахуванням зміни втрат лише у мережах 6-10 та 0,4 кВ.

2. Вибір потужності та розміщення КП у розподільчих мережах з урахуванням зниження втрат потужності та енергії в частинах мереж вищої напруги. Така постановка могла застосовуватися при одночасному проектуванні мереж різної напруги лише однією проектною організацією (наприклад, при проектуванні електропостачання промислового підприємства, мереж сільськогосподарського призначення, міських мереж з введеннями і т. д.).

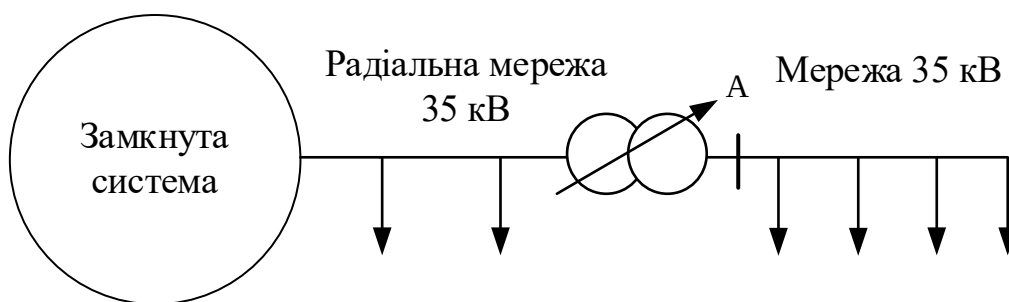


Рисунок 3.1 – Умовна схема мережі

3. Вибір потужності та місць розташування КП в мережах енергосистем, коли враховувалося зменшення втрат у живлячих мережах.

Такий поділ між різними відомствами завдання вибору оптимальної потужності та місць установки КП не є правомірним з погляду мінімуму

загальнодержавних витрат, адже відомо, що сума оптимуму окремих підзадач загального завдання, в основному, більше оптимуму суми. Для ілюстрації проаналізуємо результати розрахунку оптимальної потужності КП в розподільчій мережі, отримуючої живлення від однієї з вилучених підстанцій 35/10 кВ системи при описаних вище постановках завдання. Умовна схема мережі показана на рис. 3.1.

На цьому рисунку позначені цифрами 1-3 залежності витрат від реактивної потужності навантаження підстанції А, що відповідають різним постановкам завдання. Точка на осі абсцис відповідає початковому навантаженню вузла, яке не компенсується. З малюнка видно, що потужності КП, отримані при різних постановках завдання, відрізняються одна від одної у 2-3 рази. Крива відповідає залежності витрат в системі електропостачання від реактивного навантаження даного вузла при навантаженнях решти всіх вузлів, які оптимально компенсуються. Це рішення отримане з розрахунку всієї схеми з одночасним обліком живлячих і розподільчих мереж, тому є еталонним для порівняння ефективності постановок завдань КРМ.

Точність оптимального рішення при заданій схемі мережі залежить від багатьох чинників. Це включає спосіб визначення змін витрат електроенергії при встановленні компенсаторів реактивної потужності (КП), облік або необлік впливу КП на режим напруги, припущення про безперервність і гладкість цільової функції, яка насправді може мати розривний характер через дискретність ряду змінних, а також облік зміни оптимальних параметрів поточних режимів роботи обладнання системи та споживачів електроенергії, і так далі. Застосування якихось методів обліку частини цих чинників може призвести до зменшення похибок у оптимальному рішенні, зближаючи значення шуканих змінних до точки математичного оптимуму. Однак, як показують результати розрахунків, уточнення цих факторів цілеспрямовано лише у випадку системного підходу до постановки задачі, а в інших випадках може навіть віддалити рішення від реального оптимуму (якщо уточнення зближають змінні до точок мінімуму функцій зліва).

Завдання вибору оптимальної потужності компенсації реактивної потужності (КП) в електричній мережі є лише частиною більш загального завдання - визначення оптимальних умов розвитку і функціонування системи. Оскільки компенсуючі пристрої впливають і на технічні умови роботи енергосистеми і на приймачів електроенергії, правильним було б розглядати сумісне рішення по вибору оптимальних значень всіх параметрів, які визначають умови роботи системи. Однак методичні труднощі, пов'язані з урахуванням взаємного впливу різних умов, є досить значущими. Необхідність визначати економічну ефективність КП на протязі тривалого періоду, а також перевірку технічних умов нормальної роботи диференційовано для кожного з характерних режимів, узагальнювати в єдиному алгоритмі технічні та економічні умови в загальному випадку не дозволяє. Існуючі розробки з цього напрямку часто базуються на розгляді лише одного режиму (з максимальними навантаженнями) та враховують тільки технічні умови, пов'язані з відхиленнями напруги.

Однак подолання цих труднощів не є необхідним. У більшості випадків урахування всіх технічних умов можна здійснити шляхом послідовного коригування рішення за допомогою методу групової релаксації змінних. Щодо даного завдання, цей метод полягає в наступному. Спочатку вибирають потужність КП у вузлах, яка забезпечує мінімум приведених витрат на виробництво і розподіл електроенергії, тобто максимальний економічний ефект. Після отримання реактивних навантажень, розрахованих таким чином, перевіряють:

- а) доцільність додаткової установки КП з умов післяаварійних режимів роботи мереж;
- б) статичну та динамічну стійкість роботи мереж і електроприймачів;
- в) відповідність параметрів якості електроенергії у приймачів допустимим значенням;
- г) відповідність струмових навантажень елементів.

Якщо в результаті перевірки з'ясується необхідною зміна параметрів

мережі або установка в ряді вузлів додаткових пристроїв, які генерують реактивну потужність, то при незмінних змінах проводиться повторний розрахунок потужності КП у вузлах.

Ефективність такого підходу підтверджується рідкісною потребою у зміні технічних умов економічної потужності КУ, яка часто виникає з необхідності коригування параметрів мережі при її проектуванні. Навіть при цьому, накопичений досвід розрахунків оптимальної КРМ дозволяє мінімізувати необхідність у таких корекціях, фокусуючись на перетинах проводів та потужностях трансформаторів, що відповідають очікуваному оптимальному рівню КРМ. Однак, незважаючи на потребу у спільному обліку мережі всієї напруги, проведення такого розрахунку з урахуванням конкретних схем та навантажень усіх вузлів мережі практично неможливе через обмежені можливості сучасних ЕОМ. Це обумовлено не лише обмеженими можливостями сучасних комп'ютерів, а й великим обсягом інформації, яка потребує обробки, та трудовитратами і часом, потрібними для цього. Такі обмеження зумовлюють недоцільність переробки великої кількості даних, що призводить до втрат часу та підвищує ймовірність помилок, що знижує ефективність системного підходу.

З погляду якості інформації сучасні електричні системи відносяться до класу великих систем з неповно заданою інформацією. Найбільший вплив на рішення має завдання оптимальної компенсації реактивної потужності (КРМ), проте інформація про реактивні навантаження є найменш якісною. Інформація про реактивні навантаження стає менш достовірною та повною при зниженні номінальної напруги мережі і часто відсутня вже на рівні 10 або навіть 35 кВ. Отримання такої інформації для всієї енергосистеми є практично нереалістичним завданням. Утруднює отримання цієї інформації також розділення сфер дії різних експлуатаційних і проєктних організацій з організаційних позицій.

Перераховані чинники підтверджують практичну неможливість вирішення задачі оптимальної КРМ в системній постановці, якщо

використовувати звичайні, однакові для всіх мереж способи представлення інформації. Проте системний підхід до вирішення цієї задачі є єдиним обґрунтованим через значний вплив КРМ в нижчеланцюгованих ланках мережі на економічні та технічні показники роботи вище розташованих. Тому методики таких розрахунків повинні спрямовуватися на отримання мінімального обсягу та легко доступної інформації про мережі, які перебувають поза сферою дії організації, що проводить розрахунки. В той же час вони повинні забезпечувати максимальне наближення до загальносистемного оптимуму.

Один із можливих шляхів вирішення таких завдань полягає у застосуванні ієрархічного принципу. Це означає розв'язання задачі на верхньому рівні ієрархії з урахуванням нижніх рівнів з виділенням еквівалентних характеристик і подальше уточнення рішення на кожному нижчому рівні зі збереженням контрольованих параметрів на його межах. Одним із завдань у цьому підході є точне еквівалентування нижніх рівнів за допомогою меншого обсягу інформації про них. Це досягається шляхом визначення основних чинників, які визначають функцію витрат, та побудови на їх основі відповідних моделей.

До нещодавнього часу цей принцип не використовувався у завданні оптимальної КРМ. Хоча фахівці підкреслювали необхідність системного підходу, розробка методик розрахунків, що базувалися на урахуванні впливу КРМ у всіх ланках системи виробництва і розподілу електроенергії, зазнавала значних ускладнень. Це було пов'язано з директивними документами, що регулювали однаковий рівень компенсації в мережах всіх споживачів електроенергії, незалежно від дальності передачі реактивної потужності по мережах системи. Таке положення виправдовувалося деякою недовірою до можливості досягнення загальносистемного оптимуму на основі наявної інформації з прийнятними витратами праці і точністю, а також помилковим уявленням про невелику цінність такого рішення. У подальших розділах книги цим питанням приділяється основна увага.

Завдання підвищення економічності роботи мереж і устаткування зазвичай розділяють на проектні та експлуатаційні. Проектні завдання включають спорудження нових об'єктів і встановлення нового устаткування, тоді як експлуатаційні стосуються оптимізації вже діючих об'єктів для максимально економічної роботи. Для експлуатаційних завдань характерно наявність більш повної і точної інформації для розрахунків, але одночасно менші можливості підвищення економічності роботи об'єктів. Це зумовлено тим, що багато рішень, ухвалених під час проектування, доводиться приймати за дані, хоча за більш детальною інформацією вони можуть виявитися не найкращими.

В області КРМ проектне завдання, викликане недостатньою потужністю компенсаторів у діючих мережах, розглядається у двох варіантах: перший - вибір компенсаторів у умовах проектування мереж, коли елементи мережі та КП вибираються одночасно, і другий - вибір КП в умовах експлуатації мереж, коли параметри останніх вважають заданими. Зараз проектна робота спрямована на пошук найбільш доцільних шляхів розвитку існуючих енергосистем, тому рішення проектної задачі в першому варіанті за системним підходом майже не потрібне. При аналізі частин мережі, де можлива зміна параметрів, зовнішня мережа все одно розглядається як мережа з заданими параметрами. В таких умовах системне рішення може бути отримане тільки персоналом енергосистеми, який має доступ до даних про мережі на її балансі. Рішення цієї задачі для системи електропостачання визначає оптимальні значення реактивної потужності, яка передається в кожен вузол мережі (оптимальні вхідні потужності). На нижчих рівнях (при розгляді окремих частин мережі, а тим більше окремих вузлів живучої мережі з приєднаною до них мережею 6-10 кВ) потрібно вирішувати завдання вибору потужності і оптимального розміщення компенсаторів у мережі, що забезпечують споживання реактивної потужності, яка не перевищує задане вхідне значення.

При цьому відпадає необхідність далі розглядати зовнішню мережу, оскільки облік її повністю відбивається даним значенням початкової потужності.

Системне рішення з КРМ на перспективу може бути отримане проектною організацією, яка розробляє схему розвитку мереж енергосистеми. Однак умови експлуатації вимагають періодичного коректування цього рішення через несподівані відхилення від схеми розвитку та отримання більш точної інформації про навантаження.

У методичному плані завдання сумісного вибору параметрів мережі і компенсаторів реактивної потужності КП і вибору КП при заданій схемі мережі мають спільні основи. У першому завданні лише неодноразово використовується алгоритм другого за певним правилом. Якщо після вибору КУ в мережі з наміченими параметрами стає можливим понизити перетин дроту або потужність трансформатора, то проводиться повторний вибір КП по схемі зі зміненими параметрами, і обирається варіант з меншими витратами. Тому далі розглядається основне обчислювальне ядро - вибір КП при відомій схемі мережі і параметрах її елементів.

Пояснення необхідно уточнити через постійний розвиток мереж, зміну їх навантажень і неминучу виникаючу невідповідність фактичних умов умовам, що були прийняті під час розрахунків.

В умовах динамічного розвитку об'єкту оптимальне рішення спрямоване на мінімізацію витрат протягом нескінченного періоду, з урахуванням меншої ваговитості для сучасного моменту порівняно з майбутніми витратами. Щоб врахувати часовий фактор, зазвичай використовується приведення витрат до одного року:

$$Z = \sum_i^{\infty} \frac{Z_i}{(1 + E_{n,n})^i}. \quad (3.1)$$

де Z_i – витрати в i -м році;

$E_{n,n}$ – норматив для приведення різночасних витрат.

Практично розмір величини Z можна визначати за період від 15 до 20 років. Наприклад, при значенні $E_{н,п} = 0,08$, вага витрат, які будуть здійснені через 5 років, становить лише 70% їх фактичного значення, тобто 0,7, а витрати, що відбудуться через 10 років, приблизно 45%. Приведені нижче витрати для кожного року визначаються за формулою:

$$Z_i = (p_n + p_a) K_i + I_i. \quad (3.2)$$

де K_i – вартість обладнання, що встановлене в i – му році (капіталовкладення); I_i – річні відрахування його експлуатації; а p – коефіцієнт відрахувань на амортизацію, визначається строком служби обладнання і забезпечує накопичення за цей строк через зниження суми, необхідної для заміни устаткування на нове; p_s – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, введення якого пов'язане з обмеженістю ресурсів в будь-якій економічній системі.

Для визначення мінімуму функції необхідно врахувати тільки ту частину затрат, яка змінюється. У випадку задачі компенсації реактивної потужності, під K розуміють зміну капіталовкладень в електричні станції, мережі та КП, тоді як під I розуміють зміну річних відрахувань експлуатації. В останні входять затрати на втрати електроенергії у всіх елементах електрозабезпечення, а також на обслуговування та ремонт обладнання. Фактичні витрати на ремонт зазвичай різняться для різних одиниць одного і того ж обладнання. У результаті це може бути описано наступним чином:

$$Z = (p_n + p_a + p_0) K_i + Z_e. \quad (3.2)$$

У кінцевому вигляді формула запишеться так:

$$Z = p_{\Sigma k} + Z_e = 0.22 K_i + Z_e. \quad (3.3)$$

Очевидно, що вигідно відкладати додаткові витрати на обладнання якнайпізніше. Проте надмірна економія на капіталовкладеннях може призвести до значного збільшення витрат на втрати електроенергії. Пошук найоптимальнішої стратегії здійснюється за допомогою апарата динамічного програмування. Однак цей підхід ще не отримав широкого застосування на практиці через значний вплив неформалізованих і важкопрогнозувальних чинників в прикладних (особливо економічних) завданнях, таких як дефіцит засобів, матеріалів, трудових ресурсів, напруженість паливного балансу та інші. Розрахунок оптимальної стратегії розвитку мереж, включаючи стратегію введення КП, передбачає знання законів зміни навантажень і місця виникнення нових центрів споживання і генерації потужності протягом тривалого періоду (15–20 років). Оскільки основний ефект від КРМ припадає на мережі низької напруги, прогнози їх розвитку менш точні, а також обмежена доступність достовірної інформації, прогнози можна робити лише на 4–6 років вперед, що є недостатнім для застосування апарату динамічного програмування.

Тому на практиці доцільно проводити розрахунки по компенсації реактивної потужності щорічно, оцінюючи потребу у встановленні КП у вузлах мережі на кожен рік протягом 4–6 років. На основі аналізу результатів розрахунків інженер приймає рішення про стратегію введення КП, а комп'ютерна система може служити лише інструментом підтримки прийняття рішень. Згідно з ухваленим рішенням планується установка КП у визначений рік, а потреба в них в наступні роки оцінюється та коригується щорічно залежно від наближення поточного року.

Розрахунок КП на один рік є оптимальним лише у випадку, якщо умови роботи мереж після установки компенсаторів реактивної потужності співпадають з умовами розрахункового року. Якщо умови змінюються, це може суттєво вплинути на ефективність компенсації реактивної потужності. Наприклад, недооцінка або переоцінка реактивного навантаження може призвести до недооцінки чи переоцінки ефективності КП. Будівництво нових електростанцій та ліній в центрах навантаження може призвести до

розвантаження існуючих ліній. У такому випадку встановлена потужність КП може виявитися завищеною, що зменшить ефективність їхньої роботи. Натомість, при річному зростанні навантажень у вузлах мережі КП можуть мати занижену потужність, що призводить до швидшої окупності, але залишає нереалізованим додатковий потенційний ефект, який можна було б отримати. Оскільки навантаження мереж постійно зростають, важливо регулярно переглядати потреби у КП та вчасно коригувати стратегії розвитку та встановлення компенсаторів для максимізації ефективності електромережі.

Так, помилки першого роду, які призводять до перевитрати ресурсів, є найбільш істотними для практики. Однак, помилки другого роду, які можуть бути виправлені під час експлуатації, також мають значення. Наприклад, якщо встановлено недостатню потужність КП, це може призвести до неефективного використання електромережі і збільшення втрат електроенергії. Однак цю помилку можна виправити, встановивши додаткові компенсатори реактивної потужності в майбутньому, коли це буде необхідно. Таким чином, важливо враховувати обидва типи помилок під час розробки стратегій розвитку електромережі та встановлення КП.

Так, використання пересувних компенсаторів реактивної потужності може бути ефективним рішенням для управління реактивною потужністю в мережі у випадку планування розвантажувальних заходів у найближчих 2-3 роки.

В сучасних умовах розрахунки без використання ЕОМ стають практично неможливими через великий обсяг даних та обчислень, які потрібні для їх вирішення. Використання ЕОМ дозволяє проводити складні розрахунки швидше і ефективніше, а також забезпечує більш точні результати. Інженерний досвід є важливим, оскільки він допомагає визначити наочні та загальні принципи, які можуть бути використані для побудови алгоритмів. Проте, ЕОМ можуть здійснити більш складні обчислення і врахувати більше факторів, що призводить до знаходження більш точних і оптимальних рішень. У той же час, важливо забезпечити розумний компроміс між точністю розрахунків і

трудовитратами на їх виконання.

Потреба у швидкості розрахунків на ЕОМ залежить від конкретної задачі та її характеру. Для завдань оперативного управління, де реагування на зміни потребує швидкості, важливо мати можливість отримати результати обчислень оперативно. З іншого боку, у задачах, де головним чинником є точність і надійність результатів, важливіше забезпечити, щоб ЕОМ працювала стабільно і надійно, ніж швидко. Наприклад, при оцінці ефективності додаткових капіталовкладень для довгострокових стратегічних рішень, де час не такий критичний, як точність, важливо мати можливість проводити обчислення систематично та надійно. Отже, вибір між швидкістю та надійністю ЕОМ залежить від конкретного завдання і його вимог.

Таким чином, в області проєктних розрахунків оптимальної КРМ можуть бути визначено два основних завдання:

а) визначення оптимального поєднання значень реактивної потужності, що передається в мережі споживачів електроенергії, та потужності та місць установки КП в живлячих мережах енергосистеми застосовують системний розрахунок;

б) вибір КП в мережах споживачів, які забезпечують задане значення споживаної з системи мережі енергосистеми реактивної потужності і забезпечують нормальні режими роботи електроприймачів. В умовах експлуатації компенсуючих установок основною метою є досягнення оптимального використання з мінімізацією втрат потужності і енергії в мережах та устаткуванні.

4 КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА СПОСОБИ ЇЇ РЕАЛІЗАЦІЇ

Останніми роками спостерігається збільшення виробництва та розвиток інфраструктури міст, що дійсно призводять до зростання споживання електроенергії. Особливо це стосується великих індустріальних підприємств, де використовуються потужні електроприймачі для основного виробництва, а також установки освітлення, кондиціонування повітря та інші електроприлади. Відповідно збільшується споживана електрична потужність.

Реактивний струм, який використовується споживачами, не лише негативно впливає на ефективність систем електроживлення, але й може призводити до додаткових витрат для постачальників електроенергії та споживачів. Реактивна потужність, споживана споживачами, є частиною загальної потужності, яку постачальник електроенергії постачає через електричну мережу. Постачальники електроенергії враховують як активну, так і реактивну потужності при обчисленні рахунків за електроенергію. А отже, вона підлягає оплаті по тарифах, які діють, тому складає значну частину рахунку за електроенергію [4].

Конденсаторні установки компенсують реактивну потужність, що допомагає знизити реактивний струм у мережі. Це зменшує втрати електроенергії, які виникають від реактивного навантаження. Застосування конденсаторних установок є найбільш дієвим і ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності є. Використання конденсаторних установок дозволяє:

- розвантажити трансформатори, живлячі лінії електропередачі і розподільні пристрої;
- понизити витрати на оплату електроенергії;
- понизити рівень вищих гармонік при використанні певного типу установок;
- понизити несиметрію фаз, подавити мережеві перешкоди;

- зробити розподільні мережі економічнішими і надійнішими.

Після компенсації, практично, коефіцієнт потужності знаходиться в межах від 0,93 до 0,99.

Переваги використання конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності:

- малі питомі втрати активної потужності (власні втрати сучасних низьковольтних косинусних конденсаторів не перевищують 0,5 Вт на 1000 ВАр);
- відсутність частин, що обертаються (конденсаторні установки не мають рухомих частин, тому їх експлуатація більш надійна і не потребує додаткового обслуговування);
- простий монтаж і експлуатація (не потрібен фундамент);
- відносно невеликі капіталовкладення;
- можливість підбору необхідної потужності компенсації;
- можливість та легкість установки і підключення в будь-якій точці електромережі;
- відсутність шуму під час роботи (у порівнянні з іншими пристроями, конденсаторні установки мають тенденцію до того, щоб не створювати шуму під час роботи);

Види компенсації.

1. Одинична компенсація: цей метод переважно використовується там, де потрібна компенсація великих споживачів електроенергії, які мають потужність понад 20 кВт, і ця споживана потужність є стабільною протягом тривалого часу (рис. 4.1 – Одинична компенсація)

2. Групова компенсація: Цей метод застосовується в разі, коли кілька індуктивних навантажень розташовані поруч і підключені до одного розподільного пристрою. У такому випадку всі ці навантаження можуть бути компенсовані за допомогою однієї конденсаторної батареї (рис. 4.2 – Групова компенсація)

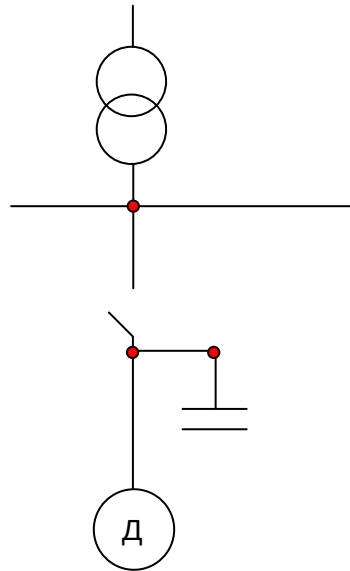


Рисунок 4.1 – Одинична компенсація

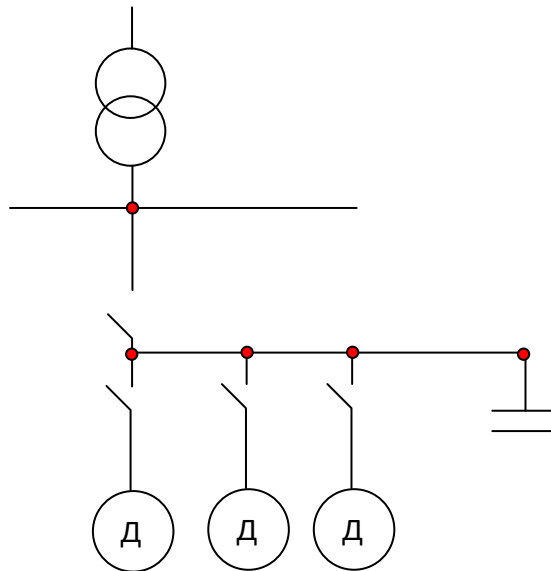


Рисунок 4.2 – Групова компенсація

Для підприємств з змінними потребами у реактивній потужності, де постійно включені батареї конденсаторів можуть створити проблеми з режимами недокомпенсації або перекомпенсації. В даному випадку конденсаторна установка оснащується комутаційно-захисною апаратурою і спеціалізованим контроллером. При відхиленні значення $\cos\phi$ від заданого значення контроллер відключає або підключає ступені конденсаторів. Перевага централізованої компенсації полягає в наступному: включена потужність конденсаторів відповідає споживаній в певний момент часу реактивної

потужності без перекомпенсації або недокомпенсації (рис. 4.3 – Централізована компенсація). Отже, централізована компенсація реактивної потужності є ефективним і надійним рішенням для підприємств з змінними потребами у реактивній потужності.

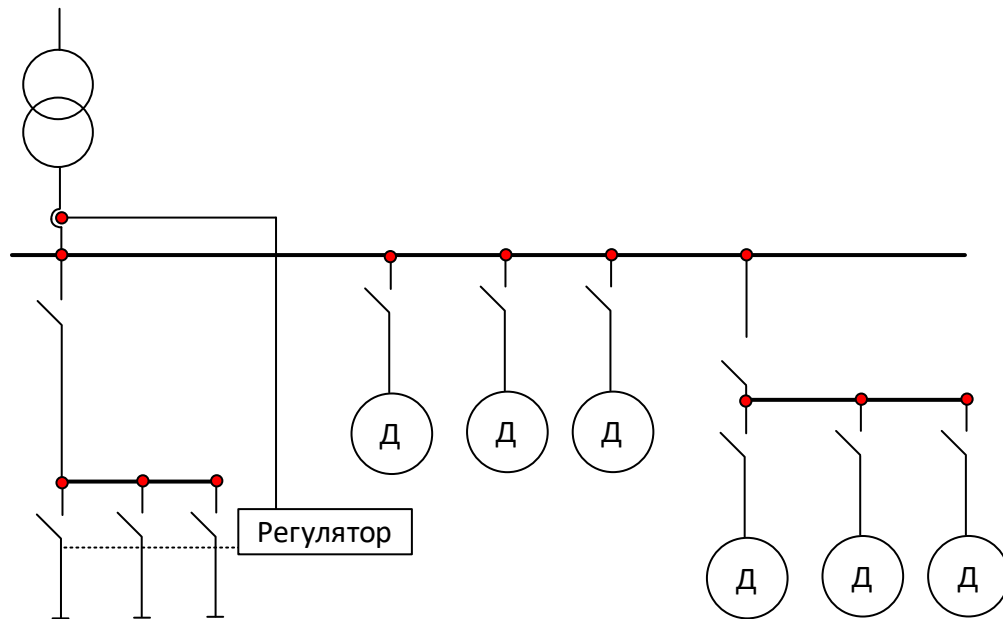


Рисунок 4.3 – Централізована компенсація

Необхідна потужність конденсаторів при виборі конденсаторної установки може визначатися як:

$$Q_c = P \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2). \quad (4.1)$$

де $tg\varphi_1$ – коефіцієнт потужності споживача до установки КП;

$tg\varphi_2$ – коефіцієнт потужності після установки КП (бажаний або такий, що задається енергосистемою коефіцієнт).

Переваги установок обумовлені можливостями використання:

1. косинусних конденсаторів, що самовідновлюються, що гарантує їх надійність, довговічність і низьку вартість при профілактичних і ремонтних роботах.

2. спеціальних контакторів випереджаючого включення, які збільшують термін служби контакторів.
3. спеціальних контролерів декількох типів, що забезпечують автоматичне регулювання cosφ, зокрема з можливістю передачі даних на РС, а також можливість контролю в мережі вищих гармонік струму і напруги, індикації при несправностях та фільтрування вищих гармонійних складових.

Ці можливості підвищують ефективність та надійність роботи установок, зменшують необхідність у планових обслуговуваннях та ремонтах, а також забезпечують контроль і покращення параметрів енергосистеми.

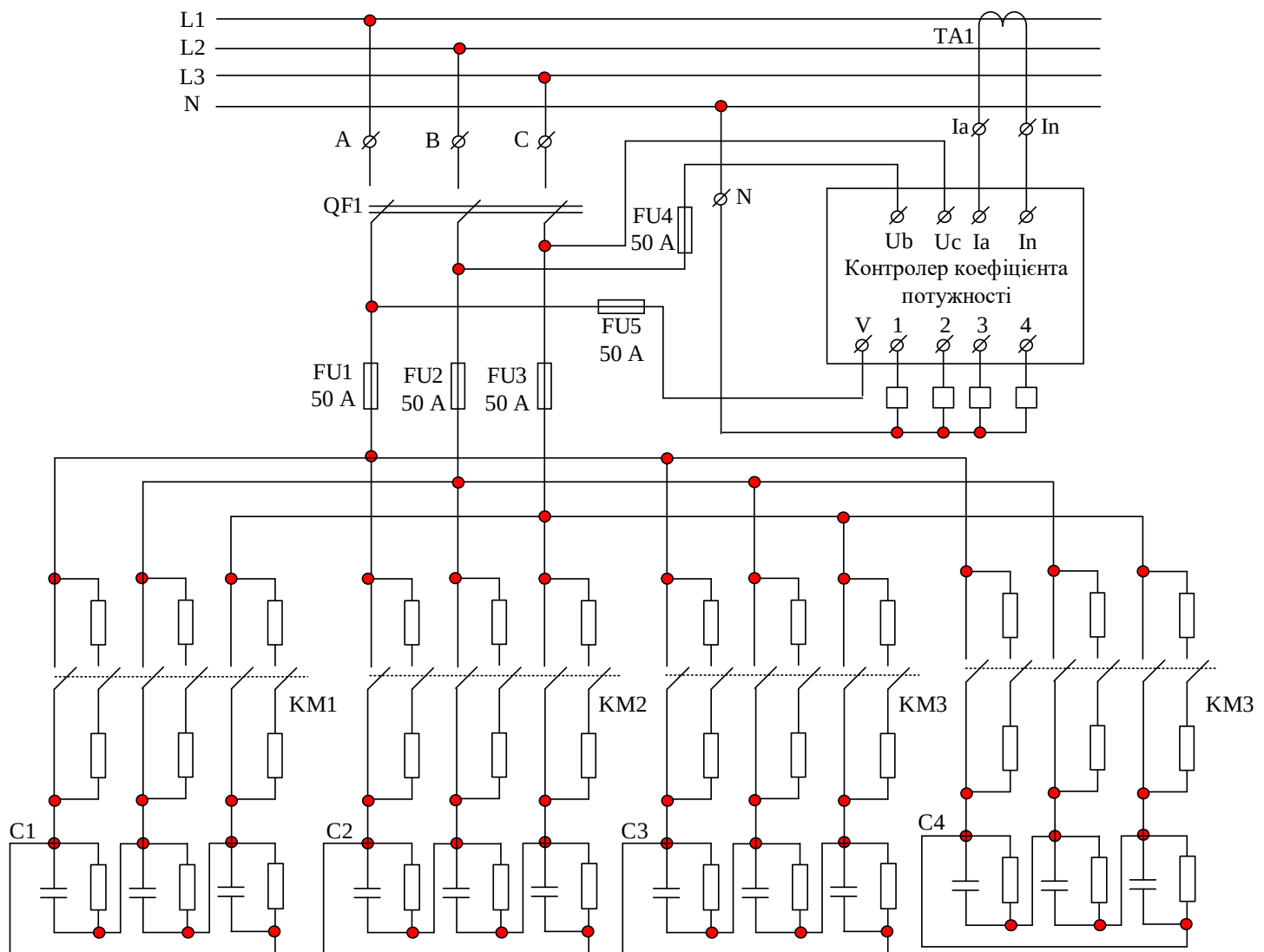


Рисунок 4.4 – Схема конденсаторної установки

5 ОСОБЛИВОСТІ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖАХ 6-10 кВ

Компенсація реактивної потужності стає важливим питанням для багатьох виробничих підприємств. Коли основні електроприймачі підприємства, які споживають реактивну потужність, підключені до низьковольтної мережі напругою 0,4 кВ, вибір та впровадження компенсуючих пристроїв може бути менш складним. У такому випадку існує широкий асортимент стандартних рішень компенсації реактивної потужності, які легко доступні на ринку. Ці стандартні пристрої зазвичай можуть бути легко відповідно адаптовані до потреб конкретного підприємства. Більше того, за необхідності можна замовити індивідуальні рішення, спеціально адаптовані до конкретних потреб та вимог замовника. Але, якщо ці електроприймачі підключені на напругу 6 або 10 кВ, виникають певні додаткові проблеми, які можуть ускладнити вибір та впровадження компенсуючих пристроїв.

Проблема низького коефіцієнта потужності $\cos\phi$ у мережах 6-10 кВ є актуальною, ніж у мережах 0,4 кВ, особливо на підприємствах з асинхронними двигунами або іншими індукційними навантаженнями, наприклад, індукційними печами. Низький коефіцієнт потужності може призводити до значних втрат енергії та збільшення витрат на електроенергію. Близько 95% пропозицій на ринку України установок компенсації реактивної потужності 6-10 кВ походять від лише двох заводів-виробників з Казахстану й Росії.

Залишаючи осторонь питання про співвідношення ціна/якість даної продукції, є важливий аспект, який слід враховувати при виборі установок компенсації реактивної потужності для мереж напругою 6-10 кВ. Нерегульовані установки мають певні обмеження у використанні, оскільки їх можна підключати та відключати тільки вручну (дистанційно) за допомогою вимикача в підстанції напругою 6-10 кВ.

Ця схема роботи є прийнятною тільки у випадку, якщо підприємство

працює цілодобово (тризмінно) із практично постійним навантаженням, де коливання навантаження не перевищує 10-20% протягом години. Це означає, що режим роботи підприємства повинен бути стабільним, без різких змін у навантаженні протягом доби [4].

Але, як показує досвід, ці умови є практично ідеальними - в реальних умовах навантаження змінюється частіше ще й з більшою амплітудою, приблизно, в межах 20-50% протягом 15-20 хвилин. Так як не є можливим регулювати потужність установки в автоматичному режимі, тоді розглянемо два можливих сценарії розвитку подій:

- підприємство, яке вмикає установку компенсації реактивної потужності на постійну роботу, але має постійну невідповідність між потрібною реактивною потужністю та реальною видаваною, стикається з проблемами ефективності та економічності. Оскільки за перекомпенсацію підприємство оплачує значно більше, ніж за недокомпенсацію, то виникає ризик, що економічний ефект від такої компенсації буде виявлятися негативним.

- підприємство, яке за допомогою чергового персоналу вмикає або вимикає установку, залежно від показань лічильників реактивної потужності (або будь-яких інших приладів). Якщо черговий персонал виконує роль регулятора, це може створювати додаткові ризики та обмеження. Людський фактор, як ви вказали, може призвести до помилок і недоліків у виробничих процесах. Крім того, постійне вмикання та вимикання вимикача в РП 6-10 кВ може значно скоротити його ресурс і призвести до виникнення проблем з обладнанням та забезпеченням безпеки.

Так як ні один з наведених способів не є оптимальним з погляду фінансових витрат, єдиний логічний вихід з цієї ситуації є автоматичне регулювання потужності установки компенсації реактивної потужності може бути найбільш оптимальним рішенням з точки зору фінансових витрат, надійності та ефективності. Такий підхід дозволить оптимізувати роботу системи компенсації реактивної потужності в реальному часі, а також знизить

ризик людських помилок та збільшить ефективність енергоспоживання. Однак, на шляху впровадження таких установок є кілька істотних проблем:

- відсутність широкого вибору регуляторів, призначених працювати з установками 6-10 кВ, може ускладнити вибір та інтеграцію відповідного обладнання, оскільки не всі доступні регулятори можуть бути сумісними або відповідати потребам установки;

- відсутність типових рішень захистів, яким повинна оснащуватися така установка;

- відсутність прийнятних за співвідношенням якості/ціна комутаційних апаратів. Комутаційні апарати є важливою складовою установок компенсації реактивної потужності, і їх вибір впливає на надійність та ефективність роботи системи. Відсутність прийнятних за співвідношенням ціна/якість комутаційних апаратів може обмежити можливості впровадження автоматичного регулювання;

- відсутність типового вибору комплектації. Наявність типового вибору комплектації спрощує вибір та інтеграцію компонентів установок. Відсутність такого вибору може ускладнити розробку та вибір необхідних компонентів.

Розглянемо можливі варіанти вирішення цих питань.

Встановлення спеціально адаптованих регуляторів, які працюють з вторинними колами трансформаторів напруги, може бути дієвим та доцільним рішенням для автоматичних установок компенсації реактивної потужності напругою 6-10 кВ. Ці регулятори дозволяють вимірювати багато параметрів мережі та стану установки, що є важливим для ефективного управління та контролю. Наприклад, багатофункціональні регулятори, такі як MKS-Technology, KBR та KMB systems, можуть вимірювати активну та реактивну потужність, частоту, гармонічні складові, а також струм установки. Вони також забезпечують широкий спектр функцій захисту та сигналізації, що є важливим для забезпечення безпеки та надійності роботи установок. Такі регулятори можуть бути оптимальним вибором для автоматичних установок компенсації реактивної потужності 6-10 кВ, оскільки вони забезпечують високий рівень

функціональності, точності та надійності, що необхідно для ефективного управління енергосистемами на такому рівні напруги.

Правильне місце вимірювання струму є ключовим для ефективної компенсації реактивної потужності споживачів. Важливо враховувати конкретні умови електромережі та характеристики обладнання при виборі місця вимірювання струму. Зазвичай, трансформатор струму встановлюється на стороні НН трансформатора, але ця схема не дає змоги компенсувати індуктивні втрати неробочого ходу трансформатора живлення. Враховуючи те, що потужність цих трансформаторів обчислюється десятками МВА і вони зазвичай працюють з постійним недовантаженням (50 - 60%), використання точки вимірювання струму на високій стороні трансформатора може бути доцільним рішенням.

Застосування спеціалізованих вакуумних контакторів для комутації ступенів у системах компенсації реактивної потужності напругою 6-10 кВ може бути оптимальним рішенням. Так, вакуумні контактори виробництва компаній, таких як LSIS, відомі своєю високою якістю та надійністю, а також мають деякі особливості, які роблять їх привабливими для застосування у системах компенсації реактивної потужності. Ці контактори є досить універсальними, здатні працювати з різноманітними електрообладнаннями, такими як трансформатори, електродвигуни і конденсатори, при значних потужностях. Наприклад - на напрузі 6 кВ електродвигунів потужністю до 3000 кВт, трансформаторів - до 4000 кВА й конденсаторів - до 2000 кВАр при терміні експлуатації контактів - 3 млн. операцій. Окремо слід зазначити, що такі контактори пропонуються як у стаціонарному, так і в «викатному» виконанні. У порівнянні з "умовними аналогами" російського виробництва, контактори LSIS можуть мати істотно менші габарити, що робить їх більш компактними і зручними для монтажу в обмежених просторах або для транспортування.

Перевагою таких контакторів є те, що при оснащенні блоками захисту вони можуть використовуватися замість штатних фідерних вимикачів РП 6-10 кВ, замінюючи вимикачі, які відпрацювали свій ресурс.

Конденсатори пропонуються в досить різноманітному асортименті, але під час вибору конденсаторів для установок важливо враховувати їхні характеристики щодо максимально допустимого навантаження струмом і напругою, а також переконатися, що матеріал наповнювача відповідає стандартам безпеки і не містить токсичних речовин. Зазвичай, конденсатори виробництва заводів СНД на напругу 6-10 кВ випускаються однофазними. Але, з погляду компактності, краще застосовувати трифазні конденсатори імпортного виробника – наприклад, трифазні конденсатори від CIRCUTOR з потужністю до 500 кВАр та напругою до 12 кВ можуть бути ідеальним рішенням для комплектації установок компенсації реактивної потужності на напругу 6-10 кВ.

У частині застосування допоміжного устаткування необхідно відзначити, що існують ситуації, коли застосування установки з автоматичним регулюванням може бути неможливим або недоцільним. Тоді для продовження ресурсу вимикача, яким установка під'єднується до шин, найбільш доцільним є застосування спеціалізованих струмообмежуючих реакторів, які істотно продовжують термін роботи вимикачів.

Компенсація реактивної потужності (КРП) дійсно є одним з ефективних заходів з енергозбереження в електричних мережах. У цілому, компенсація реактивної потужності є важливим елементом оптимізації електричних мереж і може допомогти значно знизити витрати електроенергії та покращити її техніко-економічні показники.

Вибір оптимального місця підключення конденсаторних батарей (КБ) для промислових підприємств залежить від кількох факторів, включаючи характеристики електричної мережі, специфіку навантаження та ефективність компенсації реактивної потужності: до шин напругою 6 – 10 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) або розподільчих пунктів (РП) або до шин напругою 0,4 кВ цехової трансформаторної підстанції (ЦТП). Також потрібно перевірити можливість й доцільність синхронних двигунів (СД), використання яких може бути ефективним способом компенсації реактивної потужності та

покращення режимів роботи електричної мережі. Для вибору оптимального варіанту компенсації реактивної потужності необхідно провести техніко-економічний розрахунок.

Оптимальна величина генерованої реактивної потужності синхронного двигуна (СД) дійсно має визначатись на основі комплексних техніко-економічних розрахунків. Врахування активного навантаження СД, реактивного навантаження мережі споживача, теплового режиму та питомих втрат активної потужності в СД є ключовими факторами для досягнення оптимального результату.

вибір раціонального місця розташування конденсаторних батарей (КБ) і визначення доцільності застосування синхронних двигунів (СД) для компенсації реактивної потужності (КРП) є досить складним завданням, що вимагає врахування багатьох факторів: можливе зменшення перерізів кабельних ліній електропередач (КЛЕП), втрат електроенергії в ЛЕП і трансформаторах, потужності трансформаторів ЦТП, вартість конденсаторних батарей; втрати активної потужності на генерацію реактивної, вартість конденсаторних батарей. Розрахунок, виконується по приведеним витратам і за результатами якого здійснюється вибір. Останні є функцією багатьох змінних: потужностей конденсаторних батарей, підключених у вузлах навантаження; потужностей синхронних двигунів, які можуть бути використані для компенсації реактивної потужності.

Передбачається розв'язання задачі в два етапи.

Перший етап: Компенсація реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей. На цьому етапі аналізуються можливості та вигоди від використання конденсаторних батарей (КБ) для компенсації реактивної потужності в різних точках електричної мережі.

Другий етап: Аналіз можливості та доцільності застосування синхронних двигунів (СД) для компенсації реактивної потужності. На цьому етапі розглядається використання синхронних двигунів для компенсації реактивної потужності в вузлах, де вони вже підключені або можуть бути

підключені.

Для того, щоб здійснити перший етап, складена підпрограма та допоміжні функції для вибору потужності трансформатора ЦТП, перерізу КЛЕП за економічною щільністю струму, з випробуванням по допустимому струму в післяаварійному і нормальному режимах, визначення приведених витрат на ЦТП, кабельні лінії, конденсаторні батареї на напругу 0,4 та 10 кВ. Підпрограма здійснює вибір оптимального місця встановлення конденсаторних батарей в мережі будь – якої конфігурації. Схема мережі призначається спеціальною матрицею з'єднань, яка складається з двох стовпців і може вміщувати вставлені масиви. Аналіз схеми внутрішнього електропостачання здійснюється спеціальною функцією, яка викликає одну із трьох функцій, в залежності від того, що включає ділянка електричної мережі: радіальною чи магістральною ЛЕП, чи ЛЕП до РП та площею мережі, що живиться від РП.

Кожна з допоміжних функцій повертає спеціальну матрицю, яка передається як параметр. У цій матриці накопичується вся необхідна інформація для виявлення приведених витрат: кількість джерел живлення залежно від категорії електроспоживачів за надійністю електропостачання, навантаження деяких ТП та РП, довжини ділянок ЛЕП, потужність встановлених конденсаторних батарей, результати вибору трансформаторів і кабелів, втрати потужності та енергії у трансформаторах, ЛЕП тощо. Основна функція, яка виконує розрахунок, може повернути отриману матрицю для аналізу результатів вибору кабелів, трансформаторів, потужності встановлених конденсаторних батарей або приведених витрат при даному варіанті розміщення конденсаторних батарей.

В наступному етапі для кожного з вузлів, до яких під'єднані СД, визначається доцільність їхнього використання для КРП і розраховується величина реактивної потужності, яку можуть генерувати СД для КРП замість конденсаторних батарей, потужність яких була визначена на попередньому етапі. Запропонований підхід знижує кількість змінних функції приведених витрат і спрощує алгоритм. Складена програма забезпечує вибір оптимального розміщення конденсаторних батарей в мережі електропостачання промислового підприємства з мінімальними приведеними витратами.

6 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ ТА РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ РОБОТИ МЕРЕЖІ

6.1 Аналіз результатів розрахунків

За допомогою програми «Втрати 10» основними результатами розрахунків є втрати потужності та електроенергії в даній мережі або її частині. Значення втрат формуються за джерелами їх появи, тобто діляться на втрати в ЛЕП, трансформаторах 10/0.4 кВ і мережах 0.4 кВ. В свою чергу з втрат в трансформаторах виділяються втрати холостого ходу та навантажувальні втрати. Відповідно з вибраним режимом розрахунків, результати виводяться по обраному фідеру, по обраній підстанції, по всій мережі. Вибір потрібного фрагменту схеми (фідеру, підстанції) виконується в головному вікні програми.

Результатами обчислень у режимі "за часом втрат" є значимість втрат потужності (як в окремих лініях або трансформаторах, так і по всій мережі в цілому) і електроенергії по фідеру, підстанції або всій мережі, залежно від вибраного режиму розрахунку. В режимі "за часом втрат" визначаються також значення напруги в вузлах схеми та струмів у її гілках.

На рисунку 6.2 показано результати розрахунку по всій довжині мережі за часом втрат (Секція "Загальна інформація"). Результати розрахунку втрат потужності по гілках вибраного фідера наведено на рисунку 6.3. А на рисунку 6.4 показано результати розрахунку по вузлах обраного фідера. Заданий час втрат $T_{\text{втрат}} = 740$ год.

За допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4, після проведення розрахунків визначено втрати потужності і електроенергії по всій мережі. Результати обчислень приведені в додатку А.

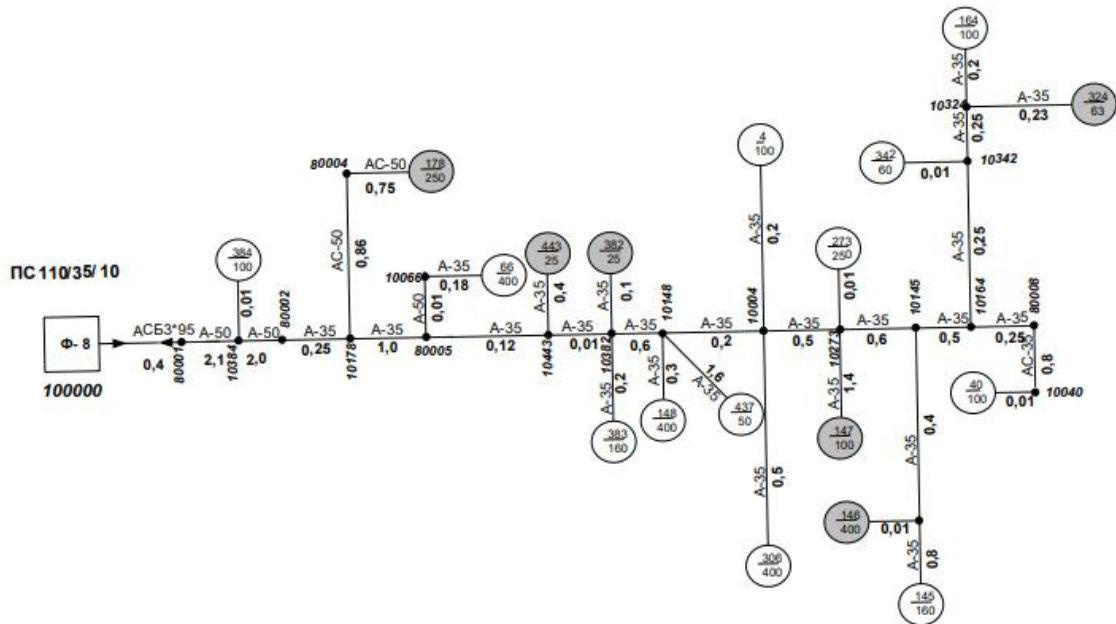


Рисунок 6.1 – Схема фідера 10 кВ

Загальна інформація		
Інформація про вузли		
Інформація про вітки		
Підстанція: Підстанція 110/35/10 / Фідер: Ф-1 / Відпуск ел.енергії: 520.72 тис кВт*год		
Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
Електричні мережі компанії		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	25.0	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	13.0	
- навантажувальні:	2.7	
- неробочого ходу:	10.3	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	38.0	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	20070.7	3.85 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	9809.4	1.88 %
- навантажувальні:	2168.9	0.42 %
- неробочого ходу:	7640.5	1.47 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	29880.0	5.74 %
Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	451.4	

Рисунок 6.2 - Загальні результати розрахунків за часом втрат

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, А
10000	80001	703.67	702.87	0.80	45.00
80001	10384	702.87	694.85	8.04	45.00
10384	384	21.63	21.63	0.00	1.40
10384	80002	673.22	666.05	7.19	43.60
80002	10178	666.05	664.76	1.30	43.60
10178	80004	54.26	54.23	0.02	3.64
80004	178	54.23	54.22	0.02	3.64
10178	80005	610.50	606.15	4.36	39.96
80005	10066	86.16	86.16	0.00	5.65
10066	66	86.16	86.14	0.02	5.65
80005	10443	519.99	519.61	0.38	34.31
10443	443	5.44	5.44	0.00	0.36
10443	10382	514.16	514.13	0.03	33.95
10382	382	5.44	5.44	0.00	0.36
10382	383	34.57	34.57	0.00	2.28
10382	10148	474.12	472.52	1.60	31.30
10148	148	86.17	86.14	0.03	5.67
10148	437	10.90	10.90	0.00	0.73
10148	10004	375.45	375.11	0.34	24.90
10004	4	21.63	21.63	0.00	1.44
10004	306	86.19	86.14	0.04	5.68
10004	10273	267.29	266.86	0.43	17.79

Рисунок 6.3 – Результати розрахунків по гілках вибраного фідера

Загальна інформація		Інформація про вузли				Інформація про вітки					
N вузла	Назва ТП	Тип тр-ра	K тр.	Kзав.	Pген, кВт	Qген, кВАр	Рек, Ом	U, кВ	dP04, кВт	U04min, кВ	dU04,% від Un
10000								10.50			
80001								10.49			
10384								10.37			
384		TM-100/10	25.00	0.24				10.37			
80002								10.26			
80004								10.24			
10178								10.24			
178		TM-250/10	25.00	0.24				10.23			
80005								10.17			
10066								10.17			
66		TM-400/10	25.00	0.24				10.17			
10443								10.17			
443		TM-25/10	25.00	0.24				10.17			
10382								10.17			
382		TM-25/10	25.00	0.24				10.17			
383		TM-160/10	25.00	0.24				10.17			
10148								10.13			
148		TM-400/10	25.00	0.24				10.13			
437		TM-50/10	25.00	0.24				10.13			
10004								10.13			
4		TM-100/10	25.00	0.24				10.13			
306		TM-400/10	25.00	0.24				10.12			
10273								10.11			

Рисунок 6.4 – Результати розрахунків по вузлах вибраного фідера

Для проведення розрахунків, окрім прогнозованих струмів у головних

ділянках фідерів та схеми електричних з'єднань, також потрібно задати час втрат.

Електричні мережі 10 кВ характеризуються такими показниками:

- сумарні втрати потужності $\Delta P = 361.6$ кВт;
- втрати потужності по лініях 10 кВ $\Delta P_{\text{лп}} = 229.8$ кВт;
- втрати потужності в трансформаторах 10/0.4 кВ $\Delta P_{\text{тр}} = 131.8$ кВт;
- втрати холостого ходу $\Delta P_{\text{хх}} = 113$ кВт;
- навантажувальні втрати в трансформаторах 10/0.4 $\Delta P_{\text{нав}} = 18.8$ кВт.
- втрати електроенергії $\Delta W = 272092.2$ кВт*год.

6.2 Компенсація реактивної потужності в мережі

Компенсація реактивної потужності (КРП) дійсно має велике значення для оптимізації роботи електричних мереж та забезпечення їхньої ефективності. КРП забезпечує розв'язання двох основних задач:

1. Зменшення втрат потужності та електроенергії: реактивна потужність, що виробляється у складі індуктивних навантажень, може призводити до втрат електроенергії в мережах передачі та розподілу. КРП полягає у виробленні реактивної потужності протилежного знаку з метою компенсації цих втрат. Це дозволяє знизити загальні втрати електроенергії в системі та забезпечити економію електричної енергії.
2. Покращення режимів напруг у вузлах електричної мережі: реактивна потужність також може впливати на рівень напруги у мережі. За допомогою КРП можна забезпечити більш стабільні та оптимальні режими напруги, що дозволяє уникнути перенапружень або недонапружень, покращуючи ефективність роботи електричної мережі та продовжуючи термін служби обладнання.

Реактивна потужність, яку видає конденсаторна батарея, ввімкнена в електричну мережу:

$$Q_{кб} = \frac{U^2}{X_{кб}} = U^2 \cdot \omega \cdot C. \quad (6.1)$$

де $U_{кб}$ – напруга в точці приєднання конденсаторної батареї, В; C – ємність конденсаторної батареї, Ф; $X_{кб}$ – реактивний опір, Ом; ω – кутова частота, s^{-1} .

Визначення місць встановлення компенсувальних пристроїв є важливим аспектом для забезпечення максимального ефекту від даного енергоощадного заходу. Вибір місця встановлення компенсувальних пристроїв базується на наступних умовах:

- КП можна встановлювати тільки у вузлах, які є підстанціями 10/0,4 кВ.
- найбільш ефективно встановлення КП відбувається у вузлах з мінімальною напругою.

Для проведення розрахунків з компенсації реактивної потужності, необхідно спочатку у головному вікні програми обрати підстанцію та фідер, для яких буде проводитись розрахунок. Після цього потрібно обрати пункт меню "Розрахунок", а з нього — підпункт "Компенсація реактивної потужності". На екрані з'явиться вікно, яке зображене на рисунку 6.5.

У стовпцях "№ вузла" та "Тип тра-ра 10/0,4 кВ" відображаються відповідно номери всіх вузлів обраного фідера та потужності встановлених у них трансформаторів 10/0,4 кВ. У стовпці " $Q_{кп}$, кВАр" послідовно вказуються потужності компенсуючих установок встановлених у даних вузлах 10 кВ фідера.

Аналіз ефективності встановлення КУ

Підстанція "Підстанція 110/35/10" Фідер "Ф-1"

Інформація про КУ 10 кВ

Розрахунок

N вузла	Тип тр-ра 10/0,4	Q _{куВН} , кВАр	Q _{куНН} , кВАр
148	ТМ-400/10		
437	ТМ-50/10		
10004			
4	ТМ-100/10		
306	ТМ-400/10		
10273			
273	ТМ-250/10		
147	ТМ-100/10		
10145			
10146			
146	ТМ-400/10		
145	ТМ-160/10		
10164			
10342			
342	ТМ-60/10		
10324			
324	ТМ-63/10		
164	ТМ-100/10		
80008			
10040			
40	ТМ-100/10	100	

Рисунок 6.5 - Для оцінки ефективності компенсації реактивної потужності
вікно введення вихідної інформації

Для аналізу ефективності встановлення компенсуючих пристроїв необхідно у вікні, яке зображене на рисунку 6.5, натиснути кнопку "Розрахунок".

Програма здійснює два розрахунки режиму: з врахуванням компенсуючих установок та без їх врахування. Результати розрахунку показані у вікні, зображеному на рисунку 6.6.

В лівій колонці відображаються результати розрахунку без врахування компенсуючих пристроїв, а у правій — з врахуванням. У нижній частині вікна наводиться висновок про ефективність встановлення компенсуючих пристроїв.

Для перегляду більш детальної інформації про гілки або вузли фідера необхідно обрати відповідну вкладку у вікні з результатами.



Рисунок 6.6 - Результати аналізу ефективності встановлення компенсуючих пристроїв

Для кожного варіанту оптимізації схеми електромережі обираємо точку встановлення компенсуючих пристроїв, керуючись вищезазначеними умовами. Результати визначення параметрів компенсуючих пристроїв представлені в таблично-графічному вигляді. Для даного варіанту розвитку мережі 10 кВ району такі залежності втрат від потужності компенсації мають наступний вигляд.

Таблиця 6.1 – Вибір оптимальної потужності КП для 8 фідера, вузол 40 (ТМ-100/10)

Q _{кп} , кВАр	0	100	150	200	250	300	350	400	450	500
dP, кВт	38	36,6	34,9	33,9	33,3	33	33,2	34,2	35,3	36,7
%	0	3,77	8,18	10,83	12,54	13,32	13,18	12,12	10,17	3,58

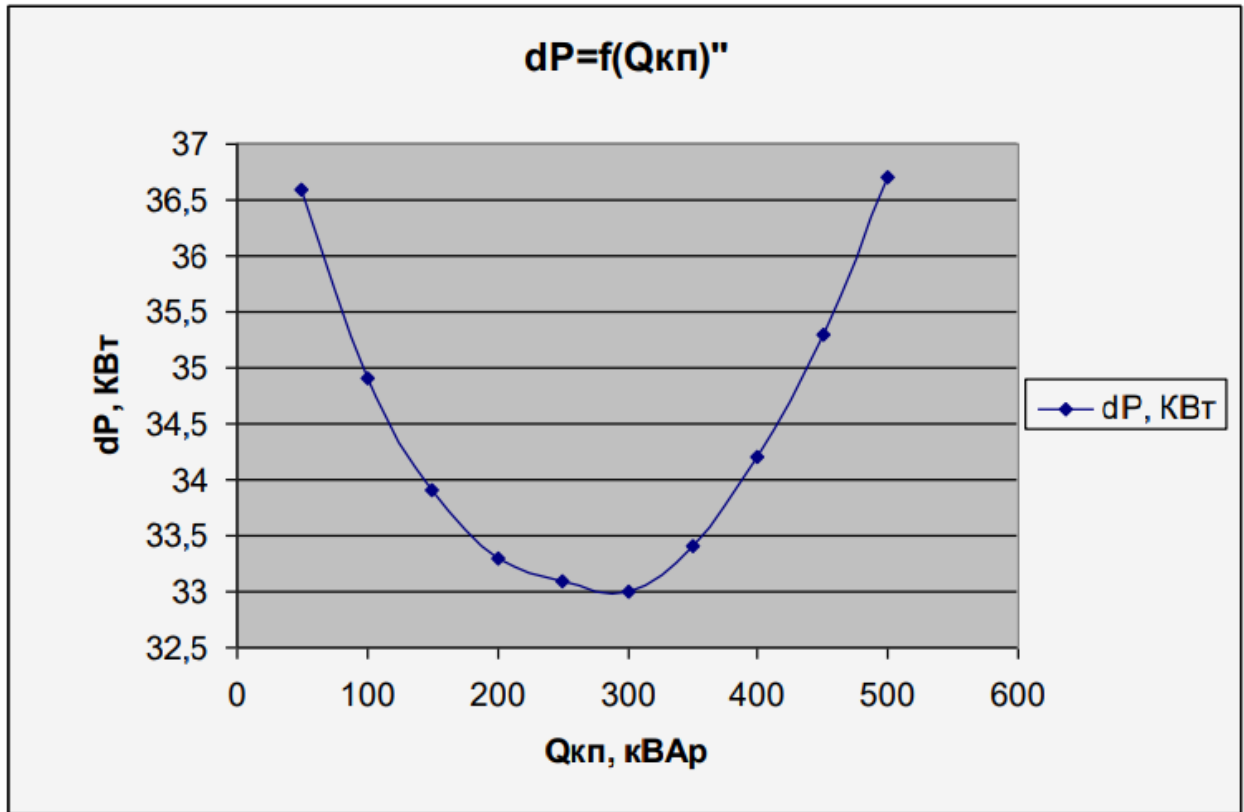


Рисунок 6.7 – Залежність втрат у фідері №8 підстанції 110/35/10 кВ

Загальна інформація		Розподіл втрат по підстанціях	
Підстанція: – / Фідер: – / Відпуск ел.енергії:516.18 тис кВт*год			
Параметр	Значення, а.о.	Значення, %	
Електричні мережі компанії			
Втрати потужності, кВт			
У лініях 10 кВ:	20.0		
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	13.0		
- навантажувальні:	2.7		
- неробочого ходу:	10.3		
У мережах 0,4 кВ:	0.0		
Сумарні втрати, кВт:	33.0		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)			
У лініях 10 кВ:	16839.0	3.26	%
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	9879.3	1.91	%
- навантажувальні:	2238.8	0.43	%
- неробочого ходу:	7640.5	1.48	%
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00	%
Сумарні втрати, кВт*год(%):	26718.3	5.18	%
Абонентські електричні мережі			
Втрати електроенергії, кВт*год(%)			
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00	%
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00	%
Сумарні втрати, кВт*год(%):	0.0	0.00	%
Час максимальних втрат, год:	354.3		

Рисунок 6.8 – Дані розрахунків по фідеру після проведення енергоефективних заходів

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ бакалаврської роботи присвячений дотримання вимог охорони праці під час монтажу та обслуговуванню пристроїв компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатації системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

6.1 Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт

6.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Експлуатація пристроїв компенсації реактивної потужності передбачає розробку та експлуатацію системи автоматичного управління ними. Для убезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати. За необхідності розриву кола

струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмопровідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню. Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази електролічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється:

- одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III — без місцевих оперативних працівників;
- працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

Встановлення і зняття електролічильників та інших вимірювальних приладів, підключених до вимірювальних трансформаторів, повинні провадити за нарядом зі зняттям напруги два працівники, один з яких повинен мати групу IV, а другий — групу III. За наявності в колах електролічильників контактів (блоків), що дозволяють працювати без розмикання кіл, підключених до вторинних обмоток трансформатора струму, ці роботи можна виконувати за розпорядженням, не знімаючи напруги зі схеми електролічильника. За відсутності вказаних контактів напругу і струм в колах електролічильника слід відключити.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і

напруги. Встановлення і зняття електролічильників безпосереднього ввімкнення допускається проводити за розпорядженням одному працівнику з групою III. Встановлення і зняття електролічильників, а також приєднання вимірювальних приладів виконуються зі зняттям напруги.

Роботи з електролічильниками на різних приєднаннях, розміщених в одному приміщенні, можна виконувати за одним нарядом (розпорядженням). Оформлення в наряді переходу з одного робочого місця на інше не вимагається.

6.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання підприємства та систем освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В), з'єднаної з силовим трансформатором. Категорія умов за небезпекою електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю на об'єктах, що будуються та реконструюються, струмопровідної підлоги.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам: для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні – написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

- при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму КЗ. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового

захисного провідника.

- електрозахисні засоби захисту. Електротехнічний персонал повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Забороняється користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

6.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

6.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні. Параметри мікроклімату характеризуються такими показниками: температурою повітря і відносною вологістю повітря, швидкістю його переміщення, потужністю теплових випромінювань. При цьому слід розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Допустимі мікрокліматичні умови – поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності. Допустимі величини показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 6.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається: в холодну пору року – використання калорифера; в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

Таблиця 6.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

6.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями

(ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (СО)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

6.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп [E27 LED 15W NW A60 "SG"](#). Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

6.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки». Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху.

Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

6.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують «Правила пожежної безпеки в Україні» та інші правила пожежної безпеки для промислових підприємств і окремих об'єктів [11, 12]. Визначення пожежовибухонебезпечності речовин і матеріалів здійснюється за рекомендаціями [13], а, відповідно, категорії приміщень, будинків та зовнішніх установок, де вони використовуються, зберігаються тощо, за [14].

Приміщення підстанції за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини – зерно, борошно тощо).

Будівлі, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІ-ІV ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 6.5.

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках

жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати во-гонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвилинах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Таблиця 6.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, сходи, балки, марші сходових кліток	перекрыття між поверхів (у т.ч. горищні та надпідвалами)	елементи сумішених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настили, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	
IV	REI 30 M1	REI 15 M1	E 15 M1	E1 15 M1	R 30 M1	R 15 M1	REI 15 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 6.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 6.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 6.7 (знаменник).

Таблиця 6.7 Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15
IIIa, IIIб, IV, IVa, V	10/12	10/15	15/18

На території підстанції на кожному з об'єктів потрібно встановити від 2 до 5 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л.

ВИСНОВОК

Правильно впровадивши автоматичне керування компенсацією реактивної потужності, можна отримати значний економічний ефект та істотно оптимізувати роботу всього електроустаткування 6-10 кВ підприємства при порівнянні капіталовкладень зі стандартними варіантами.

У роботі було розглянуто одне з головних питань в енергетиці: компенсацію реактивної потужності в мережах. Це включає методи та засоби компенсації, вартість затрат на досягнення цілі, а також обслуговування та ремонт устаткування.

Отже, після проведених розрахунків і порівняння їх з початковими даними, були отримані такі результати:

- втрати в лініях зменшилися на 5 кВт, а втрати в трансформаторах залишилися незмінними на рівні 13 кВт, що призвело до зниження сумарних втрат з 38 кВт до 33 кВт;
- втрати електроенергії у лініях зменшилися з 20070,7 до 16839,0 кВт-год, а сумарні втрати зменшилися з 29880 до 26718,3 кВт-год.

Отже, можна зробити висновок, що втрати енергії зменшилися, а робота системи покращилася, досягнувши бажаного результату та забезпечивши необхідні рівні напруги в мережі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Безпека в енергетиці - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.centrenerg.com/newsroom/news/item_39/
2. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
3. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня бакалавра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад.: С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 65 с.
4. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
5. Притака І.П., Козирський. Електропостачання сільського господарства -К.: Вища школа 1995.
6. Методичні вказівки по розрахунку і підбору пристрою компенсації реактивної потужності. Фірми « СВ АЛЬТЕРА». 2008.
7. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98#Text>.
8. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.
- 9 Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2018. 46 с. 70
10. Положення про кваліфікаційні роботи на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В.

11. Лежнюк П.Д., Собчук Н.В., Слободянюк О.В. Локальні електроенергетичні системи: Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2017. 141 с.
12. Хмельницький Є.Д., Крупник О.О. Електропостачання промислових підприємств (Частина 2): Навчальний посібник. Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2016. 126 с.
13. Лежнюк П.Д., Комар В.О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. 171 с.
14. Попов В.А., Ткаченко В.В., Ярмолюк О.С. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією: Навчальний посібник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 163 с.
15. Хмельницький Є.Д., Крупник О.О. Електропостачання промислових підприємств (Частина 1): Навчальний посібник. Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2016. 120 с.
16. Masiokas, S. Elektrotechnika. Kaunas: Candela. 1994. 431 p.
17. Weedy, B.M. Electric Power Systems Second Edition. John Wiley and Sons, London, 1972. 149 p.
18. Сінчук І. О., Бойко С. М. /; під ред. Сінчука О. М. Системи накопичення електричної енергії : підручник. Кривий Ріг : [б. в.], 2020. 218 с.
19. Офіційна web-сторінка фірми IEA. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.iea.org/analysis>.
20. Liudvinavičius, L. Compensation of Reactive Power of AC Catenary System. Procedia Engineering. 10th International Scientific Conference Transbaltica 2017: Transportation Science and Technology. 2017. P. 185-197.
21. Victor shikoana. Reactiv power compensation, system and voltage stability of an industrial network with short circuit limiting coupler. 1998.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Компенсація реактивної потужності в розподільних електричних мережах

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 92,36% Схожість 7,64%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневецький С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи

(підпис)

Мазур М. М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Лесько В. О.
(прізвище, ініціали)



Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Компенсація реактивної потужності в розподільних електричних мережах

Керівник роботи: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Лесько В. О.

Виконав: студент групи 1ЕЕ-20Б

Мазур М. М..

Актуальність теми. Поява терміну «реактивна» потужність обумовлено необхідністю виділення складової потужності, що споживається навантаженням та яка створює електромагнітне поле і здійснює обертовий момент на валу двигуна. Ця складова виникає при індуктивному характері навантаження. Наприклад, у процесі підключення електродвигунів. Практично все побутове навантаження, вже не кажучи про промислове виробництво, в тому або навіть іншому ступені має індуктивний характер. В електричних ланцюгах, тоді як навантаження має активний (резистивний) характер, протікаючий електричний струм синфазний (не випереджає і не відстає) відносно напруги. Якщо навантаження має індуктивний характер (електричні двигуни, трансформатори на холостому ході), струм відстає відносно напруги. Коли навантаження має ємкісний характер (конденсатори), струм опереджає напругу.

Реактивна потужність не проводить механічної роботи, однак вона і необхідна для роботи двигуна, тому її потрібно отримувати на місці, щоб не споживати її з енергозабезпечуючої організації. Тим самим ми знижуємо навантаження на електричні проводи і кабелі, підвищуємо напругу на затискачах двигуна, зменшуємо платежі за реактивну потужність, маємо можливість під'єднати додаткові верстати за рахунок зниження струму, що протікає у лініях. Параметр, що визначає використання реактивної потужності – називається $\cos(\varphi)$.

Мета і задачі дослідження. Мета бакалаврської роботи полягає у вивченні впливу компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах на зменшення втрат.

Відповідно до вказаної мети в даній роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- способи та методи компенсації реактивної потужності;
- вартість затрат на досягнення мети;
- вартість затрат на обслуговування та ремонт обладнання.

Реактивна потужність та енергія ускладнюють показники роботи енергосистеми, іншими словами завантаження реактивними струмами генераторів електростанцій збільшує витрату палива; зростають втрати в мережах і в приймачах; підвищується падіння напруги в мережах.

Додатково навантажує лінії електропередачі і реактивний струм, що призводить до збільшення перетинів проводів та кабелів, і відповідно до збільшення капітальних витрат на внутрішньомайданчикові і зовнішні мережі.

Компенсація реактивній потужності, на даний момент, є важливим чинником що дозволяє розв'язати питання енергозбереження практично на будь-якому підприємстві.

Відповідно до оцінювання вітчизняних і провідних зарубіжних фахівців, частка енергоресурсів, а саме електроенергії займає величину близько 30-40% вартості продукції. І це у достатній мірі вагомий аргумент, щоб керівникові зі всією серйозністю наблизитися до аналізу і аудиту енергоспоживання і виготовлення методики компенсації реактивній потужності. Компенсація реактивній потужності – ось це ключ до рішення питання енергозбереження.

Головні споживачі реактивної потужності:

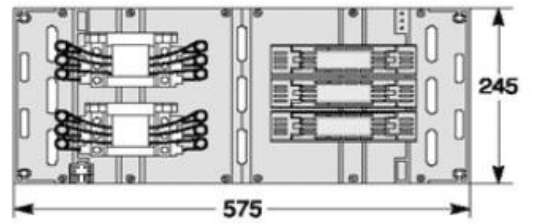
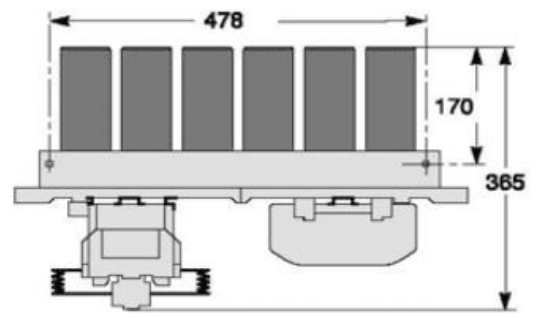
- асинхронні електродвигуни, що споживають 40 % усієї потужності разом з побутовими та власними потребами;
- електричні печі 8 %;
- перетворювачі 10 %;
- трансформатори усіх ступенів трансформації 35 %;
- лінії електропередачі 7 %.

Конденсатори, такі як Varplus2 виробництва Schneider Electric, які використовуються для комплектації конденсаторних установок НН, обладнані вбудованим запобіжником та спеціальною діафрагмою для запобігання вибуху конденсатора. Корпус таких конденсаторів зазвичай виготовлений з пластику, що забезпечує подвійну ізоляцію. Розглянемо на прикладі конденсатора НН типу Varplus2 особливості його конструкції.

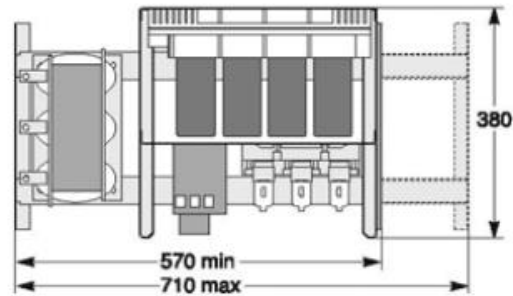
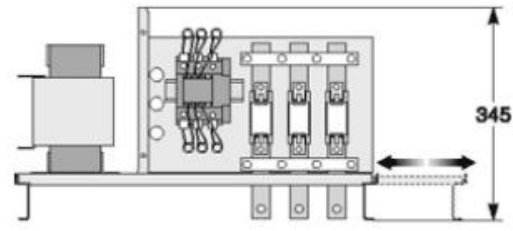
Конденсатори Varplus2 відповідають вимогам щодо обмеження використання небезпечних речовин у процесі виробництва (RONS); вони не містять рідких речовин. Система керування якістю та екологічна безпека виробництва відповідає вимогам ISO 9001 та ISO 1401. Конструкція конденсатора забезпечує захист від будь-яких внутрішніх та зовнішніх пошкоджень. Внутрішні пошкодження характеризуються, в основному, маленькими значеннями струму і запобігаються захистом від надлишкового тиску:



Конструкція конденсатора низької напруги типу Varplus M



Стандартного типу та типу Н подвійний блок конденсаторів



Для фільтрокомпенсувальних установок блок конденсаторів типу SAN

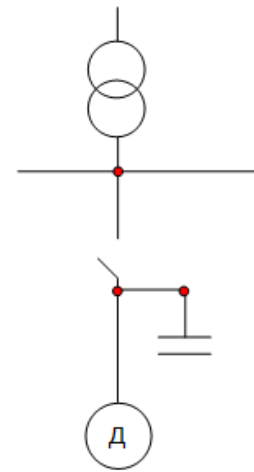
Сучасні конденсатори відомих виробників, таких як Nokia та Merlin, Gerin, характеризуються зменшеними втратами енергії (0,16 Вт/кВАр з використанням запобіжників і 0,12 Вт/кВАр без них) і мають поліпшену конструкцію з противибуховою діаграмою.

Види компенсації

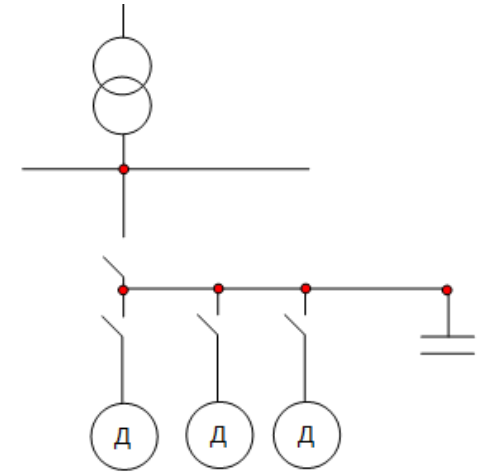
1. **Одинична компенсація:** цей метод переважно використовується там, де потрібна компенсація великих споживачів електроенергії, які мають потужність понад 20 кВт, і ця споживана потужність є стабільною протягом тривалого часу.

2. **Групова компенсація:** Цей метод застосовується в разі, коли кілька індуктивних навантажень розташовані поруч і підключені до одного розподільного пристрою. У такому випадку всі ці навантаження можуть бути компенсовані за допомогою однієї конденсаторної батареї.

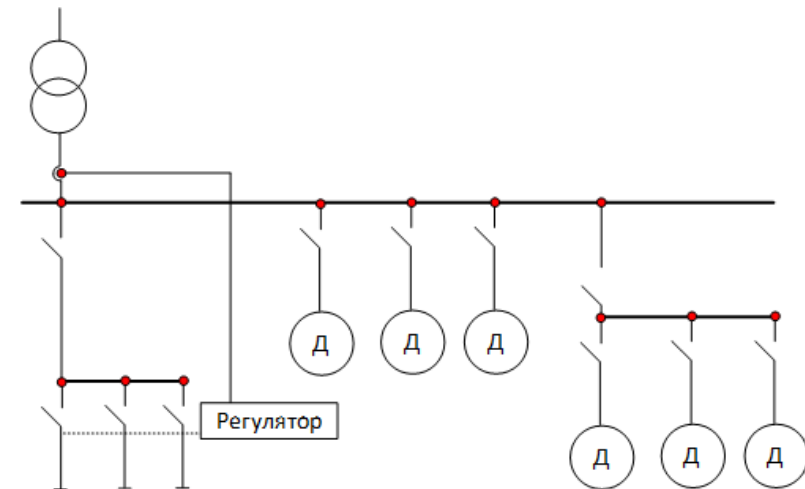
3. **Централізована компенсації** - включена потужність конденсаторів відповідає споживаній в певний момент часу реактивної потужності без перекомпенсації або недокомпенсації



Одинична компенсація



Групова компенсація



Централізована компенсація

Переваги установок обумовлені можливостями використання:

1. косинусних конденсаторів, що самовідновлюються, що гарантує їх надійність, довговічність і низьку вартість при профілактичних і ремонтних роботах.
2. спеціальних контакторів випереджаючого включення, які збільшують термін служби контакторів.
3. спеціальних контролерів декількох типів, що забезпечують автоматичне регулювання cosφ, зокрема з можливістю передачі даних на РС, а також можливість контролю в мережі вищих гармонік струму і напруги, індикації при несправностях та фільтрування вищих гармонійних складових.

Ці можливості підвищують ефективність та надійність роботи установок, зменшують необхідність у планових обслуговуваннях та ремонтах, а також забезпечують контроль і покращення параметрів енергосистеми.

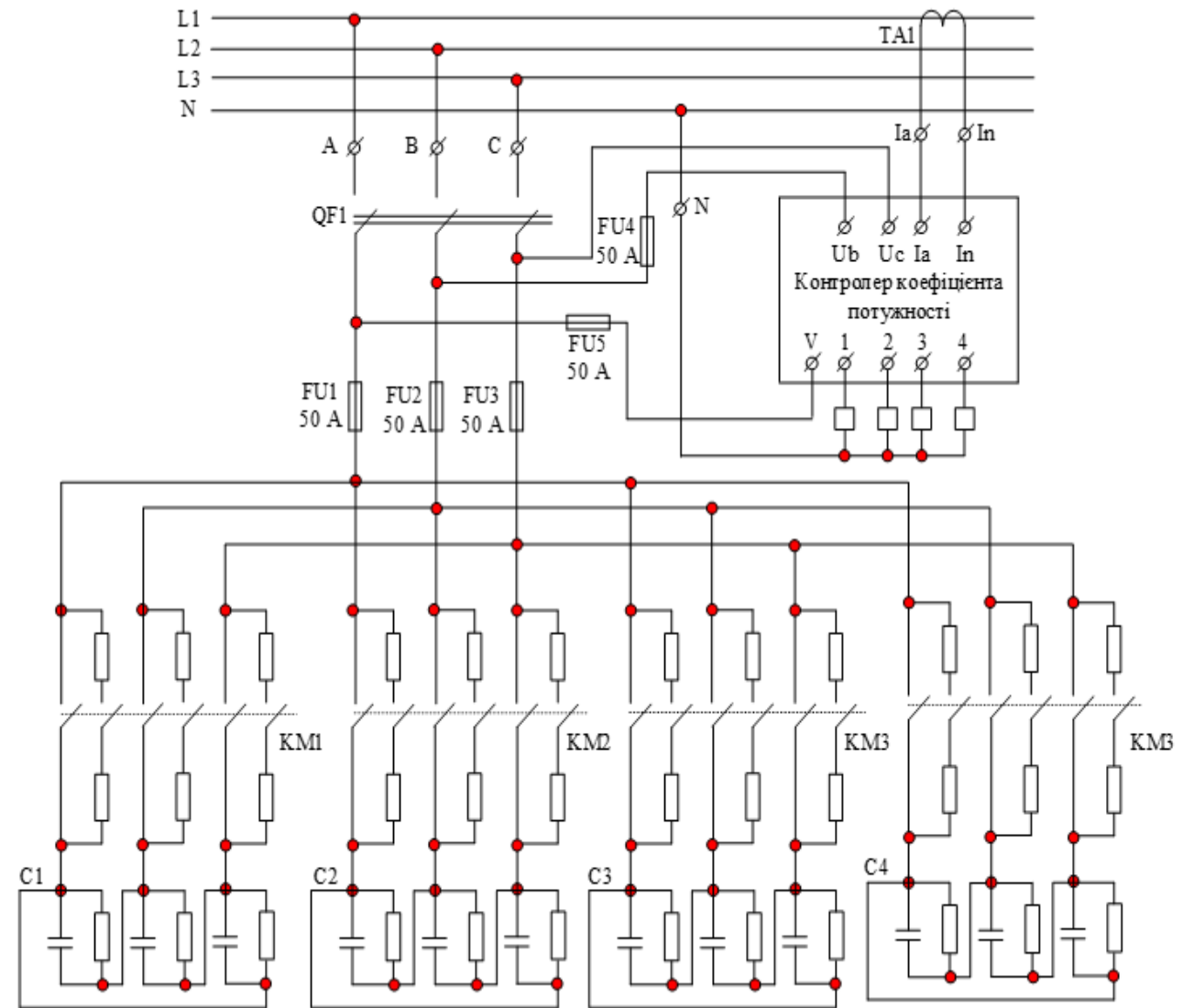


Схема конденсаторної установки

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Підстанція: Підстанція 110/35/10 / Фідер: Ф-1 / Відпуск ел.енергії:520.72 тис кВт*год					
Параметр		Значення, а.о.		Значення, %	
Електричні мережі компанії					
Втрати потужності, кВт					
У лініях 10 кВ:		25.0			
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:		13.0			
- навантажувальні:		2.7			
- неробочого ходу:		10.3			
У мережах 0,4 кВ:		0.0			
Сумарні втрати, кВт:		38.0			
Втрати електроенергії, кВт*год(%)					
У лініях 10 кВ:		20070.7		3.85 %	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:		9809.4		1.88 %	
- навантажувальні:		2168.9		0.42 %	
- неробочого ходу:		7640.5		1.47 %	
У мережах 0,4 кВ:		0.0		0.00 %	
Сумарні втрати, кВт*год(%)		29880.0		5.74 %	
Абонентські електричні мережі					
Втрати електроенергії, кВт*год(%)					
У лініях 10 кВ:		0.0		0.00 %	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:		0.0		0.00 %	
Сумарні втрати, кВт*год(%)		0.0		0.00 %	
Час максимальних втрат, год:		451.4			

Результати розрахунків по гілках вибраного фідера

Загальна інформація		Інформація про вузли			Інформація про вітки						
N вузла	Назва ТП	Тип тр-ра	К. тр.	К.зав.	Рген, кВт	Qген, кВАр	Рек, Ом	U, кВ	dP04, кВт	U04min, кВ	dU04,% від Un
10000								10.50			
80001								10.49			
10384								10.37			
384		ТМ-100/10	25.00	0.24				10.37			
80002								10.26			
80004								10.24			
10178								10.24			
178		ТМ-250/10	25.00	0.24				10.23			
80005								10.17			
10066								10.17			
66		ТМ-400/10	25.00	0.24				10.17			
10443								10.17			
443		ТМ-25/10	25.00	0.24				10.17			
10382								10.17			
382		ТМ-25/10	25.00	0.24				10.17			
383		ТМ-160/10	25.00	0.24				10.17			
10148								10.13			
148		ТМ-400/10	25.00	0.24				10.13			
437		ТМ-50/10	25.00	0.24				10.13			
10004								10.13			
4		ТМ-100/10	25.00	0.24				10.13			
306		ТМ-400/10	25.00	0.24				10.12			
10273								10.11			

Результати розрахунків по вузлах вибраного фідера

Результати аналізу компенсації реактивної потужності			
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки			
Інформація по фідеру Ф-1			
Втрати потужності	без врахування КУ	з врахуванням КУ	
в лініях 10 кВ	25.0 кВт	21.9 кВт	
в трансформаторах 10/0.4	13.0 кВт	13.0 кВт	
з них холостого ходу	10.3 кВт	10.3 кВт	
навантажувальні	2.7 кВт	2.7 кВт	
в лініях 0.4 кВ	0.0 кВт	0.0 кВт	
Сумарні	38.0 кВт	34.9 кВт	
cos φ по фідеру	0.86	0.91	
В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшились на 8.18%			

Результати аналізу ефективності встановлення компенсуючих пристроїв

ВИСНОВОК

Правильно впровадивши автоматичне керування компенсацією реактивної потужності, можна отримати значний економічний ефект та істотно оптимізувати роботу всього електроустаткування 6-10 кВ підприємства при порівнянні капіталовкладень зі стандартними варіантами.

У роботі було розглянуто одне з головних питань в енергетиці: компенсацію реактивної потужності в мережах. Це включає методи та засоби компенсації, вартість затрат на досягнення цілі, а також обслуговування та ремонт устаткування.

Отже, після проведених розрахунків і порівняння їх з початковими даними, були отримані такі результати:

- втрати в лініях зменшилися на 5 кВт, а втрати в трансформаторах залишилися незмінними на рівні 13 кВт, що призвело до зниження сумарних втрат з 38 кВт до 33 кВт;
- втрати електроенергії у лініях зменшилися з 20070,7 до 16839,0 кВт-год, а сумарні втрати зменшилися з 29880 до 26718,3 кВт-год.

Отже, можна зробити висновок, що втрати енергії зменшилися, а робота системи покращилася, досягнувши бажаного результату та забезпечивши необхідні рівні напруги в мережі.