

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

## **Магістерська робота**

**на тему:**

**“Аналіз методів компенсації реактивної потужності  
в низьковольтних мережах”**

**Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”**

Виконав студент гр. ЕТмз-91с

\_\_\_\_\_ Доброгорський В.О

Керівник, доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.

Консультанти:

по питанням охорони праці

\_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач

\_\_\_\_\_ Никифоров М.А

Суми – 2020

Сумський державний університет  
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання  
Кафедра електроенергетики  
**Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"**

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

на магістерську роботу студента групи ЕТмз-91с

Доброгорського Вячеслава Олександровича

1. Тема магістерської роботи: **“Аналіз методів компенсації реактивної потужності в низьковольтних мережах”**

затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2. Дата здачі роботи: \_\_\_\_\_ 2020 р.

3. Зміст пояснювальної записки:

ВСТУП;

1. Особливості режимів роботи міських мереж;
2. Властивості джерел і споживачів реактивної потужності;
3. Способи і засоби компенсації реактивної потужності ;
4. Розрахунок потужностей компенсуючих пристроїв мереж;
- 5 Охорона праці

– Висновки;

– Список використаної літератури.

4. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1	Лебединський І. Л.		
2	Лебединський І. Л.		
3	Лебединський І. Л.		
4	Лебединський І. Л.		
5	Лебединський І. Л.		

5. Дата видачі завдання:

\_\_\_\_\_

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.

Завдання отримав студент \_\_\_\_\_ Доброгорський В.О

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів магістерської роботи	Термін виконання
1	Розрахункова частина	1.11–10.11.20
2	Економічна частина	11.11–20.11.20
3	Охорона праці	20.11–24.11.20
4	Графічна частина	25.11–30.11.20
5	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	01.12–24.12.20

Студент-дипломник \_\_\_\_\_ Доброгорський В.О  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.  
(підпис)

## РЕФЕРАТ

с. 101, рис. 12, табл. 11

Бібліографічний опис: “Аналіз методів компенсації реактивної потужності в низьковольтних мережах” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.О Доброгорський\_; науковий керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 101 с.

**Ключові слова:** енергоефективність, енергозбереження, енергоспоживання, електрична енергія, реактивна потужність, конденсаторна установка, регулятори реактивної потужності, технічні показники.

энергоэффективность, энергосбережение, энергопотребление, электрическая энергия, реактивная мощность, конденсаторная установка, регуляторы реактивной мощности, технические показатели.

energy efficiency, energy saving, energy consumption, electric energy, reactive power, capacitor unit, reactive power regulators, technical indicators.

**Короткий огляд** – розглянуто: структура втрат електроенергії в міських розподільчих мережах 6-10/0.4 кВ, заходи щодо зменшення втрат у розподільчих мережах.

Показані властивості джерел і споживачів реактивної потужності, дана характеристика реактивної потужності,

Приведені заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності. Показана класифікація компенсувальних пристроїв. Розглянуті способи використання конденсаторних батарей для компенсації реактивної потужності та приведен розрахунок потужностей компенсуючих пристроїв мереж.

## Перелік прийнятих скорочень

АВР – автоматичний вимикач резерву

ТП – трансформаторна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

КРП – компенсація реактивної потужності

УКРП – установка компенсації реактивної потужності

БК – конденсаторна батарея

НН – низька напруга

ПС - понижувальна підстанція

РП – реактивна потужність

ПК – пристрої компенсації

ЛЕП – лінія електропередачі

ККД – коефіцієнт корисної дії

ДРП – джерела реактивної потужності

СД – синхронний двигун

СК – синхронні компенсатори

КЗ - коротке замикання

КП – компенсуюче пристрій

ТЕЦ –теплоелектроцентрально

ВН – висока напруга

ГДК –гранично-допустими концентрації

КПО – коефіцієнт природної освітленості

ПУЕ - правила улаштування електроустановок

## Зміст

Вступ.....		8
1	Особливості режимів роботи міських мереж.....	9
1.1	Структура втрат електроенергії в міських розподільчих мережах 6-10/0.4 кВ.....	9
1.2	Заходи щодо зменшення втрат у розподільчих мережах.....	12
1.3	Режимні заходи щодо зменшення втрат в мережах 6–10/0,4 кВ..	14
2	Властивості джерел і споживачів реактивної потужності.....	20
2.1	Характеристика реактивної потужності.....	20
2.2	Обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності	22
2.3	Джерела і приймачі реактивної потужності .....	25
2.3.1	Джерела реактивної потужності .....	26
2.3.2	Приймачі реактивної потужності.....	30
2.3.2.1	Силові трансформатори.....	31
2.3.2.2	Дугові електропічні установки.....	32
2.3.2.3	Перетворювальні установки.....	33
3	Способи і засоби компенсації реактивної потужності .....	35
3.1	Заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності.....	35
3.2	Пристрої компенсації реактивної потужності.....	38
3.2.1	Класифікація компенсувальних пристроїв.....	38
3.2.2	Використання конденсаторних батарей для компенсації реактивної потужності.....	40
3.2.3	Використання синхронних двигунів для компенсації реактивної потужності.....	42
3.2.4	Синхронні компенсатори.....	45
3.2.5	Шунтові конденсаторні батареї та реактори.....	47
3.2.6	Статичні компенсатори реактивної потужності.....	48
3.2.7	Статичні компенсатори прямого регулювання.....	49
3.2.7.1	Регулювання зміною опору.....	50

					MP.5.8.141.041.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Доброгорський				Літ	Аркуш	Аркушів	
Керівник.	Лебединский				В	6	87	
Н. контр.	Никифоров				СумДУ ЕТмз-91с			
Затверд.	Лебединский							

“Аналіз методів компенсації реактивної потужності в низьковольтних мережах”

	3.2.7.2	Регулювання зміною струму.....	52
	3.2.7.3	Регулювання зміною напруги.....	53
	3.2.7.4	Регулювання зміною частоти.....	55
	3.2.7.5	Статичні компенсатори непрямого регулювання.....	56
	3.2.7.6	Статичні компенсатори з реакторами, керованими вентилями.....	56
	3.2.7.7	Статичні компенсатори з реакторами, керованими підмагніченням.....	58
	3.2.7.8	Статичні компенсатори з параметричним регулюванням.....	59
	3.2.7.9	Комбіновані статичні компенсатори.....	59
4		Розрахунок потужностей компенсуючих пристроїв мереж.....	61
4.1		Компенсація реактивної потужності в електричних мережах напругою до 1 кВ.....	62
4.2		Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення напругою 6-10 кВ.....	65
4.3		Визначення потужностей батарей конденсаторів в мережах напругою вище 1 кВ.....	67
5		Техніка безпеки і охорона праці.....	69
5.1		Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту.....	69
5.2		Розрахунок заземлень в електричних мережах.....	74
	5.2.1	Однофазні мережі.....	76
	5.2.2.1	Мережа, ізолювана від землі.....	76
	5.2.2.2	Мережа з заземленим проводом.....	78
	5.2.2	Трифазна чотирипровідна мережа з глухозаземленою нейтраллю.....	79
	5.2.3	Трифазна трипровідна мережа з ізолюованою нейтраллю..	81
5.3		Призначення заземлювального пристрою.....	84
	5.3.1	Розрахунок заземлюючого пристрою.....	85
	5.3.2	Визначення напруги дотику.....	87
5.4		Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	88
5.5		Склад повітря робочої зони.....	89
5.6		Виробниче освітлення.....	90

5.7	Виробничий шум.....	92
5.8	Вібрація.....	94
5.9	Пожежна безпека.....	82
	Висновки.....	99
	Література.....	100

### Вступ

В даний час проблема компенсації реактивної потужності у споживачів є актуальною темою. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання.

Метою виконання роботи є аналіз підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж міст шляхом зменшення втрат потужності при компенсації реактивної потужності в низьковольтних мережах.

В роботі розглядаються такі питання:

- особливості режимів роботи міських мереж;
- властивості джерел і споживачів реактивної потужності;
- способи і засоби компенсації реактивної потужності;
- розрахунок потужностей компенсуючих пристроїв мереж
- аналіз проблемних питань в розподільних електричних мережах міст та можливі шляхи їх вирішення.



# 1 Особливості режимів роботи міських мереж

## 1.1 Структура втрат електроенергії в міських розподільчих мережах 6-10/0,4 кВ

Втрата електричної енергії в міських електромережах є найважливішим показником їх роботи, візуальний показник стану системи обліку електроенергії, ефективної роботи енергопостачальної організації.

Розподільчі мережі 6-10/0,4 кВ, є завершальною ланкою системи, яка забезпечує споживачам електроенергією. Їх працездатність в значній мірі визначає надійність, ефективність і якість роботи в цілому всього електроенергетичного комплексу.

Проблема зменшення втрат електроенергії в електричних мережах залишається актуальною і сьогодні, оскільки визначає ефективність будь-якого електромережевого підприємства, де критерієм такої ефективності є зменшення кількості втрат в передачі і розподілі електроенергії [1].

Втрати потужності є невід'ємним продуктом у виробництві, передачі та розподілі електроенергії [2,]. Проблема зниження втрат електроенергії в електромережах всіх класів напруг була завжди і являлася основною проблемою передачі та розподілу електроенергії. В умовах ринкової економіки, де величина втрат електроенергії має особливо важливе значення, через те, що прямо зв'язана з собівартістю виробництва та передачі, тарифами на електроенергію, енергозбереженням та іншими характеристиками, які визначають ефективність діяльності, як підприємств електроенергетичної галузі, так і інших галузей промисловості [2].

Будь-які заходи спрямовані першочергово або опосередковано для зниження втрат електроенергії, в них ефект може бути отриманий за допомогою технічного переозброєння, збільшення пропускної здатності, реконструкції та підвищення надійності електричних мереж.

					МР.5.8.141.041.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Доброгорський				Особливості режимів роботи міських мереж	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	9	101
Н. контр.	Никифоров				СумДУ ЕТмз-91с			
Затверд.	Лебединский							

Схеми електропостачання міських мереж 6-10/0,4 кВ відрізняються від схем електропостачання промислових підприємств. Сучасна практика показує, що в основному в міських розподільчих мережах, схеми електропостачання виконуються на радіальному типі з двостороннім живленням, відкритою перемичкою і автоматичним вимикачем резерву (АВР) [2].

Містобудування вимагає відповідного розвитку розподільчих мереж електропостачання, які є важливим елементом системи електропостачання будь-якого населеного пункту.

На даний час у містах України і, зокрема, в місті Суми є безпрецедентний обсяг індивідуального житлового будівництва, яке має значне навантаження на мережу. Через велику площу житла і з економічних міркувань, постачання електроенергії в основному забезпечується за допомогою кабельних ліній.

Основний ефект у зниженні технічних втрат електроенергії може бути отриманий за рахунок технічного переоснащення, реконструкції, збільшення пропускної здатності в лініях, надійності роботи електричних мереж і збалансованості режимів роботи, тобто шляхом запровадження дуже економічно затратних заходів. Дані заходи не тільки матеріально затратні, а і в деякому сенсі складні для реалізації і впровадження та ще й вимагають значних затрат часу [3].

Забудова нових районів обумовлює необхідність відповідного розвитку міських розподільчих мереж електропостачання, які є найважливішим елементом системи електропостачання будь-якого населеного пункту. Але сучасні темпи розвитку в сферах економіки, промисловості, будівництва нових житлових будинків, торгових центрів та інфраструктури міста загалом наклало свій відбиток на подальший розвиток електричних мереж, і при цьому склався ряд особливостей, характерний тільки для міських мереж.

Територія міста в основному забудовується з урахуванням тільки вигідного місцезнаходження земельних ділянок. До житлових масивів прибудована значна кількість універмагів, підприємств малого та середнього бізнесу, розважальні заклади. Проектування та наступне за ним будівництво нових ТП, ПЛ, КЛ, не

встигає за темпами новобудов, і до всього цього потрібно додати щорічний приріст електроспоживання до існуючого навантаження.

Рівень втрат від перетікання реактивної потужності в елементах електричної мережі досягає 30-40 % від втрат активної потужності, що становить близько 9-10 %. По даним [4], реактивна потужність в режимах найбільших навантажень при нормальних умовах роботи мережі приблизно в два рази перевищує сумарну встановлену активну потужність генераторів електростанцій.

В даний час у містах реактивна потужність яка споживається, становить близько 60-70 % від максимальної активної потужності навантаження і має тенденцію подальшого росту. Таке збільшення індукційного навантаження пов'язано з появою побутових і технологічних електроприймачів нового покоління, з великим питомим споживанням реактивної потужності.

У розподільчих мережах комунально-побутових користувачів, що містять переважно однофазне, яке змінюється по індивідуальному режиму навантаження, пристрої КРП в даний час використовуються дуже рідко. Але враховуючи, що за останнє десятиліття споживання електроенергії на 1 м<sup>2</sup> міського житлового сектору збільшився приблизно втричі, середня статистична потужність силових трансформаторів мереж міської інфраструктури досягла 325 кВА, а зона використання їх трансформаторної потужності змістилася у бік збільшення і знаходиться в межах 250-400 кВА, то необхідність використання КРП дуже очевидна.

В даний час сучасні міста мають безпрецедентне збільшення індивідуального житлового будівництва, яке має значне навантаження в електричних мережах. Тому з цього слідує, що і втрати в міських електричних мережах 6-10/0,4 кВ збільшились. Також частка споживання реактивної потужності складає 60-70 % від максимальної активної потужності навантаження яка споживається і постійно зростає. Тому заходи направлені на зменшення втрат сьогодні є більш необхідним, ніж будь-коли.

					MP.5.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		11

## 1.2 Заходи щодо зменшення втрат у розподільчих мережах

Типовий перелік заходів щодо зменшення втрат електроенергії в електричних мережах досить добре відомий і включений в галузеву інструкцію.

Існує три обов'язкові умови, при яких дії, спрямовані на зменшення втрат, можуть вважатися заходом по зниженню втрат [3].

Перша. До заходів зі зменшення втрат відносяться лише ті заходи, які зменшують втрати в мережі та обладнанні, які і спочатку працюють за нормальних технічних умов. Приведення умов до технічно допустимих меж не є заходом зі зменшення втрат.

Друга умова полягає в тому, що захід не має негативного впливу на безпеку персоналу, на якість виконання їх обов'язків, надійність електропостачання та якості електроенергії яка постачається.

Третя умова полягає у виконанні конкретної роботи саме з метою зменшення втрат.

З метою підвищення економічної ефективності електричних мереж здійснюються різні заходи для зменшення втрат електроенергії, як на етапі експлуатації, так і на стадії проектування [3]. На стадії експлуатації виконується оптимізація режимів роботи за допомогою різноманітних методів, серед яких часто застосовується оптимізація усталених режимів по напрузі і перерозподілу потоків реактивної та активної потужності в неоднорідних замкнутих мережах.

Одним з найефективніших заходів щодо зменшення втрат є компенсація реактивної потужності в електричних мережах. Економічний ефект від цих заходів очевидний.

Використання установок компенсації реактивної потужності (УКРП) дозволяє:

- знизити рівень втрат електроенергії в мережі;
- розвантажити лінії електропередач, силові трансформатори і розподільчі пристрої;
- підвищити якість електричної енергії в мережі;

						MP.5.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			12

- знизити витрати на оплату електроенергії та загальні витрати на енергоресурси;
- підключити додаткове активне навантаження, без збільшення потужності силового трансформатора і без збільшення перерізу силового кабелю.
- подовжити термін служби електрообладнання.

Економічний ефект від використання УКРП виражається в значній економії енергетичних ресурсів підприємствами, зниженням витрат на ремонт і аварійні ситуації, а також збільшення пропускної здатності лінії шляхом зменшення частки реактивної потужності в мережі.

Основними факторами, що впливають на втрату електроенергії, є:

- завантаження ліній електропередач;
- обмінний потік потужності;
- ступінь компенсації потоків реактивної потужності;
- ступінь наближення режиму до оптимального;
- рівень автоматизації супроводу режиму мережі.

На даний момент часу майже скрізь спостерігається ріст абсолютних і відносних втрат електроенергії при одночасному зменшенню відвантаження в мережу. На думку міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при передачі та її розподілі в електричних мережах більшості країн може вважатися задовільною, якщо вони не перевищують 4- 5 %. Втрати електроенергії на рівні 10% можна вважати максимально допустимими з точки зору фізики передачі електроенергії по мережам. Так як сьогодні цей рівень виріс у 1,5÷2, а для окремих підприємств електроенергетики – навіть в 3 рази, очевидно, що на тлі поточних змін в господарчому механізмі, енергетичного сектору, криза економіки в країні, проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила своєї актуальності, а навпаки вийшла в одне з завдань забезпечення фінансової стабільності організацій [4].

### 1.3 Режимні заходи щодо зменшення втрат в мережах 6–10/0,4 кВ

Основним критерієм перед початком процесу оптимізації є існування первинного допустимого по напрузі режиму [5].

Алгоритм складається з двох наступних логічних блоків, перший забезпечує визначення допустимого по напрузі режиму, а другий оптимізацію режиму розподільчих мереж. Режим який встановився вважається допустимим, якщо у всіх його вузлах живлення 6 (10) і вузлах 0,4 кВ трансформаторів споживача 6 (10)/0,4 кВ відхилення напруги знаходиться в межах  $\pm 5\%$  від номінального. При відсутності вихідного допустимого режиму, його визначення здійснюється за допомогою першого блоку розрахунку допустимого режиму, який складається з трьох під блоків, з яких перший робить знаходження допустимого режиму за рахунок регулювання відгалужень трансформаторів 6 (10) кВ. Другий блок встановленням конденсаторних батарей в трансформаторних вузлах 6 (10) кВ. Третій блок здійснює регулювання відгалужень трансформаторів споживача 6 (10) кВ. Якщо ж не вдається отримати допустимий режим, то процес вважається завершеним. При цьому знайдений режим більш близький до допустимого ніж первинний. Якщо вдалося визначити допустимий режим, то розпочинається оптимізаційний процес.

Зниження втрат електроенергії в мережах здійснюється шляхом регулювання відгалуженнями розподільчих трансформаторів 6/10 кВ [6].

Потім встановленням конденсаторних батарей на шинах 6-10 кВ або вводах 0,4 кВ трансформаторів. Для реалізації даної моделі застосовується метод по координатного спуску пошуком в ширину, тобто вліво або вправо від початкового положення.

У неоднорідній мережі відношення між активними та реактивними опорами (або провідностями) для різних гілок відрізняється. «Натуральний» розподіл активної та реактивної потужності визначається повною схемою заміщення, тобто схемою  $sg$  і  $x$ , наприклад для простої замкнутої електричної мережі. Розподіл потужності в мережі, відповідний мінімуму втрат, називають «економічним».

Оптимальний розподіл реактивної потужності між його джерелами з чотирьох конкретних завдань, по оптимізації режиму мережі, має найменший вплив на зменшення втрат, так як у важких режимах навантаження (коли можна розраховувати найбільший ефект) можливості зміни розподілу реактивних навантажень дуже мала. В режимах малих навантажень через низькі втрати значного ефекту не досягається. Слабкий вплив даного заходу пояснюється декількома причинами. По-перше, у важких режимах навантаження, запаси реактивної потужності є відносно невеликими. По-друге, передача реактивної потужності по електричній мережі пов'язана з помітним збільшенням втрат напруги і часто обмежується режимом напруг. Крім того, передача реактивної потужності пов'язана зі збільшенням втрат активної та реактивної потужностей, тому задача розподілу реактивної потужності по суті зводиться до найбільш повного використання найближчих до місця використання компенсуючих установок, або до зменшення загрузки лінії, особливо великої довжини.

Технічні заходи в електричних мережах живлення включають в себе установку компенсаторних установок. Для енергосистем, в яких є недостача реактивної потужності, компенсаторні установки розглядаються як засоби регулювання напруги. Але навіть при задовільних рівнях напруги встановлення компенсаторної установки може виявитися доцільним, так як знижуватиме втрати потужності в електричній мережі [8].

Найбільш ефективним способом зниження втрат потужності є установка конденсаторних батарей (БК).

Оптимізація режиму мережі живлення по реактивній потужності, напрузі і коефіцієнтам трансформації електростанцій, напруги та показників трансформації є одним з основних організаційних заходів щодо зменшення втрат електроенергії [5]. Задача оптимізації є в визначенні усталеного режиму електричної мережі при якому технічне обмеження і втрати активної потужності в мережі були б мінімальними.

Як зазначалося вище, розподільчі мережі 6-10 кВ виконані по радіальному типу електропостачання у зв'язку з цим управління активними потоками потужностей для того, щоб знайти оптимальний режим практично неможливо. Найбільш прийнятним і зручним способом оптимізації режимів розподільчих електричних мереж 6-10 кВ є управління потоками реактивної потужності шляхом встановлення джерела реактивної потужності біля навантаження.

В умовах експлуатації такі задачі оптимізації принципово відрізняються від проектних задач в тому, що пошук найкращого режиму виконується без додаткових капітальних витрат, на конфігурацією електричної мережі. Тому в якості найбільш загального критерію оптимізації режиму в міських електричних мережах, є щорічні витрати [8].

Переважає більшість робіт по компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах промислових підприємств і комунально-побутового сектору присвячено застосуванню нових методів і програм розрахунку. Оптимізації нормальних режимів по критерію мінімізації втрат енергії, скидок та надбавок, штрафними санкціями, розрахунку тарифів та собівартості електроенергії і т. п. Розглядається як правило, встановлення нерегульованих батарей конденсаторів та оптимізується їх розміщення в вузлах складної замкнутої електричної мережі. Розрахунки робляться як для мінімального, так і для максимального режиму, з перевіркою відповідності рівнів напруги в споживачів, нормованим значенням.

Таким чином, метою оптимізації режиму в міських розподільчих мережах є зменшення втрат електроенергії шляхом вибору оптимальної потужності та місць встановлення компенсуючих установок в електричних мережах, при цьому дотриматися допустимих рівнів відхилення напруги і балансу реактивної потужності [8].

При експлуатації енергосистеми, виникає питання про забезпечення оптимальних умов експлуатації електричної мережі, що зменшує експлуатаційні витрати на передачу і розподіл електроенергії. З традиційних методів можна виділити наступні:





Таким чином, додаткові втрати активної потужності  $\Delta P_p$ , викликані протіканням реактивної потужності  $Q$ , пропорційні їй квадрату.

2). Виникають додаткові втрати напруги, які є особливо значними в мережах районного значення. При передачі потужностей  $P$  та  $Q$  через елемент системи електрозабезпечення з активним опором  $R$  та реактивним  $X$ , втрати напруги складуть:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R}{U} + \frac{Q \cdot X}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p \quad (1.2)$$

де  $\Delta U_a$  - втрати напруги, викликані активною потужністю;

$\Delta U_p$  - втрати напруги, викликана реактивною потужністю.

Додаткові втрати напруги збільшують відхилення напруги на затискачах приймача від номінального значення при зміні навантажень і режимів електромережі. Це в свою чергу вимагає збільшення потужності, і відповідно, вартості засобів регулювання напруги.

3). Завантаження реактивною потужністю електричних мереж і трансформаторів знижує їх пропускну здатність і вимагає збільшення перерізів повітряних і кабельних ліній, збільшення номінальної потужності або кількості трансформаторів, підстанції і т. д.

Оскільки реактивний компонент є неминучим при експлуатації багатьох промислових підприємств, його не можна повністю виключити. Але є сенс застосовувати засоби, призначені для зменшення її споживання з мережі живлення.

У деяких електричних кіл, реактивна енергія що генерується дорівнює реактивній енергії, що споживається. І у зв'язку з тим, що більшість промислових підприємств є споживачами реактивної енергії, потреба в реактивній потужності, як правило, перевищує здатність її раціонально покривати генераторами в електростанціях [6]. Тому є потреба в дослідженні додаткових пристроїв які б поставляли в енергосистему реактивну потужність. Пристроями такого типу, які

називають компенсаторами, в ролі яких можуть виступати батареї конденсаторів, синхронні компенсатори та двигуни, а також статичні джерела реактивної потужності. При номінальному навантаженні генератори виробляють тільки близько 60 % необхідної реактивної потужності, 20 % генерується в ЛЕП з напругою вище 110 кВ, 20 % виробляють компенсуючі пристрої які розташовані на підстанціях або безпосередньо у споживача.

Ці міркування нас заставляють, настільки це технічно і економічно доцільно і вигідно, наближати джерела покриття реактивної потужності ближче до місць її споживання і зменшити надходження реактивної потужності від енергосистеми. Це дозволить в значній мірі розвантажити лінії живлення електропередачі та трансформатори від реактивної потужності [8].

Таким чином, для того, щоб отримати найкращий ефект від оптимізації реактивної потужності, необхідна установка компенсуючих пристроїв на шинах ТП низької напруги, що дозволить значно знизити сумарні втрати в її елементах, а також регулювання напруги на шинах ТП. Це дозволить оптимізувати коефіцієнт реактивної потужності і напрямок потоків реактивної потужності в мережі НН.

Також необхідно максимально наблизити джерела покриття реактивної потужності до місць його споживання, тим самим зменшуючи надходження РП з енергосистеми. І тим самим збільшуючи пропускну здатність лінії.

## 2 Властивості джерел і споживачів реактивної потужності

### 2.1 Характеристика реактивної потужності

Відомо, що більшість електроприймачів, а також пристроїв перетворення електроенергії, в силу своїх фізичних можливостей потребують для роботи, (крім тих, що надходять з мережі до електроприймачів активної енергії) енергії, необхідної для створення змінного електромагнітного поля, що отримала назву реактивної. Тому, в електричних мережах змінного струму, повна передана потужність  $S$  буде дорівнює геометричній сумі активної  $P$  і реактивної  $Q$  потужності.

Незважаючи на те, що на вироблення РП впливає активна потужність, а отже і паливо безпосередньо не витрачається, її передача по мережі викликає витрати активної енергії, які покриваються активною енергією генераторів (за рахунок додаткової витрати палива). Величина даних втрат може бути представлена наступним чином [9]:

$$W_{TP} = \frac{Q^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau, \quad (2.1)$$

де  $\tau$  - тимчасова характеристика графіка передачі РП.

При оцінці величини можна відштовхуватися від відомого поняття еквівалента РП - до рівного 0,08 кВт / кВАр і що означає, що в середньому на передачу 100 кВАр РП витрачається 8 кВт активної [9], але, на відміну від активної, РП може генеруватися компенсуючими пристроями (синхронними компенсаторами і електродвигунами, конденсаторами, статичними джерелами РП), причому паливо при цьому практично не споживається. Особливістю РП також є те, що витрати на її передачу не залежать від напрямку, тобто і споживання, і генерація в мережу еквівалентних обсягів РП однаково погано. У цьому сенсі поняття «Постачальник» або «Споживач» стосовно РП втрачає сенс, а термін «компенсація РП» (а не виробництво) абсолютно вірний [9].

					MP.5.8.141.041.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Доброгорський				Властивості джерел і споживачів реактивної потужності	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	20	101
Н. контр.	Никифоров					СумДУ ЕТмз-91с		
Затверд.	Лебединский							

Довгий час основним нормативним показником, що характеризує споживання РП [10, 11], був середньозважений коефіцієнт потужності, в загальному випадку визначається як:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}. \quad (2.2)$$

Але співвідношення  $P / S$  не дає уявлення про динаміку зміни реального значення РП. Так, при зміні  $\cos \varphi$  з 0,95 до 0,94 споживання РП ( $S \times \sin \varphi$ ) зросте на 10 %, а при зміні  $\cos \varphi$  з 0,99 до 0,98 приріст РП складе 42 %. Тому в якості коефіцієнта РП зручніше користуватися фактичним співвідношенням активної і реактивної складових повної потужності -  $\text{tg}$  [3]:

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q}{P}. \quad (2.3)$$

Таким чином, загальна задача оптимального електроспоживання [6], як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації систем електропостачання, включає в себе питання забезпечення КРП навантаження - в мережі періодичного напруги нескінченної потужності, навантаження повинно споживати з мережі струм за формою і фазі співпадає з напругою. Прийнято вважати, якщо струм відстає по фазою від напруги (індуктивний характер навантаження, то РП має позитивне значення (споживання РП, режим недокомпенсації), якщо струм по фазі випереджає напруга (ємнісний характер навантаження), то РП має від'ємне значення (генерація РП в мережу, режим перекомпенсації).

У загальному випадку, КРП застосовується для декількох цілей:

по-перше, вона необхідна для дотримання умови балансу РП вузлів навантаження;

по-друге, пристрої компенсації (ПК) РП застосовуються з метою зниження втрат в мережі електроенергії;

по-третє, ПК можуть бути використані при регулюванні напруги і поліпшення норм якості електроенергії.

## 2.2 Обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності

Проблема компенсації реактивної потужності є дуже актуальною для електропостачальних систем. Розглянемо рисунок 2.1 на якому наведена спрощена схема передачі електроенергії з двома ступенями трансформації [12].

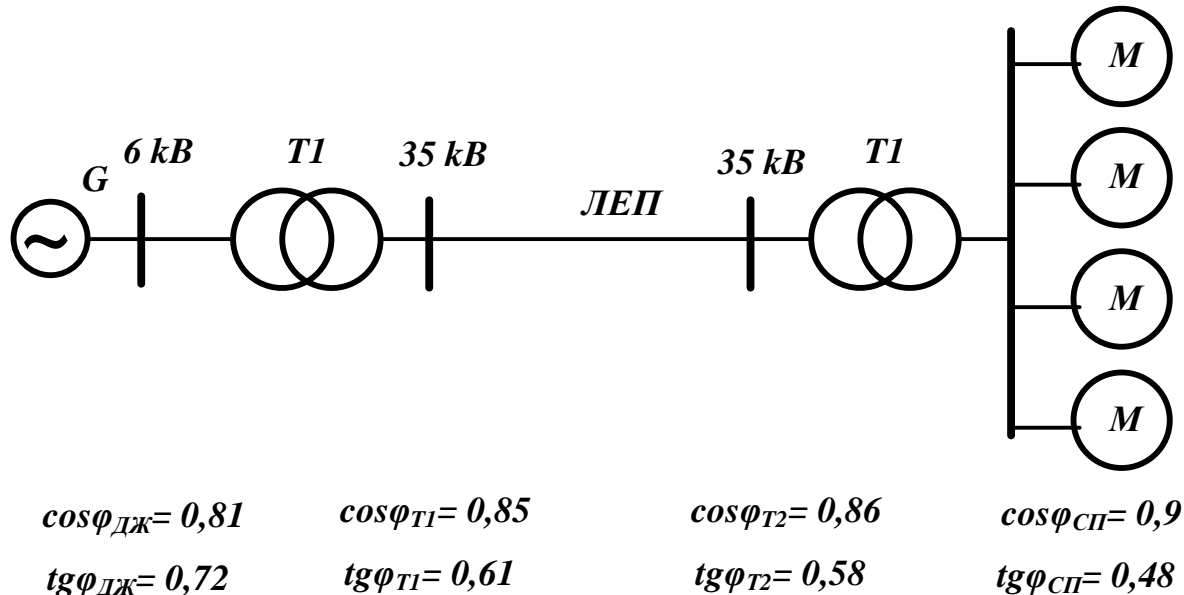


Рисунок 2.1 –спрощена схема передачі електроенергії з двома ступенями трансформації.

Як видно з рис.2.1, кожна ділянка електропостачальної системи зумовлює збільшення реактивної потужності і відповідну зміну коефіцієнту потужності. Так, якщо реактивна потужність навантаження на шинах 0,4 кВ становить 48 % активної потужності ( $Q_n = \operatorname{tg} \varphi_n \cdot P_n = 0,48 \cdot P_n$ ), то вже на шинах генераторної напруги ця цифра досягає значення 72 %. Наведені цифрові дані збільшення реактивної складової потужності (на 24 %) у даному випадку є лише орієнтовними. У реальних електропостачальних системах, де електрична енергія на шляху від джерела до електроприймача має значно більше ніж дві ступені трансформації, а довжина ЛЕП становить сотні і тисячі кілометрів, збільшення реактивної потужності, якщо не застосовувати заходи її компенсації, може бути значно більшим.

Таке зростання реактивної складової повної потужності за умови незмінного значення активної (корисної) складової зумовлює відповідне збільшення:

–повної потужності генератора, що визначається за формулою, ВА:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.4)$$

– струму, що визначається за формулою, А:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (2.5)$$

Генерація та передача від джерела живлення до електроприймачів великих значень реактивної енергії є економічно недоцільними з таких причин:

- зростають додаткові втрати активної потужності. Втрати мають місце в кожній ланці електропостачальної системи і повинні покриватися активною енергією генератора;
- з'являються додаткові втрати реактивної потужності в ЛЕП. Величина втрат реактивної потужності в ЛЕП визначається за формулою, кВАр:

$$\Delta Q = I \cdot X_L \cdot 10^{-3}, \quad (2.6)$$

де I - сила струму навантаження в ЛЕП, А;

$X_L$  - індуктивний опір 1 км ЛЕП, Ом/км.

- збільшення витрат на спорудження ЛЕП. Збільшення повної потужності S, що пов'язане зі збільшенням реактивної складової потужності Q, зумовлює згідно з (2.2) збільшення сили струму.
- неефективне використання потужності генераторів електростанцій. Повна потужність генератора S визначається двома складовими – активною P і реактивною Q. За умови нагрівання обмоток генератора повний струм генератора не повинен перевищувати його номінального значення.

У разі зростання реактивної потужності, активне (корисне) навантаження на генератор має бути знижене. Таке змушене зниження активного навантаження зумовлює зниження ККД генератора, тобто неефективне його використання. Зниження ККД зумовлює також збільшення питомих витрат пального;

- неефективне використання потужності силових трансформаторів. Ефективність використання потужності силових трансформаторів значною мірою залежить від коефіцієнту потужності.

Зменшення коефіцієнта потужності означає збільшення реактивної I зменшення активної складових повної потужності, що передається через транс-

форматор, за умови що повна потужність навантаження не перевищує номінального значення повної потужності трансформатора. При цьому ефективність використання потужності трансформатора знижується

- збільшуються втрати напруги на всіх елементах електропостачальної системи

ГОСТ 13109-97 обмежує допустимі зниження напруги в приймачів електричної енергії, а тому кількість реактивної енергії, що може бути передана по певних ділянках електропостачальної системи, є обмеженою. Перевищення цих граничних значень реактивної потужності може призвести до недопустимих спадів напруги.

Взаємозв'язок реактивної потужності і величини спаду напруги обумовив появу таких понять, як баланс, резерв і дефіцит реактивної енергії.

Баланс реактивної потужності передбачає рівність реактивної енергії, що генерується, і тієї, що споживається, за умови допустимих знижень напруги в певних вузлах електропостачальної системи. Рівняння балансу реактивної потужності записується формулою, кВАр:

$$Q_d = Q_c + Q_l + Q_t, \quad (2.7)$$

де  $Q_d$  - сумарне надходження реактивної енергії від джерел, кВАр;

$Q_c$  - сумарне реактивне навантаження від споживачів, кВАр;

$Q_l$  - сумарні втрати реактивної потужності в ЛЕП, кВАр;

$Q_t$  - сумарні втрати реактивної потужності в силових трансформаторах електропостачальної системи, кВАр.

Ураховуючи те що процеси генерації і споживання реактивної енергії збігаються в часі, а всі складові правої частини рівняння (2.4) в реальних системах є величинами змінними, баланс реактивної потужності за умови стабільної частоти струму досягається зміною спаду напруги. У ті моменти часу, коли реактивна потужність джерел живлення недостатня для покриття реактивної потужності споживачів при заданій напрузі, відбувається спад напруги до тих значень, доки не наступить баланс реактивних потужностей. Якщо ж співвідношення ре-



активних потужностей джерел і приймачів у певний момент часу зміниться на протилежне, відбувається підвищення напруги на таку величину, щоб баланс реактивних потужностей зберігався. Таке явище називається регулюючим ефектом навантаження на напругу. Як показує досвід експлуатації електропостачальних систем, регулюючий ефект проявляється лише за умови, що зниження напруги не досягне деякого критичного значення  $U_{кр}$ , яке для промислових електропостачальних систем дорівнює 75-85 % номінального значення напруги  $U_{ном}$ . Зниження напруги до значень менших від  $U_{кр}$  може призвести до явища, що називається лавиною напруги, під час якого відбувається затяжний перехідний процес дисбалансу як в окремих вузлах, так і в усій електропостачальній системі. Для запобігання лавини напруг і можливої зупинки роботи використовують спеціальні заходи: створення резервів реактивної потужності на електростанціях, відключення окремих споживачів, форсування збудження генераторів та ін.

Резервом реактивної потужності називають найбільше значення реактивної потужності, яке додатково може споживатися в певному вузлі електропостачальної системи, за умови дотримання допустимих значень знижень напруги.

Дефіцитом реактивної потужності називають найменше значення реактивної потужності, яке може бути скомпенсоване в певному вузлі електропостачальної системи за умови, щоб коливання напруги, зумовлене зміною реактивної потужності, не перевищувало встановлені межі.

Підсумовуючи вищевикладене, можна дійти висновку, що економічно доцільним є зменшення реактивної потужності, яка перетікає між джерелами живлення і електроприймачами, і тим самим зменшити величину втрат і збитків, зумовлених зазначеними вище явищами в складових частинах електропостачальної системи.

### 2.3 Джерела і приймачі реактивної потужності

Прийнято вважати, що реактивна потужність генерується певним елементом електропостачальної системи або електроприймачем, якщо він створює реактивний ємнісний (або активно-ємнісний) характер навантаження, і його називають

джерелом реактивної енергії, а реактивну потужність позначають  $Q_C$ . Якщо ж певний елемент електропостачальної системи або електроприймач створює реактивний індуктивний (або активноіндуктивний) характер навантаження, то вважається, що реактивна потужність споживається, і його називають приймачем реактивної енергії, а реактивну потужність позначають  $Q_L$ .

### 2.3.1 Джерела реактивної потужності

Джерелами реактивної потужності (ДРП) є:

- високовольтні лінії електропередачі повітряні і кабельні;
- силові статичні конденсатори;
- синхронні двигуни в режимі перезбудження;
- генератори електростанцій;
- синхронні компенсатори;
- статичні тиристорні компенсатори;
- компенсаційні перетворювачі зі штучною комутацією.

Розглянемо витрати на генерацію реактивної потужності деякими ДРП.

Зарядна потужність ліній електропередач обумовлена реактивною провідністю по відношенню до землі:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^6}{\lg \frac{D_{CP}}{r}}, \quad (2.8)$$

Провідність  $b_0$  не залежить від матеріалу і може прийматися однакою для будь-якого металу. Наявність ємнісної провідності в ЛЕП призводить до утворення зарядних струмів, а, отже, і реактивної потужності, що генерується лінією:

$$Q_{ЗАР} = b_0 \cdot L \cdot U^2 \quad (2.9)$$

Значення ємнісної провідності для кабелів у багато разів більше, ніж для повітряних ліній. У кабелях ємнісні струми починають впливати вже при напрузі 20 кВ. Для повітряних ліній рекомендується враховувати зарядну потужність

при напрузі 110 кВ і вище. Витрати на генерацію реактивної потужності ЛЕП дорівнюють нулю:  $Z = 0$ .

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

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

Таблиця 2.2 - Зарядні потужності ЛЕП

Напруга ЛЕП, кВ	$q_0$ , кВАр/км	Характеристика ЛЕП
110	36	ПЛ
150	68	ПЛ
220	140	ПЛ
330	430	ПЛ 2 проводи в фазі
500	950	ПЛ 3 проводи в фазі
750	2250	ПЛ 4 проводи в фазі
35	99	КЛ

Статичні конденсатори (БК) застосовуються в системах електропостачання промислових підприємств, міст і в сільських районах.

Основними їх перевагами є:

- 1) незначні втрати активної потужності в конденсаторах напругою до 1000 В -  $\Delta P_{БК} = 0,0045$  кВт/кВАр, вище 1000В -  $\Delta P_{БК} = 0,0025$  кВт/кВАр;
- 2) відсутність обертових частин і порівняно мала маса;
- 3) більш проста і дешева експлуатація, ніж інших ДРП;
- 4) можливість установки в будь-якій точці мережі і зміни потужності в залежності від потреб.

Головним джерелом реактивної енергії для електропостачальної системи є генератори електростанцій - турбогенератори або гідрогенератори.

Турбогенератор являє собою швидкохідну горизонтальну електричну машину з нерухомим статором і обертовим циліндричним неявнополюсним ротором. Вал ротора цих генераторів безпосередньо з'єднаний з валом парової або газової турбіни і обертається з великою швидкістю.

Відповідно до частоти змінного струму 50 Гц промисловість виготовляє в основному двополюсні (значно рідше - чотириполюсні) турбогенератори з номінальною частотою 3000 об/хв і активною потужністю 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 200; 300; 500; 800; 1000; 1200 МВт.

Турбогенератори виготовляються з такими номінальними значеннями коефіцієнтів потужності ( $\cos \varphi_{ном}$ ):

- при потужності до 100 МВт - 0,8;
- при потужності 160-500 МВт - 0,85;
- при потужності 800 МВт і вище - 0,85-0,90.

Гідрогенератор являє собою тихохідну вертикальну електричну машину. Частота обертання ротора гідрогенератора приймається рівною найбільш вигідній частоті обертання гідротурбіни і може мати значення від 50 до 750 об/хв.

Гідрогенератори виготовляються з такими номінальними значеннями коефіцієнтів потужності ( $\cos \varphi_{ном}$ ):

- при потужності до 125 МВт-0,8;
- при потужності понад 125 і до 360 МВт - 0,85;
- при потужності понад 360 МВт-0,90.

При номінальному навантаженні реактивна потужність генератора визначається за формулами, кВАр:

$$Q_{НОМ} = P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ} \quad (2.10)$$

або

$$Q_{НОМ} = S_{НОМ} \cdot \sin \varphi_{НОМ} \quad (2.11)$$

де  $P_{НОМ}$  - номінальна активна потужність генератора, МВт;

$S_{НОМ}$  –номінальна повна потужність генератора, МВА;

$\operatorname{tg} \varphi_{НОМ}$  –номінальне значення коефіцієнта потужності генератора.

Зміна реактивної потужності, що генерується, супроводжується відповідними змінами розмагнічуючої дії реакції якоря генератора. У разі, коли реактивна потужність генератора перевищуватиме його номінальне значення, можливі три варіанти вирішення цієї проблеми:

1. Необхідно збільшувати струм збудження генератора вище від номінального значення. Але таке збільшення протягом тривалого часу неможливе, оскільки воно може призвести до перевантаження і перегрівання обмоток ротора й збудника.
2. Залишити струм збудження генератора рівним номінальному. У такому разі при збільшенні реакції якоря повна потужність генератора  $S$  буде меншою за її номінальне значення кВА:

$$S < S_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi_{НОМ}} \quad (2.12)$$

При цьому активне навантаження генератора зменшується непропорційно зменшенню його коефіцієнту потужності, а дещо швидше, і при зниженні активного навантаження генератора від нього неможливо отримати номінальну повну потужність  $S_{НОМ}$ .

3. Вжити заходів для зменшення реактивної складової повної потужності і тим самим забезпечити найбільш сприйнятливий режим роботи генератора.

Крім генераторів електричних станцій, джерелами реактивної енергії в електропостачальних системах є лінії електропередачі.

Як було показано, крім активної складової опору ЛЕП, мають місце й реактивні складові. У трипровідних мережах кожний фазний провід і земля, а в чотирипровідних - три фазні і один нейтральний провід та земля являють собою сукупність умовних конденсаторів ( $C_A, C_B, C_C, C_0$ ), через які протікає зарядний струм ЛЕП.

Величина реактивної ємнісної потужності визначається за формулою, кВАр:

$$Q_C = q_0 \cdot L, \quad (2.13)$$

де  $L$  - довжина ЛЕП, км;

$q_0$  - питома активна провідність ЛЕП, См/км, що визначається за формулою:

$$q_0 = b_0 \cdot U_{НОМ}^2 \quad (2.14)$$

Крім генераторів електростанцій та ЛЕП, інших, так би мовити, «природних» джерел реактивної енергії в електропостачальній системі немає. А тому для збереження балансу в системі реактивної потужності цих основних джерел має бути достатньо для покриття всіх реактивних навантажень приймачів реактивної енергії, або ж частину реактивної потужності необхідно компенсувати. Близько 50 % реактивної потужності в електропостачальній системі виробляють генератори електростанцій, 25 % - ЛЕП, а 25 % необхідно компенсувати для збереження балансу реактивної енергії.)

### 2.3.2 Приймачі реактивної потужності

Приймачами реактивної енергії можуть бути як окремі елементи електропостачальної системи (силові трансформатори, реактори, ЛЕП), так і електроприймачі. Загальною характерною особливістю всіх приймачів реактивної енергії є те, що за своїм принципом дії вони використовують магнітне поле, на створення якого і використовується реактивна енергія.

Розподіл реактивної енергії між головними приймачами реактивної енергії відбувається в таких пропорціях: силові трансформатори – 45 %, асинхронні двигуни – 35 %, електричні мережі – 13 %, інші електроприймачі (індукційні та дугові печі, зварювальні трансформатори, перетворювальні установки, освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами та ін.) -7 %.

На промислових підприємствах до основних приймачів електричної енергії належать: асинхронні двигуни, на які припадає 60-65 % реактивної енергії, що споживається; трансформатори - 20-25 %; інші приймачі -10-15 %.

З кожним роком зростають реактивні навантаження і в електропостачальних мережах житлових будинків, споруд та будинків суспільного призначення. Особливо це характерно для нових висотних будинків у містах, де встановлюються пасажирські й вантажні ліфти, функціонують системи водопостачання, вентиляції,

пожежного захисту та ін. Суттєво збільшується споживання реактивної енергії і побутовими приладами: холодильниками, пральними машинами, кухонними приладами, освітлювальними приладами з люмінесцентними лампами та ін. Коефіцієнт потужності деяких із них становить лише  $\cos\phi=0,4-0,5$ . Одинична потужність таких електроприймачів, як правило, невелика, але зважаючи на те, що рахунок таких електроприймачів в середньостатистичній квартирі йде на десятки, а для багатоповерхового будинку - на сотні й тисячі штук, фактичний коефіцієнт потужності на ввіді в багатоповерховий будинок може бути меншим за  $\cos\phi=0,7$ .

### 2.3.2.1 Силові трансформатори

Силовий трансформатор являє собою приймач реактивної енергії, що зумовлено принципом дії трансформатора, який базується на законі електромагнітної індукції.

При подачі змінної синусоїдної напруги  $u_1$  на первинну обмотку 1 трансформатора з кількістю витків  $w_1$  по ній буде протікати змінний синусоїдний струм  $i_1$ . У первинній обмотці електрична енергія перетворюється в енергію змінного магнітного поля, що, як було доведено, можливе за наявності реактивної індуктивної потужності. Магнітне поле первинної обмотки зумовлює появу двох магнітних потоків - основного  $\Phi_1$  і розсіювання  $\Phi_{1p}$ .

Аналізуючи наведене вище, можна дійти висновку, що в силових трансформаторах для створення магнітних потоків (основного і розсіювання) необхідна реактивна потужність  $Q_T$ , яку, як правило, представляють через дві основні складові, кВАр:

$$Q_T = Q_0 + \Delta Q_T, \quad (2.15)$$

де  $Q_0$  - реактивна потужність у режимі неробочого ходу, кВАр;

$\Delta Q_T$  - приріст споживання реактивної потужності трансформатора при заданому значенні його навантаження, кВАр.

Реактивна потужність неробочого ходу з достатнім для практичних розрахунків наближенням може бути розрахована за формулою, кВАр:

$$Q_0 = I_0 \cdot U_{1НОМ} = \frac{I_{0\%}}{100\%} \cdot I_{1НОМ} \cdot U_{1НОМ} \approx \frac{I_{0\%} \cdot S_{НОМ}}{100\%}, \quad (2.16)$$

де  $I_0$  - струм первинної обмотки трансформатора в режимі неробочого ходу, А;

$I_{0\%}$  - струм неробочого ходу трансформатора в відсотках до номінального значення, величина якого дається в паспорті на трансформатор та в довідниках, %;

$I_{1НОМ}$  - номінальний струм первинної обмотки трансформатора, А;

$U_{1НОМ}$  - номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ;

$S_{НОМ}$  - номінальна повна потужність трансформатора, кВА.

Приріст споживання реактивної потужності з достатнім для практичних розрахунків наближенням може бути розрахованим за формулою, кВАр:

$$\Delta Q_T = I_{1НОМ} \cdot u_K \beta_T^2 = \frac{u_{K\%}}{100\%} \cdot I_{1НОМ} \cdot U_{1НОМ} \cdot \beta_T^2 \approx \frac{u_{K\%} \cdot S_{НОМ}}{100\%} \cdot \beta_T^2 = \Delta Q_{ТНОМ} \cdot \beta_T^2, \quad (2.17)$$

де  $\beta_T = I/I_{НОМ}$  - коефіцієнт навантаження трансформатора;

$u_K$  - напруга дослідного короткого замикання, кВ;

$u_{K\%}$  - напруга короткого замикання в відсотках до номінального значення, %.

### 2.3.2.2 Дугові електропічні установки

У дугових електропічних установках електрична енергія перетворюється на теплову завдяки горінню електричної дуги, яка являє собою самостійний електричний розряд у газовому середовищі і супроводжується інтенсивним виділення тепла.

Дугові електропічні установки є потужними і досить складними високівольтними електроустановками. Електрична потужність дугових електропічних установок складає, як правило, від одиниць до десятків МВА. Споживання реактивної енергії в цих електроустановках відбувається в понижувальному пічному трансформаторі, реакторі і в короткій мережі.

						MP.5.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			32



Для дугових електропічних установок малої та середньої потужності використовують трифазні пічні трансформатори, а для установок великих потужностей - групи однофазних пічних трансформаторів. Номінальна вторинна напруга трансформаторів становить 160-600 В. Для таких трансформаторів характерними є експлуатаційні короткі замикання, які супроводжуються стрибками струмів і можуть протікати досить тривалий час. Ураховуючи цю специфіку роботи пічні трансформатори виготовляються такими, що реактивна складова потужності їх значно більша, ніж у звичайних силових трансформаторах такої самої потужності.

Живлення установок індукційного нагрівання може відбуватися від цехової електричної мережі частотою 50 Гц (безпосередньо або через спеціальні понижувальні трансформатори) або від машинних та тиристорних перетворювачів частоти, які забезпечують частоту 500-10000 Гц, а іноді й вище.

З урахуванням наведеного установки індукційного нагрівання можна розглядати як трансформатор, у якому мають місце значні потоки розсіювання, що становлять 20-30 % основного магнітного потоку. У зв'язку з цим для таких установок характерним є суттєва реактивна складова потужності. Коефіцієнт потужності установок індукційного нагрівання становить  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,1-0,3$ .

### 2.3.2.3 Перетворювальні установки

У промисловості набули широкого використання перетворювальні установки з використанням некерованих та керованих напівпровідникових вентилів, у яких відбувається перетворення змінного синусоїдного струму в постійний. Вентильні перетворювальні установки є приймачами реактивної енергії, оскільки в них між основною (першою) гармонікою струму і напругою має місце кут зсуву фаз  $\varphi$ . У некерованих напівпровідникових перетворювачах величина реактивної потужності залежить від кута комутації вентилів  $\gamma$ . У керованих напівпровідникових перетворювачах реактивна потужність також залежить від кута комутації  $\gamma$ , але в них більший вплив на цей показник має кут відкривання вентилів  $\alpha$ . При-

чому збільшення цього впливу зростає зі збільшенням діапазону регулювання величини кута  $\alpha$ .

Величина реактивної потужності розраховується за формулами:

–для некерованих напівпровідникових перетворювачів, кВАр:

$$Q_{II} = P_{II} \cdot \operatorname{tg} \varphi = P_{II} \cdot \operatorname{tg} \frac{\gamma}{2}, \quad (2.18)$$

–для керованих напівпровідникових перетворювачів, кВАр:

$$Q_{II} = P_{II} \cdot \operatorname{tg} \varphi = P_{II} \cdot \operatorname{tg} \left( \alpha + \frac{\gamma}{2} \right), \quad (2.19)$$

де  $P_{II}$  - активна потужність перетворювача, кВт;

$\varphi$  - кут зсуву фаз між векторами струму і напруги основної частоти, рад.

					MP.5.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		34

### 3 Способи і засоби компенсації реактивної потужності

Заходи компенсації забезпечують зменшення реактивної потужності, що перетікає між джерелами та електроприймачами, природно без використання спеціальних засобів компенсації, а тому не потребують великих матеріальних витрат для їх реалізації. Тому ці заходи мають упроваджуватись в першу чергу, і лише коли їх наслідки будуть недостатніми для досягнення необхідного ступеня компенсації, повинні розглядатися і

#### 3.1 Заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності

Зменшення споживання реактивної потужності споживачами можна досягти за рахунок організаційних та технічних заходів. Організаційні заходи необхідно (розглядати та застосовувати найперше, оскільки вони не вимагають витрат значних коштів. Зважаючи на те, що основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни, трансформатори та вентиляльні перетворювачі, то насамперед необхідно проаналізувати їх роботу та схеми в таких аспектах:

- створення раціональної схеми електропостачання шляхом зменшення кількості трансформаторів між джерелом і електроприймачами. Цей захід може бути втіленим як на стадії проектування та створення нових схем електропостачання, так і при реконструкції уже діючих;
- розроблення та впровадження заходів з вирівнювання графіків навантаження і покращення енергетичного режиму роботи силового електрообладнання.
- заміна на менш потужні або відключення частини силових трансформаторів що навантажені в середньому менше ніж на 30 %. Неefективна експлуатація трансформаторів з навантаженням менше 30 %. Як окремий випадок використання цього засобу є відключення одного із двох трансформаторів, що працюють паралельно. Під час обідніх перерв на підприємстві, в неробочі години доби та у неробочі дні, коли

					MP.5.8.141.041.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Доброгорський				Способи і засоби компенсації реактивної потужності	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	35	101
Н. контр.	Никифоров					СумДУ ЕТмз-91с		
Затверд.	Лебединский							

навантаження значно знижується, відключення одного з двох трансформаторів дозволяє суттєво зменшити втрати реактивної потужності;

- правильний вибір електродвигунів за потужністю та видом. Доцільність використання цього засобу доведена. Більшість асинхронних двигунів найбільші значення коефіцієнта потужності  $\cos \varphi$  мають при завантаженні 75-100 % номінальної потужності. Якщо дозволяють технологічний процес, умови навколишнього середовища, вимоги до пуску та регулювання швидкості, перевагу слід надавати асинхронним двигунам із короткозамкненим ротором, а не асинхронним двигунам із фазним ротором; швидкісним двигунам, а не тихохідним; одно-, а не багато швидкісним; відкритого або захищеного, а не закритого виконання;
- заміна асинхронних двигунів, що завантажені менш ніж на 70 % їх номінальної потужності, іншими з меншою номінальною потужністю. У більшості випадків стандартний ряд потужностей асинхронних двигунів напругою до 1 кВ, що виготовляються промисловістю в даний час, дозволяє виконати таку заміну на практиці;
- перемикання статорних обмоток асинхронного двигуна напругою до 1 кВ, основною схемою якого є схема «трикутник», на схему «зірка», якщо двигун завантажений менш ніж на 40 % номінальної потужності. Цей захід доцільно використовувати тоді, коли заміна недовантаженого двигуна на менш потужний є складною і дорогою (наприклад, двигун є вбудованим у робочий механізм).

При перемиканні статорних обмоток асинхронного двигуна зі схеми «трикутник» на «зірка» напруга на фазних обмотках зменшується в  $\sqrt{3}$  рази, що зумовлює суттєве зменшення струму намагнічення, а відповідно, і реактивної потужності. Однак слід мати на увазі, що при такому перемиканні в три рази зменшується момент на валу електродвигуна, а тому значно погіршуються його пускові та перевантажувальні властивості;

- покращення якості ремонту двигунів. Обмотка статора є одним із найбільш «слабких місць» асинхронних двигунів. А тому ремонт асинхронних двигунів, пов'язаний з заміною обмотки статора, є одним із найбільш поширених.

При виконанні ремонту електродвигунів неприпустиме обточування ротора, оскільки вона зумовлює збільшення повітряного зазору між ротором і статором, а збільшення зазору, навіть на десяті частки міліметра, призводить до значного зростання реактивного струму. Для спрощення процедури видалення старої обмотки з пазів використовують нагрівання статора до високих температур, при яких вигорає ізоляція обмотки. Таке нагрівання призводить до суттєвих погіршень магнітних властивостей двигуна і зниження енергетичних показників двигуна.

Основним показником якості виконаного ремонту асинхронного двигуна є відповідність струму неробочого ходу нормативним значенням;

- **обмеження тривалості роботи** в режимі неробочого ходу двигунів та зварювальних трансформаторів. Реактивна потужність, що споживається у режимі неробочого ходу, знаходиться за формулою. Для більшості асинхронних двигунів реактивна потужність в режимі неробочого ходу становить 60-70 % реактивної потужності при номінальному навантаженні.

Експериментально доведено, що коли тривалість роботи в режимі неробочого ходу перевищує 10 с, доцільним є відключення електродвигуна від мережі, що забезпечує суттєве зменшення споживання як реактивної, так і активної енергій. Для цього використовують обмежувачі неробочого ходу.

- **заміна асинхронних двигунів синхронними.** Доцільність такої заміни пояснюється тим, що синхронні двигуни, крім виконання своєї основної функції - перетворення електричної енергії в механічну, паралельно забезпечують і підвищення коефіцієнта потужності.

Синхронні двигуни мають більш високий ККД, ніж асинхронні двигуни тієї самої потужності. Враховуючи те, що синхронні двигуни виготовляються на менші швидкості, ніж асинхронні, іноді вдається при заміні асинхронних двигунів синхронними уникнути передавального пристрою в складі електропривода.

У синхронних двигунів обертовий момент меншою мірою, чим у асинхронних, залежить від коливань напруги в мережі живлення (величина обертового моменту в

асинхронних двигунів пропорційна квадрату напруги, а в синхронних - у першому ступені).

Проте слід зауважити, що синхронні двигуни мають і низку недоліків порівняно з асинхронними, головними із яких є:

- необхідність двох джерел живлення (постійного та змінного струмів);
  - збільшення габаритів, маси і вартості;
  - складність процесу запуску та обслуговування в процесі експлуатації;
- **удосконалення схем напівпровідникових перетворювачів.** Зменшення реактивної потужності напівпровідникових перетворювачів може бути досягнутим зменшенням кута комутації вентилів, кута відкривання вентилів і границь його регулювання, несиметричністю керування вентилями, використанням штучної комутації. У схемах зі штучною комутацією вентилів пристрої комутації використовують конденсатори. Доцільність використання таких схем пояснюється тим, що конденсатори в таких схемах використовуються більш ефективно, ніж при звичайному ввімкненні в мережу з метою компенсації реактивної потужності. Тому перетворювачі, виконані за схемою штучної компенсації, розглядаються як спеціалізований засіб, який поряд з виконанням своїх основних функцій, пов'язаних із перетворенням змінного струму в постійний, виконує також і функцію компенсації реактивної потужності;

## 3.2 Пристрої компенсації реактивної потужності

### 3.2.1 Класифікація компенсувальних пристроїв

В історичному аспекті компенсувальні пристрої реактивної потужності в енергосистемах з часом набували все більшої різноманітності та технічної складності. На перших етапах розвитку ЕПС, коли вони являли собою локальні системи, баланс не тільки активної, а й реактивної потужності забезпечували генератори електростанцій, які виготовляли з номінальним коефіцієнтом потужності на рівні  $\cos\varphi = 0,6$ .

Під час об'єднання електростанцій в електричні системи починають застосовувати для місцевих реактивних навантажень спеціальні синхронні машини - синхронні компен-

сатори, а також використовувати компенсувальну здатність синхронних двигунів, які разом становлять в класифікації окремий клас - динамічні компенсувальні пристрої.

У той самий час у місцях дефіциту реактивної потужності починають застосовувати конденсаторні батареї (переважно на низькій напрузі), а в місцях її надлишку - шунтові реактори (на довгих лініях енергосистем). Ці два типи компенсувального обладнання називаються нерегульованими статичними компенсувальними пристроями.

Подальший розвиток техніки компенсувальних пристроїв ґрунтується на використанні конденсаторних батарей та реакторів з різноманітними схемами їх сполучень та застосуванням різних принципів регулювання.

Класифікацію компенсувальних пристроїв за різними ознаками зображено на рис.3.1. За цією класифікацією розглянуто їхні конструкції, принцип дії, основні техніко-економічні показники, переваги та недоліки.



Рис. 3.1 – Класифікація компенсувальних пристроїв

### 3.2.2 Використання конденсаторних батарей для компенсації реактивної потужності

Конденсаторні батареї є основним засобом компенсації реактивної потужності в системі електропостачання.

Головними достоїнствами їх є:

- 1) Малі втрати активної потужності (0,0025-0,005 кВт/кВАр)
- 2) Простота експлуатації (через відсутність обертових частин, малої маси і відсутності фундаментів)
- 3) Можливість збільшення або зменшення встановленої потужності залежно від потреби
- 4) Можливість установки в будь-якій точці мережі:
  - в окремих електроприймачів,
  - групами в цехах,
  - в великих батареях.

До недоліків конденсаторів відносяться:

- 5) Залежність генерованої реактивної потужності від напруги мережі:

$$Q_{ГЕН} = \left(\frac{U_c}{U_{БК}}\right)^2 \cdot Q_{Н.БК}, \quad (3.1)$$

де  $U_c$  – фактична напруга мережі, кВ;

$U_{БК}$  – номінальна напруга конденсаторної установки, кВ;

$Q_{н.БК}$  – реактивна потужність конденсаторної батареї при  $U_c = U_n$

- 6) Чутливість до перекручень живильної напруги (вищих гармонік);
- 7) Пожежонебезпечність;
- 8) Наявність залишкової напруги.



Залежно від місця підключення конденсаторних установок компенсація може бути розділена на індивідуальну, групову і централізовану.

1. Індивідуальна компенсація здійснюється за допомогою статичних конденсаторів, які підключають наглухо до затисків електроприймача. При такій компенсації все коло від джерела живлення до приймача розвантажується від його реактивного струму. Недолік цього способу полягає в тому, що конденсатори при цьому використовуються тільки в період роботи того електроприймача, до затисків якого вони підключені. У зв'язку з цим індивідуальна компенсація застосовується для потужних електроприймачів, які працюють у тривалому режимі.

2. Групова компенсація здійснюється шляхом підключення конденсаторних установок до розподільних шаф або шинопроводів цехової мережі. Вона широко застосовується в цехах, середовище яких не агресивне і не небезпечне з щодо пожежі і вибуху. У протилежному разі конденсаторні установки розміщують в окремому приміщенні, така компенсація називається централізованою.

3. При централізованій компенсації компенсуючі пристрої підключають до шин цехової трансформаторної підстанції на стороні до 1 кВ або до шин розподільного пункту напругою 10 кВ. При цьому не розвантажується розподільна живильна мережа РП. Однак компенсація реактивної потужності на багатьох підприємствах за допомогою конденсаторних установок виявилася неефективною через інерційність регулювання їх потужності, оскільки батареї конденсаторів є нерегульованими або ступінчасто-регульованими джерелами реактивної потужності. Батарею необхідно розділяти на секції, кожна з яких слід ідключати через окремий комутаційний апарат. Це приводить до створення принципово нових компенсуючих пристроїв статичних джерел реактивної потужності (ІРМ), до яких ставляться такі вимоги:

Висока швидкодія зміни реактивної потужності;

Можливість генерування і споживання реактивної потужності (оскільки батареї конденсаторів здатні тільки генерувати, але не споживати реактивну потужність);

Можливість роботи в умовах впливу вищих гармонік.

Основними елементами статичних ДРП є конденсатор і дросель – накопичувачі електромагнітної енергії і вентиля (тиристори), що забезпечують її швидке перетворення. Розглянемо одну з таких схем, що застосовується в мережах з різкозмінним навантаженням (рис. 3.2).

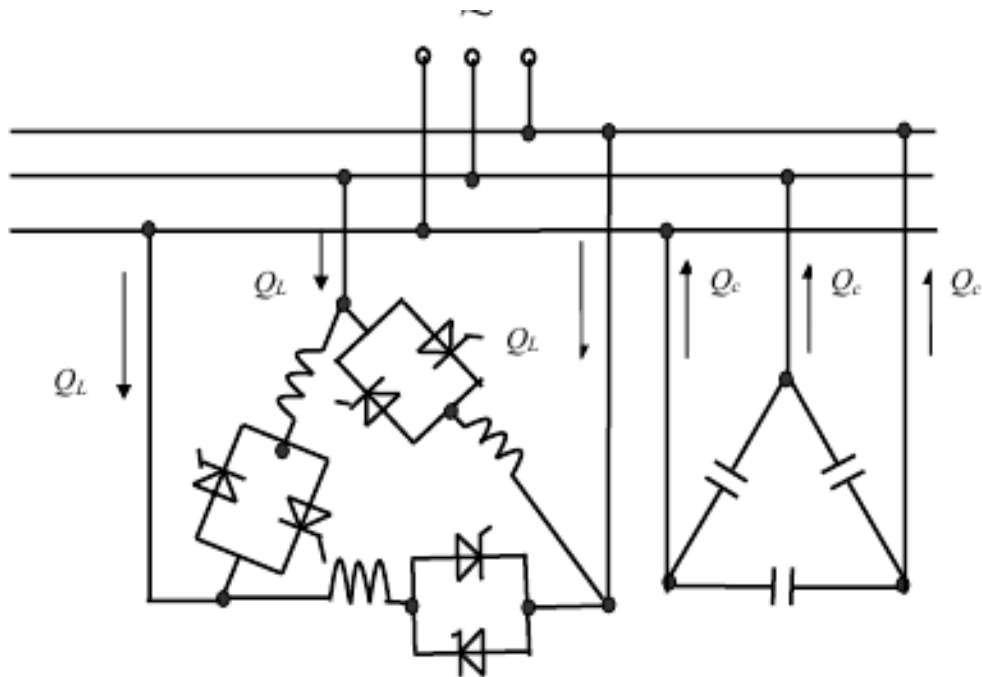


Рис. 3.2 – Статистичне джерело реактивної потужності

У цій схемі як регульовану індуктивність використовують індуктивність  $L$  і нерегульовану ємність  $C$ . Регулювання індуктивності здійснюють за допомогою тиристорних груп  $V$ .

### 3.2.3 Використання синхронних двигунів для компенсації реактивної потужності

Синхронний двигун (СД), як і будь-яка інша синхронна машина, може генерувати чи споживати реактивну потужність залежно від значення струму збудження. Йому притаманні всі технічні переваги, що властиві синхронному компенсатору, а доцільність його використання для компенсації реактив-

ної потужності необхідно визначати в економічному порівнянні з іншими засобами, передусім з батареями статичних конденсаторів.

У промисловості СД застосовують для приводу потужних механізмів з тривалим режимом роботи - насосів, вентиляторів, компресорів, транспортерів тощо. Виробники випускають СД з випереджувальним номінальним коефіцієнтом потужності, що дорівнює 0,9, тому їх можна використовувати як джерела реактивної потужності (ДРП). Технічна можливість використання СД як ДРП обмежується найбільшим значенням реактивної потужності, яку він може генерувати без порушення умов нагрівання активних частин двигуна-обмоток та магнітопроводів статора та ротора.

Умови роботи СД характеризуються такими параметрами:

–коефіцієнтом завантаження за активною потужністю:

$$\beta = \frac{P}{P_H} \quad (3.2)$$

–коефіцієнтом завантаження за реактивною потужністю

$$\alpha = \frac{Q}{Q_H}, \quad (3.3)$$

–відносним значенням напруги на двигуні:

$$U^* = \frac{U}{U_H}, \quad (3.4)$$

де  $P$ ,  $Q$ ,  $U$  - фактичні значення активної та реактивної потужностей і напруги двигуні;

$P_H$ ,  $Q_H$ ,  $U_H$  - номінальні значення цих величин.

За умов відхилення параметрів режиму СД від номінального значення реактивної потужності, яку він може генерувати, визначають за формулою:

$$Q_M = \alpha_M \cdot Q_H, \quad (3.5)$$

де  $\alpha_M$  - найбільше допустиме значення коефіцієнта завантаження, яке залежить від завантаження СД активною потужністю та відносної напруги на двигуні  $U^*$ :

$$\alpha_M = f(\beta, U^*). \quad (3.6)$$

На рис.3.1 показано приклад цих залежностей для двигуна типу СДН-18-71-12 потужністю 6300 кВт номінальною напругою 6,3 кВ.

Під час техніко-економічного порівняння СД з іншими джерелами реактивної потужності (ДРП) необхідно враховувати втрати активної потужності, які зумовлені генеруванням ним реактивної потужності. Відповідними дослідженнями було доведено, що ці додаткові втрати в двигуні можна визначити залежно від значення генерованої ним реактивної потужності  $Q$  за формулою:

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_H} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_H} \cdot Q^2, \quad (3.7)$$

де  $D_1$  та  $D_2$  - постійні величини для конкретного двигуна, які визначають з таблиць і характеризують втрати активної потужності в двигуні під час генерування реактивної.

Вартість втрат енергії в СД на генерування реактивної потужності за рік можна наближено визначити за часом увімкнення  $T_y$  та середньою вартістю кіловат-години  $C_0$  (чи тарифом):

$$B_{ВТР.СД} = \left( \frac{D_1}{Q_H} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_H} \cdot Q^2 \right) \cdot T_y \cdot C_0. \quad (3.8)$$

Для порівняння з іншими ДРП необхідно визначити дисконтовані витрати з врахуванням витрат на регулятор, якщо його встановлюють тільки для регулювання реактивної потужності. Ці витрати визначають за формулою:

$$B_{СД} = \frac{B_{ВТР.СД} + B_{Е.РЕГ}}{E_D} + K_{РЕГ}. \quad (3.9)$$

Дисконтовані витрати на генерування двигуном реактивної потужності порівнюють з витратами конкуруючого варіанта компенсації.

За наявності на підприємстві тільки споживачів НН дисконтовані витрати на конденсаторні батареї загальною потужністю  $Q_{КН} = Q_{СД}$ , які визначаються за формулою, ідентичною до (3.9), потрібно порівняти з витратами на генерування реактивної потужності в СД та витратами на додаткову потужність трансформаторів на збільшення перерізу кабелів, а також на додаткові втрати електроенергії в

елементах мережі, через які передаватиметься реактивна потужність від СД.

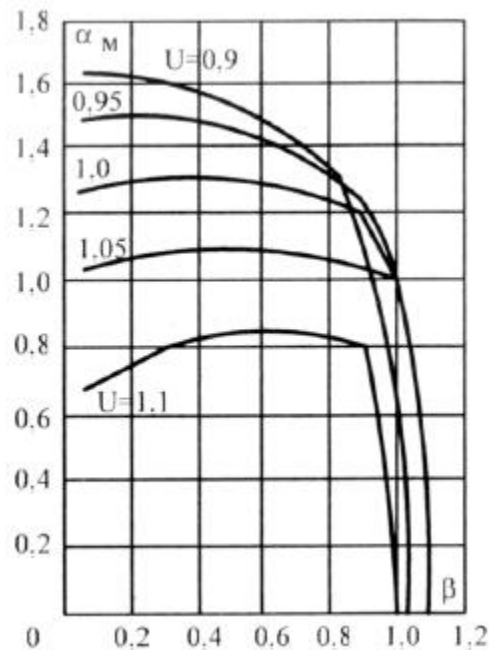


Рисунок. 3.3 – Залежності коефіцієнта максимального завантаження реактивною потужністю від коефіцієнта завантаження активною потужністю  $\beta$  для двигуна СДН-18-71-12 за різних відносних значень напруги

Вибирають той варіант, дисконтовані витрати якого найменші. Однак із невеликої різниці витрат (до 15-20 %) на користь варіанта з конденсаторами потрібно все ж вибрати варіант з використанням СД як такий, що має істотні технічні переваги (швидкість та плавність регулювання, можливість форсування потужності тощо).

### 3.2.4 Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори (СК) використовують у системних мережах і лише з дозволу енергосистеми їх можна застосовувати в промислових мережах. За своїми технічними характеристиками, крім недостатньої в деяких випадках швидкості регулювання, синхронні компенсатори є майже ідеальними пристроями, вони мають великий діапазон регулювання реактивної потужності від номінального значення  $Q_n$  під час її генерування й до (50-60 %)

Qнв режимі споживання. Крім того, в умовах режимів КЗ, коли виникає значний дефіцит реактивної потужності, синхронні машини здатні на короткий час існування такого режиму в декілька разів збільшити генерування реактивної потужності, тобто здійснити так зване "форсування". Такі можливості синхронних машин істотно підвищують динамічну стійкість системи.

Як недоліки можна відзначити:

- 1) значну вартість.
- 2) великі питомі втрати активної потужності.
- 3) складність експлуатації, яка пов'язана з необхідністю побудови приміщення, налагодження олійного господарства, наявністю циркуляційної води для охолоджувачів, а при водневому охолодженні - наявності відповідного досить складного газового господарства.
- 4) недостатня швидкість регулювання в схемах електропостачання з ударними навантаженнями (прокатні реверсивні стани, тощо).
- 5) для найпотужніших СК існують проблеми з передаванням реактивної потужності через третинні обмотки автотрансформаторів.

Тривалий час вважали, що використання компенсувальної здатності синхронних двигунів (СД) завжди економічно доцільне. Однак, дослідження 70-х років ХХ ст. показали, що це не завжди так. Для визначення доцільності використання синхронних двигунів, як компенсувальних пристроїв одночасно з виконанням ними основної технологічної функції слід проводити техніко-економічне порівняння з іншими засобами. В такому порівнянні капітальні витрати на двигун не враховуються, тому що він встановлюється за технологічними вимогами і це в ряді випадків визначає економічну доцільність їх використання.

Переваги синхронних двигунів з технічного боку є практично такими ж як і у синхронних компенсаторів, а як основний недолік слід відмітити великі витрати активної потужності на вироблення реактивної складової потужності.

Доцільність використання СД як компенсувальних пристроїв вирішується на основі техніко-економічних розрахунків.

### 3.2.5 Шунтові конденсаторні батареї та реактори

Нерегульовані конденсаторні батареї високої та середньої напруги характеризуються найменшою вартістю одиниці потужності, а також мінімальними питомими втратами активної потужності, які дорівнюють 1,5-2,5 кВт/МВАр. Для конденсаторних установок низької напруги вартість одиниці потужності приблизно вдвічі більша, а питомі втрати дорівнюють 3,5-4 кВт/МВАр.

У мережах енергетичних систем застосовують нерегульовані конденсаторні батареї номінальною напругою 6, 10, 35, 110 кВ і вище, потужністю відповідно від одиниць мегавар до 100 і більше. В промислових електричних мережах на середній напрузі (6 та 10 кВ) використовувались комплексні установки типу УК-6 (10)-450 потужністю 450 кВАр та інші, а на низькій напрузі – серії комплектних конденсаторних установок типу УК-0,38 або УКН потужністю 100, 150, 300, 450, 600 та 900 кВАр. На сьогодні існує можливість вибрати КБ практично будь-якої конфігурації за встановленою потужністю, за ступенем і способом регулювання тощо.

Основними перевагами нерегульованих конденсаторних установок компенсації реактивної потужності є:

- 1) низька вартість;
- 2) невеликі втрати активної потужності;
- 3) простота схеми.

До недоліків можна віднести:

- 1) відсутність регулювання потужності;
- 2) від'ємний регулювальний ефект за напругою, що означає зменшення генерування реактивної потужності пропорційно квадрату напруги під час

її зменшення в точці приєднання КБ в той час, коли в цих умовах бажано збільшення генерування РП;

3) кидки струму під час увімкнення та напруги під час вимкнення. Зважаючи на такі характеристики нерегульованих конденсаторних батарей безумовно доцільно їх використовувати, як нерегульовані базисні частини складного компенсатора.

Шунтові реактори випускалися напругою 10, 35, 110, 500 кВ та використовуються в системних мережах з надлишком реактивної потужності, а також як складова частина комплексних статичних компенсаторів.

### 3.2.6 Статичні компенсатори реактивної потужності

Статичні компенсатори використовуються для компенсації реактивної потужності і стабілізації напруги в мережах, до яких підключені електроприймачі з різко змінним характером навантаження (прокатні стани, дугові печі, потужні зварювальні установки тощо). Дуже часто робота таких електроприймачів поряд зі стрибковими змінами потужності і спаду напруги супроводжується також суттєвими скривленнями форми струму і напруги.

Головними складовими статичних компенсаторів є: конденсатор, дросель та тиристорний перетворювач. Конденсатор і дросель є накопичувачами електромагнітної енергії, а тиристорний перетворювач забезпечує її швидке кероване перетворення.

На практиці використовується велика кількість різних схем для статичних компенсаторів. Характерною особливістю цих схем є те, що всі вони включають до свого складу генеруючу частину (фільтри високих гармонік) і регульований з допомогою тиристорів дросель.

На рис.3.4 наведені найбільш типові спрощені схеми статичних компенсаторів.



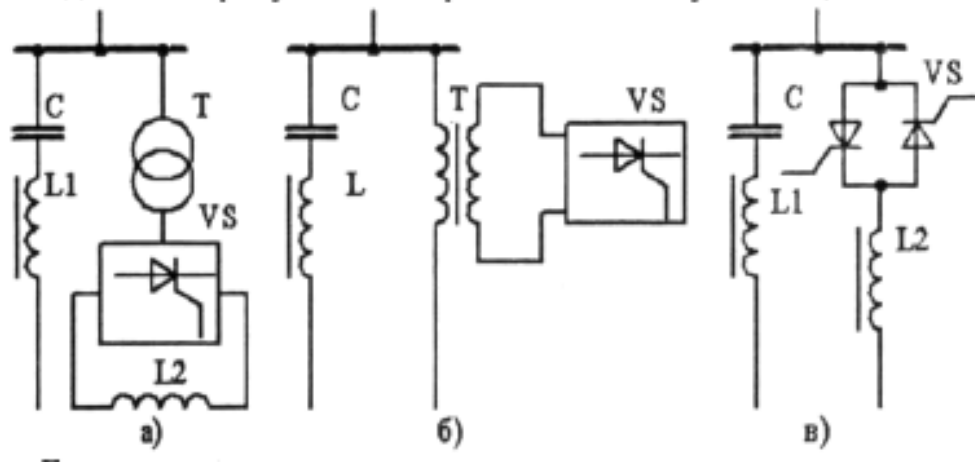


Рис. 3.4 – Електричні схеми статичних компенсуючих установок:

- а) з індуктивним накопичувачем з боку постійного струму,
- б) з реактором насичення з нелінійною вольт-амперною характеристикою,
- в) з реактором насичення з лінійною вольт-амперною характеристикою

Регулювання реактивної потужності таких установок досягається шляхом зміни насиченості магнітопровода реактора і ємності конденсаторних батарей.

До переваг статичних компенсаторів належать:

- висока швидкодія зміни реактивної потужності;
- широкий діапазон регулювання реактивної потужності;

### 3.2.7 Статичні компенсатори прямого регулювання

Потужність трифазного статичного компенсатора зі з'єднанням фазних елементів у "зірку" можна визначити за формулами:

$$Q = \frac{U^2}{X}, Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I, Q = 3 \cdot I^2 \cdot X \quad (3.10)$$

або, наприклад, для конденсаторів ємністю  $C$  у фазі:

$$Q_C = U^2 \cdot \omega \cdot C = U^2 \cdot 2 \cdot \pi f \cdot C \quad (3.11)$$

З першого виразу можна зробити висновок, що за умови незмінної напруги можна регулювати потужність пристрою за рахунок зміни опору  $x$ . З другого та

третього виразів бачимо, що за цих самих умов незмінної напруги регулювання потужності можна досягти зміною струму. Якщо ж у першому виразі залишити незмінним значення реактивного опору, то очевидно, що регулювання потужності можна досягти зміною напруги. А з третього виразу можна зробити висновок про можливість регулювання потужності статичної конденсаторної установки зміною частоти.

### 3.2.7.1 Регулювання зміною опору

Найпростішим способом регулювання потужності конденсаторної батареї є її секціонування та забезпечення можливості комутації кожної секції до шин "споживача. У цьому разі ступенево змінюється відповідно і її потужність.

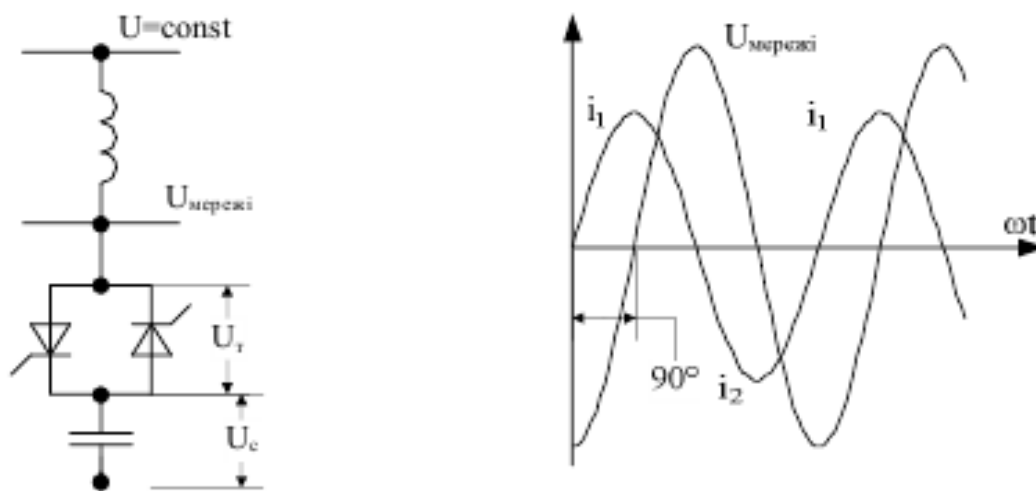
Можливості отримання більшої кількості значень потужності можуть мати велике значення за необхідності плавнішого регулювання відповідних параметрів (напруги, реактивної потужності, коефіцієнта реактивної потужності). Тому застосування різних співвідношень параметрів секцій конденсаторних батарей у поєднанні з можливістю перемикання схеми з'єднання кожної секції з "зірки" на "трикутник" значно збільшує кількість дискретних значень потужності.

Основними недоліками таких конденсаторних установок є велика дискретність значення потужності та значні проблеми під час комутації секцій, коли увімкнення конденсаторів, особливо за наявності вже приєднаних секцій, спричиняє кидки струму, які можуть сягати великих значень. У момент вимкнення конденсаторів можливі також значні перенапруги.

Під час регулювання реактивної потужності в мережах з різкозмінним навантаженням після вимкнення КБ через невеликий проміжок часу знову її вмикають, причому напруга на конденсаторах в цей момент часто відрізняється від нуля. Тиристорний вимикач дає змогу керувати моментом увімкнення та виконувати його навіть через один період (0,02 с) після вимк-

нення. Перехідний процес керованого увімкнення зарядженого конденсатора має сприятливіший характер, ніж увімкнення незарядженого конденсатора.

Тиристорний вимикач представляє собою два зустрічно-паралельно з'єднаних вентиля T1 і T2 (рис.3.5, а).



а) принципова схема однієї фази

б) діаграма струмів та напруг

Рисунок 3.5 Тиристорний вимикач (ключ) для комутації КБ

Керування тиристорами виконується за допомогою прямокутних імпульсів напруги тривалістю приблизно  $100^\circ$  (5- 5,5 мс). На рис.3.5, б показано фазу цього імпульсу для кожного з тиристорів по відношенню до напруги мережі. Кожен з імпульсів випереджає відповідну йому напругу на  $90^\circ$ .

Найсприятливішим моментом увімкнення незарядженого конденсатора є момент переходу напруги мережі через нульове значення. У цьому випадку струм під час перехідного процесу не може перевищити амплітуду усталеного струму більше, ніж у два рази, а напруга на конденсаторній батареї мало відрізняється від усталеного значення.

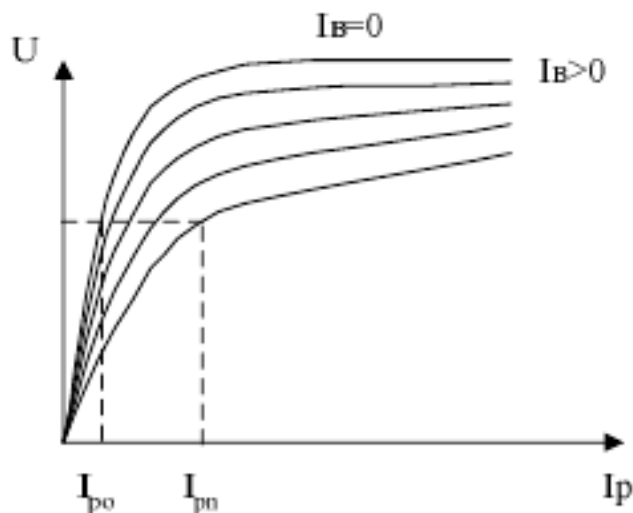
Для вимкнення конденсаторної батареї найсприятливішим моментом є перехід струму через нульове значення. Напруга на конденсаторі у цьому випадку сягає амплітудного значення та завдяки зберіганню заряду на його обкладинках залишається деякий час незмінною.

### 3.2.7.2 Регулювання зміною струму

Регулювання струму в головному колі статичного елемента (конденсатора, реактора) можна здійснити за допомогою тиристорних пристроїв, принципова схема яких відповідає показаній на рис.3.4. Відмінність їх від тиристорних ключів полягає у плавному регулюванні моменту відкриття вентилів, за рахунок чого плавно змінюється струм головного кола. Цей принцип регулювання застосовують для реакторів та не застосовують для конденсаторів, тому що у зв'язку із специфікою їх комутації (великі кидки струму увімкнення та кидки напруги під час вимкнення) запаси відповідних параметрів тиристорів для забезпечення їхньої надійної роботи мають бути багатократними. Конденсаторні установки з регулюванням такого типу стають занадто дорогими і тому їх використання є недоцільним.

Для реакторів регулювання струму в головному колі може здійснюватися також підмагніченням магнітопроводу постійним струмом та застосуванням принципу параметричного регулювання реакторів з насиченням осердя.

Підмагнічення постійним струмом магнітопроводу реактора змінює нахил та положення зони перегину вольт-амперної характеристики (рис.3.6). Відповідно до зміни значення струму підмагнічення змінюється струм реактора для заданої робочої напруги.



### Рисунок 3.6 – Характеристики реактора з підмагніченням

$I_B$  - струм підмагнічення

Збільшення напруги в точці приєднання такого реактора збільшує струм реактора, який має індуктивний характер і збільшує у відповідних елементах системи втрати напруги, що в свою чергу зменшує рівень напруги в даній точці. Зменшення рівня напруги змінює процес стабілізації напруги і він протікає в зворотньому напрямку. Отже, такий реактор сприяє стабілізації рівня напруги.

Перевагою всіх цих методів регулювання можна вважати:

- плавність регулювання потужності, а у останньому випадку - авторегулювання;
- швидкодія регулювання потужності.

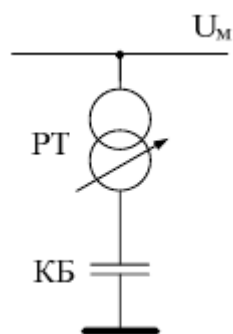
Основними недоліками є:

- генерування вищих гармонік, особливо у випадку використання тиристорів;
- відносна складність схем керування;
- висока вартість;
- значні втрати потужності (до 10 – 15 кВт/МВАр).

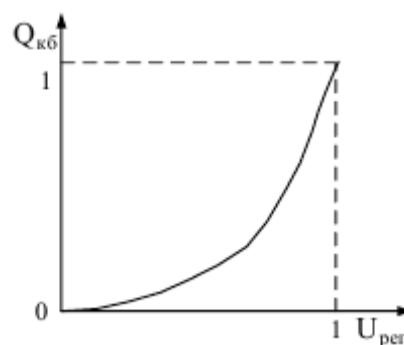
#### 3.2.7.3 Регулювання зміною напруги

Для будь-якого статичного елемента (котушки індуктивності, конденсатора, резистора) зміна напруги, прикладеної до нього, викликає зміну потужності, яка пропорційна квадрату напруги.

Найпростішим способом здійснити таке регулювання в трифазній мережі можна за схемою, яка показана на рис.3.7, де наведена також регулювальна характеристика. В такій схемі потужність трансформатора повинна дорівнювати потужності статичного елемента (КБ).



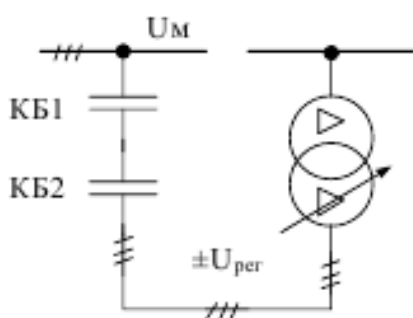
а) схема



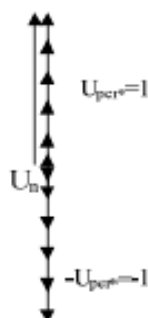
б) регулювальна характеристика

Рисунок 3.7 – Регулювання потужності статичного елемента змінною напруги

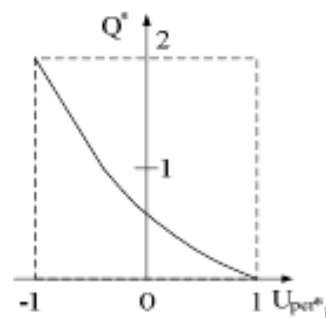
Існує можливість регулювання напруги на статичному елементі за схемою, зображеною на рис.3.8, а.



а) принципова схема



б) векторна діаграма



в - регулювальна характеристика

Рисунок 3.8 Регулювання потужності статичного елемента змінною напруги в схемі

На відміну від попередньої схеми, приєднаної до системи в одній точці, в цьому випадку пристрій приєднаний до системи в двох точках. Регулювання напруги здійснено з боку розімкнених “нульових” виводів статичного елемента. В граничному випадку максимальна напруга, прикладена до статичного елемента, дорівнює подвійній напрузі мережі (за умови, що  $U_M = U_{per.макс}$ ).

Потужність статичного елемента змінюється при цьому відповідно до формули, на основі якої побудовано регулювальну характеристику (рис.3.8, в):

$$Q_C = \frac{(U_M - U_{PEГ})}{X}. \quad (3.12)$$

Потужність регулювального трансформатора в цій системі щодо потужності статичного елемента вдвічі менша порівняно з попередньою схемою.

### 3.2.7.4 Регулювання зміною частоти

Принцип регулювання зміною частоти полягає в тому, що в реактивних статичних елементах (реакторі та конденсаторі) величини опорів залежать від частоти:

$$Q_L = \frac{U^2}{X_L} = \frac{U^2}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L};$$

$$Q_C = \frac{U^2}{X_C} = U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C.$$
(3.13)

Очевидно, що такий елемент з регулюванням частоти на ньому може бути приєднаним до трифазної мережі з номінальною частотою 50 Гц за допомогою відповідного перетворювача частоти (рис. 3.9). З підвищенням частоти до, наприклад, 400 Гц потужність конденсатора (за умови збереження значень усіх інших параметрів) збільшиться у 8 разів.

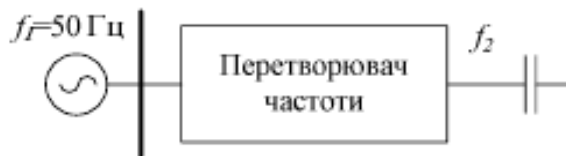


Рисунок 3.9 — Принципова схема регулювання зміною частоти

Вентильні перетворювачі змінного струму з регульованими вихідними напругою та частотою виконують за двома схемами:

- вентильні перетворювачі із ланкою постійного струму та автономним інвертором;

- вентильні перетворювачі без ланки постійного струму та безпосереднім зв'язком мережі живлення і кола навантаження.

### 3.2.7.5 Статичні компенсатори непрямого регулювання

Основними елементами статичного компенсатора непрямого регулювання є нерегульовані шунтові конденсаторні батареї та регульовані реактори. Регулювання реакторів здійснюється за допомогою тиристорних вентилів або шляхом зміни насичення осердя. Конденсаторні батареї можуть бути постійно увімкненими повністю або приєднуватись частинами з комутацією тиристорними ключами.

Одна з найпоширеніших схем статичного компенсатора непрямого регулювання складається з керованих реакторів та постійно приєднаних конденсаторних батарей. Режим роботи компенсатора залежить від значення напруги системи. Якщо напруга системи менша або рівна нижній межі діапазону регулювання компенсатора, то в мережу повинна поступати максимальна потужність конденсаторних батарей компенсатора, а потужність реакторів повинна дорівнювати нулю. З підвищенням напруги мережі, частина потужності конденсаторів споживається реакторами. Як правило, максимальна потужність реакторів дорівнює номінальній потужності конденсаторів, тобто в граничному режимі при значному підвищенні напруги потужність компенсатора дорівнює нулю. В статичних компенсаторах такого типу використовують реактори, керовані тиристорами, реактори з підмагніченням та реактори з насиченням осердя.

### 3.2.7.6 Статичні компенсатори з реакторами, керованими вентилями

Одна з принципових схем компенсатора з реакторами, керованими вентилями, показана на рис. 3.10









реактор однакової з ними потужності, керований тиристорними блоками. Таким чином, реактивна потужність плавно регулюється від нуля до номінального значення потужності конденсаторів в режимі генерування або від нуля до номінального значення потужності реактора в режимі споживання. За необхідності додаткового споживання реактивної потужності можуть бути додатково встановлені нерегульовані шунтові реактори.

Реактори, керовані вентилями, є джерелом вищих гармонік. Для їх фільтрації звичайно встановлюють фільтри відповідних гармонік, які на робочій частоті генерують реактивну потужність в мережу.

Комбінований компенсатор має високу швидкість керування, таку ж як звичайний компенсатор з реактором, керованим вентилями. Однак його питома вартість менша за рахунок меншої потужності реактора, менші також втрати активної потужності та генерування вищих гармонік. Тому загальні економічні показники комбінованих компенсаторів кращі за показники компенсаторів з тиристорним керуванням.

					MP.5.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		60

#### 4 Розрахунок потужностей компенсуючих пристроїв мереж

При виборі засобів компенсації реактивної потужності вихідними даними є такі ви-  
моги енергосистеми:

1. Економічно обґрунтована максимальна величина реактивної потужності, яка може бути передана з енергосистеми у мережу підприємства;
2. Найменша реактивна потужність, яка може бути передана у мережу підприємства в режимі найменших навантажень енергосистеми (нічний мінімум);
3. Максимальна реактивна потужність, що передається з енергосистеми в післяаварійних режимах.

У загальному випадку потужність всіх компенсуючих пристроїв споживача:

$$Q_{KV} = Q_P - Q_{C1}, \quad (4.1)$$

де  $Q_P$  - розрахункова реактивна потужність підприємства,

$Q_{C1}$  - реактивна потужність, яку енергосистема може передати в мережу споживача в режимі максимуму енергосистеми.

Як правило:

$$Q_{KV} = Q_{HK} - Q_{BK}, \quad (4.2)$$

де  $Q_{HK}$  - потужність КП напругою до 1 кВ,

$Q_{BK}$  - те ж, напругою 6...10 кВ.

У свою чергу:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} - Q_{HK2}, \quad (4.3)$$

де  $Q_{HK1}$  - сумарна потужність КП, виходячи з оптимальної кількості трансформаторів ТП та допустимого їх завантаження  $\beta$ ,

$Q_{HK2}$  - потужність КП, виходячи з оптимального значення втрат у трансформаторах та мережі напругою 6...10 кВ, що живить ці трансформатори.

					МР.5.8.141.041.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Доброгорський				Розрахунок потужностей компенсуючих пристроїв мереж	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	61	101
Н. контр.	Никифоров					СумДУ ЕТмз-91с		
Затверд.	Лебединский							

#### 4.1 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах напругою до 1 кВ

До мереж низької напруги (НН) (до 1 кВ) на промислових підприємствах підключається велика частина електроприймачів, які споживають реактивну потужність. Коефіцієнт потужності навантаження до 1 кВ зазвичай не перевищує 0,7-0,8. При цьому мережі 380-660 В електрично більш віддалені від джерел живлення - від енергосистеми та місцевих ТЕЦ. Тому передача реактивної потужності в мережу до 1 кВ призводить до підвищених витрат на збільшення перерізів проводів і кабелів і підвищення потужності трансформаторів, витрат активної та реактивної потужності. Ці витрати можна зменшити і навіть усунути, якщо забезпечити компенсацію реактивної потужності безпосередньо в мережі до 1 кВ [12].

Джерелами реактивної потужності в мережі до 1 кВ можуть бути синхронні двигуни 380-660 В і конденсаторні батареї до 1 кВ. Значна частина - некомпенсованого реактивного навантаження до 1 кВ – покривається перетіканням реактивної потужності з шин 6-10 кВ, тобто з мережі вище 1 кВ підприємства  $Q_t$ . Необхідно визначити оптимальне співвідношення потужності джерел, що встановлюються на боці нижче 1 кВ, та передачі реактивної потужності зі боку куВН). При цьому слід врахувати втрати на генерацію реактивної потужності джерелами до і вище 1 кВ, втрати на передачу  $Q_t$  від мережі вище 1 кВ в мережу до 1 кВ і, головне, подорожчання трансформаторів 6-10/0,4-0,66 кВ в цехах, обумовлене їх завантаженням реактивною потужністю.

Визначення потужності батарей конденсаторів в мережах напругою до 1 кВ. Сумарна розрахункова потужність низьковольтних БК визначається по мінімуму приведених витрат двома послідовними розрахунковими етапами:

1. Вибір економічно оптимального числа трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій.
2. Визначення додаткової потужності батарей нижче 1 кВ з метою оптимального зниження витрат у трансформатора і в мережі напругою 6-10 кВ

підприємства, що живить ці трансформатори.

Сумарна розрахункова потужність батарей нижче 1 кВ дорівнює:

$$Q_{HK} = Q_{H.K1} - Q_{H.K2}, \quad (4.4)$$

де  $Q_{H.K1}$  та  $Q_{H.K2}$  - сумарні потужності батарей, визначені на зазначених етапах розрахунку.

Сумарна потужність батарей нижче 1 кВ розподіляється між усіма окремими трансформаторами цеху пропорційно їх реактивним навантаженням. Для кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності. Мінімальне їх число, необхідне для живлення найбільшою розрахункового активного навантаження, визначається за формулою:

$$N_{T.MIN} = \frac{P_{СЕР.T}}{\beta_T \cdot S_T} + \Delta N, \quad (4.5)$$

де  $P_{СЕР.T}$  - середня сумарна розрахункова активна навантаження даної групи трансформаторів за найбільш завантажену зміну;

$\beta_T$  - коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$S_T$  - прийнята номінальна потужність одного трансформатора;

$\Delta N$  - добавка до найближчого більшого цілого числа.

Економічно оптимальне число трансформаторів визначається за формулою:

$$N_{T.E} = N_{T.MIN} + m, \quad (4.6)$$

де  $m$  - додаткове число трансформаторів.

При трьох трансформаторах і менш їх потужність вибирають виходячи з найбільшої активного навантаження за умовою:

$$S_T \geq \frac{P_{\max.T}}{\beta_T \cdot N}. \quad (4.7)$$

За обраною кількістю трансформаторів визначають найбільшу реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори в мережу напруги до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_{T.E} \cdot \beta_T \cdot S_T)^2 + P_{\max.T}^2}. \quad (4.8)$$

Сумарна потужність батарей нижче 1 кВ для даної групи трансформаторів:

					MP.5.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		63

$$Q_{H.K1} = Q_{\max.T} - Q_T, \quad (4.9)$$

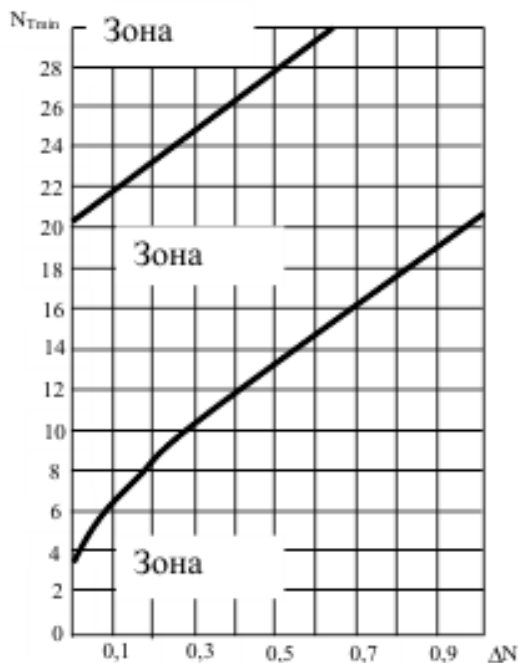
де  $Q_{\max.T}$  - сумарна розрахункова реактивне навантаження нижче 1 кВ за найбільш навантажену зміну.

Якщо виявиться, що  $Q_{H.K1} < 0$ , то по першому етапу розрахунку установка низьковольтних БК не потрібно і  $Q_{H.K1}$  приймається рівним нулю.

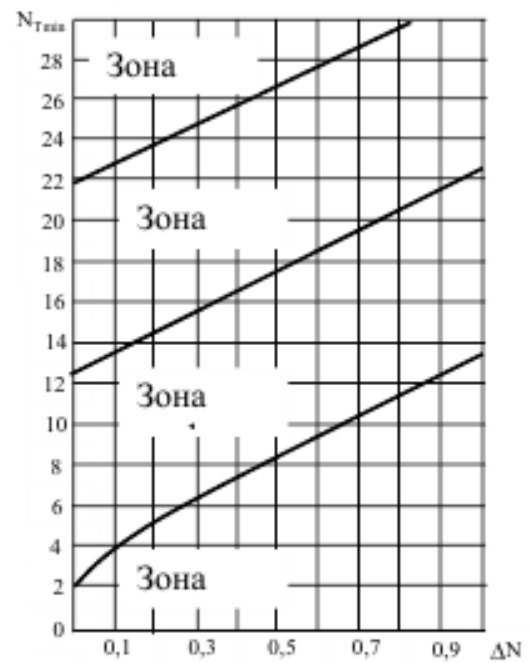
Визначення потужності батарей конденсаторів з метою оптимального зниження втрат. Додаткова сумарна потужність БК до 1 кВ для даної групи трансформаторів  $Q_{H.K2}$  визначається за формулою:

$$Q_{H.K2} = Q_{\max.T} - Q_{H.K1} - \gamma \cdot N_{T.E} \cdot S_T, \quad (4.10)$$

де  $\gamma$  - розрахунковий коефіцієнт, обумовлений залежно від показників  $K1$  і  $K2$  і схеми живлення цехової підстанції (для радіальної схеми цей коефіцієнт визначається за рис. 4.1,а; для магістральної з двома трансформаторами – за рис. 4.1,б; для магістральної з трьома і більше  $=K1/30$ ; для двоступінчастої схеми живлення трансформаторів від РП 10 кВ, на яких відсутні джерела реактивної потужності  $=K1/60$ ).



а -  $T=0,7, 0,8$



б-  $T=0,9, 1,0$

Рисунок 4.1 – Зони для визначення додаткового числа трансформаторів



що визначається залежно від показників  $K_1$ ,  $K_2$  і схеми живлення цехової підстанції. Значення  $K_1$  залежить від питомих приведених витрат на батареї напругою до і вище 1 кВ і вартості втрат:

$$K_1 = \frac{3_{H.K} - 3_{H.K1}}{C_0 \cdot 10^3}, \quad (4.11)$$

де  $C_0$  - розрахункова вартість втрат за табл. (тільки для розрахунку компенсації реактивної потужності).

Значення  $K_2$  визначається за формулою:

$$K_2 = \frac{L \cdot S_T}{F}, \quad (4.12)$$

де  $F$  - загальний переріз лінії;

$L$  - довжина лінії (за магістральною схемою з двома трансформаторами – довжина ділянки до першого трансформатора).

Якщо виявиться, що  $Q_{H.K2} < Q$ , то для даної групи трансформаторів реактивна потужність  $Q_{H.K2}$  приймається рівною нулю.

Розподіл потужності батарей конденсаторів в цеховій мережі напругою до 1 кВ. Для кожної цехової трансформаторної підстанції розглядається можливість розподілу раніше знайденої потужності конденсаторів до 1 кВ в її мережі. Критерій доцільності такого розподілу – додаткове зниження наведених витрат з урахуванням технічних можливостей підключення окремих батарей.

## 4.2 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення напругою 6-10 кВ

Розрахункове реактивне навантаження в мережах 6-10 кВ промислових підприємств  $Q_B$  складається з розрахункового навантаження приймачів 6-10 кВ  $Q_{P.B}$ , некомпенсованого навантаження мережі до 1 кВ  $Q_T$ , що живиться через трансформатори цехів, втрат реактивної потужності  $\Delta Q$  в мережі 6-10 кВ, особливо в трансформаторах і реакторах:

$$Q_B = Q_{P.B} + Q_T + \Delta Q. \quad (4.13)$$



них двигунів, якщо їх  $\beta_{сд} < 1$ . У випадку, якщо номінальна активна потужність двигунів дорівнює або більше зазначеної в табл.4.1, економічно доцільно використовувати повністю наявну реактивну потужність синхронного двигуна, визначену за формулою:

$$Q_{СДР} = Q_{СДЕ} = \alpha_M \cdot S_{СД.НОМ} = \alpha_M \cdot \sqrt{P_{СД.НОМ}^2 + Q_{СД.НОМ}^2}, \quad (4.16)$$

де  $\alpha_M$  - коефіцієнт допустимого перевантаження синхронного двигуна, що залежить від його завантаження за номінальною активною потужністю.

Таблиця 4.1 – Потужність синхронних двигунів, при яких доцільно використовувати повністю для компенсації реактивної потужності

Кількість робочих змін	Номінальна активна потужність синхронного двигуна, кВт, при частоті обертів, об/хв						
	3000	1000	750	600	500	375	300
1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000
2	2500	5000	6300	5000	1600	—	—
3	2500	5000	6300	5000	1600	—	—

### 4.3 Визначення потужностей батарей конденсаторів в мережах напругою вище 1 кВ

Для кожної цехової підстанції визначається некомпенсоване реактивне навантаження на стороні 6-10 кВ кожного трансформатора:

$$Q_{Т.НГ} = Q_{\max.Т} - Q_{Н.К.Ф} + \Delta Q_{Т}, \quad (4.17)$$

де  $Q_{\max.Т}$  - найбільша розрахункова реактивна навантаження трансформатора;

$Q_{Н.К.Ф}$  - фактично прийнята потужність конденсаторів до 1 кВ;

$\Delta Q_{Т}$  - сумарні реактивні втрати в трансформаторі при його коефіцієнті завантаження з урахуванням компенсації.

Для кожного розподільного пункту або підстанції визначається його некомпенсоване реактивне навантаження  $Q_{р.п}$  як сума реактивних потужностей, що живляться від його цехових підстанцій та інших споживачів.



## 5 Техніка безпеки і охорона праці

На сьогоднішній день, в умовах розвитку технологій та обладнання, охорона праці відіграє дуже важливу роль. Адже з виникненням нових технологій і, відповідно, нових приладів та пристроїв, підвищується ймовірність небезпечних ситуацій, а отже, збільшується кількість нещасних випадків.

Внаслідок незадовільного стану охорони праці, виникають різні неприємні наслідки – травми, опіки, калітства, нерідко – смертельні випадки. Щоб уникнути вищеперерахованих наслідків, необхідно дотримуватись всіх правил, ГОСТ які вимагаються; постійно контролювати і перевіряти знання з охорони праці всіх працівників підприємств.

Фізичні та хімічні небезпечні і шкідливі виробничі фактори [15]:

До фізичних факторів відносяться:

- підвищена або знижена температура поверхонь устаткування, матеріалів;
- підвищена або знижена температура повітря робочої зони;
- відсутність або недолік природного світла;

До хімічних факторів відносяться шкідливі для організму людини речовини:

- токсичні, які проникають через органи дихання (пари бітуму);

### 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

Технічні рішення з електробезпеки.

Вихідні дані:

Тип електромережі: трифазна, чотири провідна з ізольованою нейтраллю.

Величина напруги 380×220 В.

Категорія умов по небезпеці електротравматизму залежить від наявності факторів підвищеної або особливої небезпеки [16]. При наявності таких факторів як підвищена

					МР.3.8.141.041.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Доброгорський				Техніка безпеки і охорона праці	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединський					В	69	101
Н. контр.	Никифоров				СумДУ ЕТмз-91с			
Затверд.	Лебединський							

вологість, струмопровідний пил, контакт обслуговуючого персоналу з струмоведучими частинами, - приміщення можна віднести до категорії підвищеної небезпеки.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

– розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

– використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні – написи, таблички, попереджувальні знаки;

– Підвод кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні споживачів струму від мережі трьох провідної трьох фазної з глухо-заземленою нейтраллю, при напрузі до 1000 В, використовується занулення – навмисне електричне з'єднання нормально не струмопровідних елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні, пробій на корпус призводить до КЗ, фази. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів до занулення, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму КЗ залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, 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. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Електрозахисні засоби поділяються на основні та допоміжні.

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 1000 В):

					МП.3.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		70



Загальні вимоги:

- установка заземлювачів в електроустановках підстанцій та в розподільчих пристроях;
- заземлення повітряної лінії електропередач;
- зберігання та врахування заземлень.

#### Роботи по обслуговуванню електродвигунів

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин електродвигуна або до обертових частин електродвигуна, який приводить в рух механізм, необхідно зупинити електродвигун та на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

При роботі на електродвигуні напругою вище 1000 В або механізму, який він приводить в рух, зв'язаній з доторканням до струмоведучими або обертаючими частинами, з електродвигуна повинна бути знята напруга.

В електроустановках вище 1000 В з кожної сторони, звідки до комутаційних апаратів може бути подана напруга на робоче місце, повинен бути видимий розрив, який створений від'єднанням або зняттям шин та проводів, відключенням роз'єднувачів, зняттям запобіжників, а також відключенням від'єднувачів тз вимикачів навантаження, за винятком тих, у яких автоматичне включенню здійснюється пружинами, встановленими на самих апаратах.

При роботах за межами КРП на відходячих ПЛ або КЛ на підключеному до них обладнанні теліжку з вимикачем необхідно викотити з шафи; верхню заслінку або дверці закрити на замок та вивісити плакати "НЕ ВМИКАТИ!" або "НЕ ВМИКАТИ! РОБОТА НА ЛІНІЇ".

При наложенні заземлювачів у шкафах КРП у випадку роботи на відходячих ПЛ необхідно враховувати слідуючи вимоги: ПЛ напругою вище 1000 В заземлюються в усіх РУ і у секційних комутаційних апаратах, де відключена лінія.

Якщо дозволяє конструктивне виконання апаратів та характер роботи,

					МП.3.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		72



перераховані вище міри можуть бути замінені розшиновкою або від'єднанням кінців кабелю проводів від комутаційного апарату або обладнання, на якому повинна проводитись робота.

Розшиновку або від'єднання кабеля при підготовці робочого місця може виконати ремонтний робітник, який має третю групу. Під наглядом чергового або оперативно-ремонтного робітника. З найближчих до робочого міста струмоведучих частин до наступних доторканню повинна бути знята напруга або вони повинні бути огорожені.

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автомати невидатного типу, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх зажимах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами.

В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, сборок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізолюваним проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, сборок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає наряд (розпорядження).

Перед допуском до роботи на електродвигунах насосів, димососів та вентиляторів, якщо можливо обертання електродвигунів від з'єднаних з ними механізмів, повинні бути закриті та заперті на замок засувки цих механізмів, а також прийняті заходи для гальмування ротора електродвигунів.

Випробування електроприводів разом з виконуючим механізмом потрібне проводити з дозволу начальника зміни технологічного цеху, в якому вони встановлені.

При видачі робиться запис в оперативному журналі технологічного цеху, а отриманні цього дозволу - в оперативному журналі цеху (ділянки), який проводить випробування.

					МП.3.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		73

Ремонт і наладку електросхем електроприводів, не з'єднаних з виконуючим механізмом, регулюючих органів та запірної арматури, можна проводити по розпорядженню. Дозвіл на їх випробування дає працівник, який дав розпорядження на вивід електропривода в ремонт, наладку. Про це повинен бути зроблений запис при оформленні розпорядження.

Вмикання електродвигуна для перевірки до повного закінчення роботи проводиться після виводу бригади з робочого місця.

Після випробування проводиться повторний допуск з оформленням в наряді. При виконанні роботи по розпорядженню на повторний допуск розпорядження дається заново.

## 5.2 Розрахунок заземлений в електричних мережах

Всі випадки ураження людини струмом в результаті ураження електричним струмом, тобто проходження струму через людину, є наслідком її дотику не менше ніж до двох точок електричного кола, між якими існує деяка напруга. Небезпека такого дотику, оцінювана, як відомо, струмом, що проходить через тіло людини  $I_{\text{п}}$ , або напругою під якою вона знаходиться, тобто напругою дотику  $U_{\text{пр}}$ , залежить від ряду факторів: схеми включення людини в електричне коло, напруги мережі, схеми самої мережі, режиму її нейтралі, ступеня ізоляції струмоведучих частин щодо землі і т.ін.

Таким чином, зазначена небезпека не однозначна. В одних випадках включення людини в електричне коло буде супроводжуватися проходженням через нього малих струмів і виявиться безпечним, в інших - струми можуть досягати великих значень, здатних викликати смертельне ураження людини.

Мережі змінного струму бувають однофазними і багатофазними.

Однофазні мережі можуть бути двопровідними ізольованими від землі або з заземленим проводом і однопровідними, коли роль другого проводу грає земля, рейка і т. ін.

					МП.3.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		74



називається нейтральним провідником, а до нульової точки - нульовим провідником. При напрузі до 1000 В застосовують в основному дві з зазначених схем мереж трифазного струму - першу і четверту, тобто трипровідну з ізольованою нейтраллю напругою 36, 42, 127, 220, 380 і 660 В і чотирьох з заземленою нейтраллю напругою 220/127, 380/220, 660/380 В. Схеми включення людини в коло струму можуть бути різними. Однак найбільш характерні дві схеми включення: між двома фазами електричної мережі і між однією фазою і землею.

Зрозуміло, у другому випадку передбачається електричний зв'язок між мережею та землею. Такий зв'язок може бути обумовлений недосконалістю ізоляції проводів відносно землі, наявністю ємності між проводами і землею і, нарешті, заземленням нейтралі джерела струму, що живить цю мережу.

Двофазний дотик, як правило, більш небезпечний, оскільки до тіла людини прикладається найбільша в даній мережі напруга - лінійна, а струм, що проходить через людину, опиняючись в залежності від схеми мережі, режиму її нейтралі і інших чинників має найбільше значення:

$$I_h = \frac{U_{л}}{R_h} = \frac{U_{\phi} \cdot \sqrt{3}}{R_h}, \quad (5.1),$$

де  $U_{л} = U_{\phi} \cdot \sqrt{3}$  - лінійна напруга, В;

$U_{\phi}$  - фазна напруга, В;

$R_h$  - опір тіла людини, Ом.

Однофазний дотик, як правило, менш небезпечний, ніж двофазний, оскільки струм, що проходить через людину, обмежується впливом багатьох чинників. Однак однофазний дотик виникає у багато разів частіше. Тому в розглянутих мережах аналізуються лише випадки однофазного дотику.

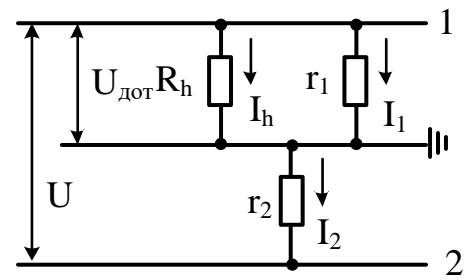
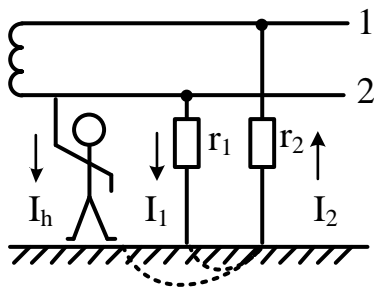
## 5.2.1 Однофазні мережі

### 5.2.1.1 Мережа, ізольована від землі

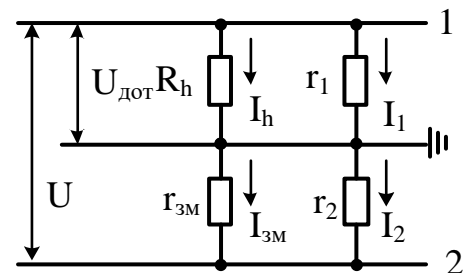
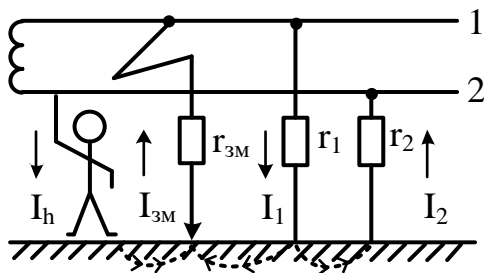
Потрібно оцінити безпеку дотику людини до одного з проводів мережі, тобто визначити напругу  $U_{\text{дот}}$ , під якою виявиться людина і струм  $I_h$ , що проходить

									Арк
									76
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.3.8.141.041.ПЗ				

через неї, як при нормальному режимі роботи мережі, так і при аварійному (тобто при замиканні будь-якого проводу на землю).



а) нормальний режим роботи мережі



б) аварійний режим роботи мережі

Рисунок 5.3 – Дотик людини до проводу однофазної двопровідної мережі.

1, 2 номери проводів

При нормальному режимі роботи мережі зі схеми заміщення (рис. 5.3, а)

можна записати:

$$U = U_{\text{дот}} + I_2 \cdot r_2 = U_{\text{дот}} + (I_h + I_1) \cdot r_1,$$

де  $I_1$  і  $I_2$  - струми, що проходять через опір ізоляції  $r_1$  і  $r_2$  відповідно.

Враховуючи, що

$$I_h = \frac{U_{\text{дот}}}{R_h} \quad \text{і} \quad I_1 = \frac{U_{\text{дот}}}{r_1}$$

отримаємо:

$$U = U_{\text{дот}} + \left( \frac{U_{\text{дот}}}{R_h} + \frac{U_{\text{дот}}}{r_1} \right) \cdot r_2 = \frac{U_{\text{дот}} \cdot (r_1 \cdot r_2 + (r_1 + r_2) \cdot R_h)}{r_1 \cdot R_h}$$

Звідки напруга дотику,  $U_{\text{дот}}$ :

$$U_{\text{дот}} = \frac{U \cdot r_1 \cdot R_h}{(r_1 \cdot r_2 + (r_1 + r_2) \cdot R_h)} \quad (5.2)$$

При аварійному режимі, коли один з проводів мережі, наприклад, 2 замкнутий на землю через опір  $r_{зм}$  який зазвичай малий в порівнянні з  $r_1$ ,  $r_2$  і  $R_h$  і може бути прийнятий рівним нулю,  $U_{дот}$  і  $I_h$  на підставі виразів (5.1) і (5.2) матимуть найбільші можливі значення:

$$U_{дот} \approx U, \quad I_h = \frac{U}{R_h}$$

Таким чином, при замиканні проводу на землю людина, яка доторкнеться до несправного проводу, опиняється під напругою рівною майже повній напрузі лінії незалежно від опору ізоляції проводів.

### 5.2.1.2 Мережа з заземленим проводом

При дотику людини до незаземлених проводів в мережі із заземленим проводом:

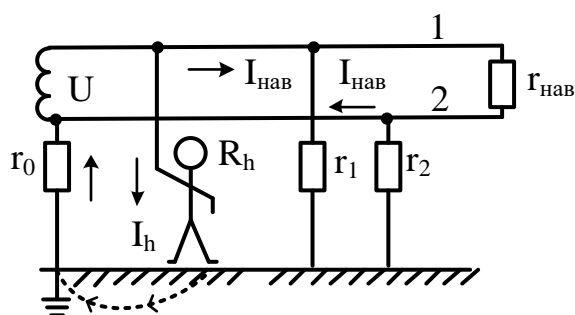
$$I_h = \frac{U}{(R_h + r_0)}, \quad (5.3)$$

$$U_{дот} = \frac{U \cdot R_h}{(R_h + r_0)}, \quad (5.4)$$

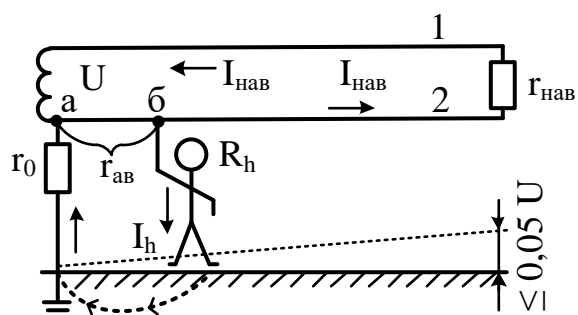
де  $r_0$  – опір заземлення проводу, Ом

При врахуванні опору підлоги  $r_{під}$  і взуття  $r_{вз}$  вираз (5.3) прийме вигляд:

$$I_h = \frac{U}{(R_h + r_0 + r_{вз} + r_{під})}, \quad (5.5)$$



а) дотик до незаземленого проводу



б) дотик до заземленого проводу при нормальному режимі мережі







зберігається умова, що повні провідності проводів відносно землі дуже малі в порівнянні з провідністю заземлення нейтралі.

При аварійному режимі, коли одна з фаз мережі замкнута на землю через відносно малий активний опір  $r_{зм}$  формули розрахунку параметрів дотику мають вигляд:

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} \cdot R_h \frac{r_{зм} + r_0 \cdot \sqrt{3}}{r_{зм} \cdot r_0 + R_h \cdot (r_{зм} + r_0)} \quad (5.11)$$

$$I_h = U_{\phi} \cdot \frac{r_{зм} + r_0 \cdot \sqrt{3}}{r_{зм} \cdot r_0 + R_h \cdot (r_{зм} + r_0)} \quad (5.12)$$

Можливі два характерні випадки.

1. Якщо прийняти, що опір замикання проводу на землю  $r_{зм}$  равний нулю, то формула (5.11) прийме вигляд  $U_{\text{дот}} = U_{\phi} \cdot \sqrt{3}$ , отже, в даному випадку людина виявиться під впливом лінійної напруги мережі.
2. Якщо прийняти рівним нулю опір заземлення нейтралі  $r_0$ , то  $U_{\text{дот}} = U_{\phi}$ , тобто, напруга під якою опиниться людина, дорівнюватиме фазній напрузі.
3. Однак, в практичних умовах, опір  $r_{зм}$ ,  $r_0$  завжди більший нуля, тому напруга, під якою опиняється людина, що доторкнеться в аварійний період до справного фазного проводу трифазної мережі з глухозаземленою нейтраллю, завжди менший лінійного, але більший фазного:  $U_{\phi} < U_{\text{дот}} < U_{\phi} \cdot \sqrt{3}$ .

Таким чином, дотик людини до справного фазного проводу мережі з глухозаземленою нейтраллю в аварійний період небезпечніший, ніж при нормальному режимі.

### 5.2.3 Трифазна трипровідна мережа з ізолюваною нейтраллю

При нормальному режимі роботи даної мережі напруга  $U_{\text{дот}}$  і струм  $I_h$  в період дотику людини до однієї фази, наприклад, фази 1, визначається рівняннями (5.7) і (5.8), в яких  $Y_n = Y_0 = 0$ .

Згідно (5.8) вираз для струму, а в комплексній формі набуде вигляду:

$$\dot{I}_h = \dot{U}_\phi \cdot \underline{Y}_n \cdot \frac{\underline{Y}_2(1-a^2) + \underline{Y}_3(1-a)}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \underline{Y}_n}$$

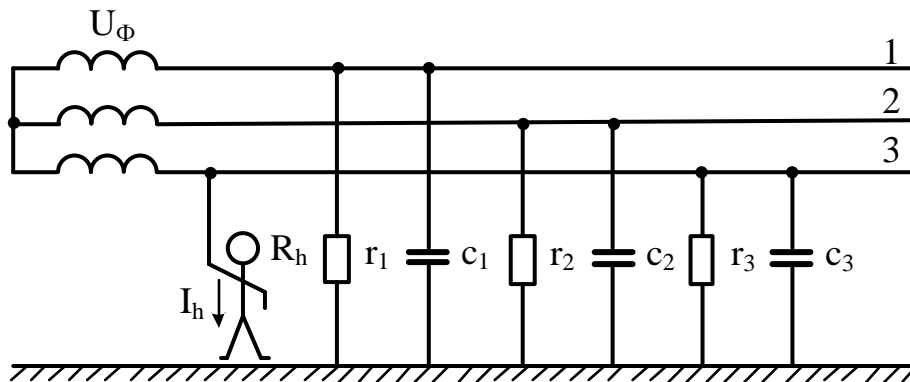


Рисунок 5.6- Дотик людини до проводу трифазної трипровідної мережі з ізолюваною нейтраллю при нормальному режимі роботи

Користуючись цим виразом, оцінюється небезпека дотику до фазного проводу для наступних трьох випадків.

1. У разі рівного розподілу опорів ізоляції і ємностей проводів відносно землі, тобто при  $r_1 = r_2 = r_3 = r_n = r$ ;  $c_1 = c_2 = c_3 = c_n = c$ , а отже, при  $\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = \underline{Y}_3 = \underline{Y}_1$  струм через людину в комплексній формі, якщо врахувати, що  $(a^2 + a + 1) = 0$

$$\dot{I}_h = \dot{U}_\phi \cdot \underline{Y}_h \cdot \frac{\underline{Y} \cdot (1 - a^2 + 1 - a)}{3\underline{Y} + \underline{Y}_h} = \frac{\dot{U}_\phi}{\frac{1}{\underline{Y}_h} + \frac{1}{3\underline{Y}}}$$

$$\dot{I}_h = \frac{\dot{U}_\phi}{R_h + \frac{\underline{Z}}{3}} \quad (5.12)$$

де  $\underline{Z}$  – комплекс повного опору проводу щодо землі, Ом:

$$\underline{Z} = \frac{1}{\underline{Y}} = \frac{1}{r} + j\omega c$$

У дійсній формі цей струм дорівнює:

$$I_h = \frac{U_\phi}{R_h \cdot \sqrt{1 + \frac{r \cdot (r + 6 \cdot R_h)}{9 \cdot R_h^2 \cdot (1 + r^2 \cdot \omega^2 \cdot c^2)}}} \quad (6.13)$$

2. У разі рівного розподілу опорів ізоляції і відсутності ємностей, тобто при

$r_1 = r_2 = r_3 = r_H = r$ ;  $c_1 = c_2 = c_3 = c_H = 0$  і, отже, при  $\underline{Y} = \frac{1}{r}$  і  $\underline{Z} = r$ , що може мати

місце в коротких повітряних мережах, струм, що проходить через тіло людини, в дійсній формі буде:

$$I_h = \frac{U_\phi}{R_h + \frac{r}{3}} \quad (5.14)$$

3. У разі рівного розподілу ємностей і дуже великих опорах ізоляції, тобто при  $r_1 = r_2 = r_3 = r_H = \infty$ ;  $c_1 = c_2 = c_3 = c_H = c$  і, отже, при  $\underline{Y} = j\omega c = \frac{j}{x_c}$  і  $\underline{Z} = \frac{1}{\underline{Y}} = -jx_c$ , що може мати місце в кабельних мережах, струм через людину в комплексній формі.

$$\dot{I}_h = \frac{\dot{U}_\phi}{R_h + \frac{1}{j \cdot 3 \cdot \omega \cdot c}} = \frac{\dot{U}_\phi}{R_h - \frac{jx_c}{3}},$$

де  $x_c = \frac{1}{\omega c}$

У дійсній формі, струм, А

$$I_h = \frac{U_\phi \cdot 3 \cdot \omega \cdot c}{\sqrt{9 \cdot R_h^2 \cdot \omega^2 \cdot c^2 + 1}} = \frac{U_\phi}{\sqrt{R_h^2 + \left(\frac{x_c}{3}\right)^2}}$$

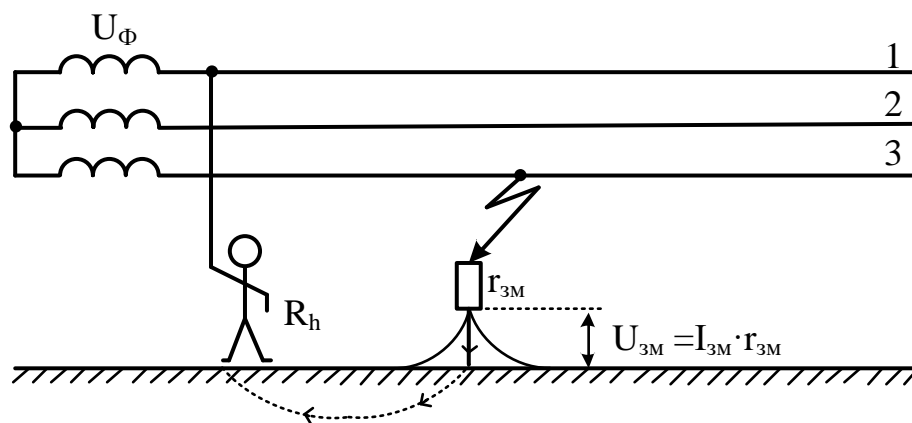


Рисунок 5.7 – Дотик людини до проводу трифазної трипровідної мережі і ізолюваною нейтраллю при аварійному режимі

$$Y_3 = \frac{1}{r_{зм}}; Y_1 = Y_2 = 0, \quad \text{modi} \quad I_h = \dot{U}_\phi \cdot \underline{Y}_h \frac{\underline{Y}_3 \cdot (1-a)}{\underline{Y}_3 + \underline{Y}_h}$$

У дійсній формі:

$$I_h = \frac{\sqrt{3} \cdot U_\phi}{R_h + r_{зм}} \quad (5.15)$$

Напруга дотику;

$$U_{\text{дот}} = I_h \cdot R_h = U_\phi \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot R_h}{R_h + r_{зм}} \quad (5.16)$$

Якщо прийняти, що  $r_{зм} = 0$  або  $r_{зм} \ll R_h$ , то  $U_{\text{дот}} = U_\phi \cdot \sqrt{3}$ , тобто людина опиниться під лінійною напругою мережі.

У дійсних умовах  $r_{зм}$  завжди більше нуля, тому напруга, під якою опиниться людина, що доторкнеться в аварійний період до справної фази трифазної мережі з ізольованою нейтраллю, буде значно більшою фазної і дещо меншою лінійної напруги мережі.

### 5.3 Призначення заземлювального пристрою

Заземлювачі є невід'ємною частиною електротехнічних установок. На них покладаються численні функції по забезпеченню надійної і безпечної роботи установки. При спорудженні електроустановки функції робочого заземлення, заземлення безпеки і грозозахисного заземлення покладаються на спільний заземлювальний пристрій.

Головною характеристикою заземлювального пристрою є його опір, який складається з опору розтікання струму із заземлювача в землю і опору заземлюючих провідників.

Опір заземлювача дорівнює відношенню напруги на ньому (в місці введення струму) до струму, який стікає в землю.

### 5.3.1 Розрахунок заземлюючого пристрою

Підстанція 110/10 кВ відноситься до установок з великими струмами замикання на землю, тому опір заземлюючого контуру на повинен перевищувати 0,5 Ом.

На заданій мінімальній площі з розмірами ( $18 \times 50 \text{ м}^2$ ) виконується заземлювальна сітка на глибині  $h_{\Gamma} = 0,5 \text{ м}$  відповідно до рекомендацій [13].

Поздовжні магістралі заземлювальної сітки розташовуються уздовж рядів устаткування за планом підстанції, поперечні - з однаковим кроком клітинки.

Питомий опір верхнього шару однорідної землі в якій занурені горизонтальні заземлювачі визначається, як:

$$\rho_1 = K_c \cdot \rho_0 = 1,45 \cdot 100 = 145 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

де  $\rho_0$  – питомий опір однорідного шару землі, Ом· м;

$K_c$  – сезонний коефіцієнт, який враховує умови вимірювання  $\rho_0$ , приймаємо

$$K_c = 1,45;$$

Питомий опір нижнього шару землі  $\rho_2$ .

Для однорідного ґрунту приймаємо  $\rho_2 = \rho_0 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Еквівалентний діаметр кола  $D_E$ , що має площу, рівну площі, займаній заземлювачем:

$$D_E = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 900}{3,14}} = 33,85 \text{ м},$$

де  $S = 18 \cdot 50 = 900 \text{ м}^2$  – мінімальна площа заземлювальної сітки;

Опір заземлювальної сітки, виконаної сталевими смугами перерізом  $40 \times 4 \text{ мм}^2$  обчислюємо за формулою Лорана:

$$R_c = \frac{\rho_2}{2 \cdot D_E} + \frac{\rho_1}{L} = \frac{100}{2 \cdot 33,85} + \frac{145}{3000} = 1,53 \text{ Ом}$$

де  $L = 3000 \text{ м}$  – загальна довжина горизонтальних електродів (поздовжніх і поперечних).

Так як  $R_c > 0,5$ , відповідно до рекомендацій [13] споруджуємо вертикальні заземлювачі.

Розрахунковий питомий опір землі в якій знаходяться вертикальні заземлювачі, визначаємо за формулою:

$$\rho_p = \frac{H_{сз} + (H - H_{сз})}{\frac{H_{сз}}{K_c \cdot \rho_0} + \frac{(H - H_{сз})}{\rho_0}} = \frac{2 + (7 - 2)}{\frac{2}{1,45 \cdot 100} + \frac{7 - 2}{100}} = 109,73 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

де  $H_{сз}$  – товщина шару сезонних змін, м;

$H$  – область землі, яка ефективно бере участь у відведенні струму із заземлювача. Для вертикальних електродів  $H = 1,4 \cdot L_B = 7$  м

де  $L_B$  – довжина вертикального електрода,  $L_B = 5$  м

Визначаємо опір розтікання одного пруткового вертикального електрода за формулою:

$$r_B = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot L_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2 \cdot t + \frac{L_B}{2}}{2 \cdot t - \frac{L_B}{2}} \right) = \frac{109,73}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{12} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2 \cdot 3 + \frac{5}{2}}{2 \cdot 3 - \frac{5}{2}} \right) = 0,913 \text{ Ом},$$

де  $d = 12 \text{ мм}^2$  – діаметр пруткового заземлювача;

$t$  – глибина занурення вертикального заземлювача:

$$t = h_2 + \frac{L_B}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м}.$$

Число вертикальних заземлювачів:

$$n = \frac{P}{a_1} = \frac{136}{15} = 9,$$

де  $P = 2 \cdot (18 + 50) = 136$  м – периметр заземлювальної сітки;

$\alpha_1$  – крок (відстань) між вертикальними електродами, зазвичай приймається:

$$\frac{\alpha_1}{L_B} \geq 1,$$

приймаємо  $\alpha_1 = 15$  м.



периметру контуру заземлення, коефіцієнт напруги дотику може бути обчислений за наступним виразом:

$$\alpha_{\text{dot}} = 0,5 \cdot \left( \frac{L_B \cdot L}{a_1 \cdot \sqrt{S}} \right)^{-0,45} = 0,5 \cdot \left( \frac{5 \cdot 3000}{15 \cdot \sqrt{900}} \right)^{-0,45} = 0,103$$

Тоді:

$$U_{\text{dot}} = 0,103 \cdot 2790 \cdot 0,132 = 37,88 \text{ В}$$

Напруга дотику з урахуванням падіння напруги на опорі тіла людини ( $R_h = 1000 \text{ Ом}$ ) і основи, на якій стоїть людина, обчислюється за виразом:

$$U_{\text{dot}} = \alpha_{\text{dot}} \cdot \alpha_{\text{осн}} \cdot I_{K1}^{(1)} \cdot R_h,$$

де  $\alpha_{\text{осн}}$  – коефіцієнт напруги дотику, що враховує падіння напруги в опорі основи:

$$\alpha_{\text{осн}} = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_0} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,87$$

Звідси:

$$U_{\text{dot}} = 0,103 \cdot 0,87 \cdot 2795 \cdot 0,132 = 32,94 \text{ В}$$

Висновок:

В даному розділі був проведений розрахунок заземлювального пристрою центральної підстанції напругою 110/10 кВ, необхідний для зрівнювання потенціалу.

Результуючий опір заземлюючого контуру менший допустимого значення опору заземлення, тому додаткові заземлювальні пристрої не потрібні.

Напруга дотику  $U_{\text{dot}} = 33 \text{ В}$  не перевищує допустимого значення.

## 5.4 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [15] встановлюють оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

										Арк
										88
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.3.8.141.041.ПЗ					





слугувати вікна. Це дасть можливість на випадок викиду шкідливої речовини, в відповідності з [15], зменшити концентрацію шкідливої речовини нижче ГДК.

-Застосування кондиціонерів – апарати, які автоматично обробляють повітря, яке подається в приміщення, забезпечуючи оптимальні параметри по температурі, відносній вологості і швидкості руху повітря.

Кондиціонер розміщується зі сторони, протилежній фронту обслуговування обладнання. Випаровування, газу, пил, більш важкі за повітря, накопичуються в нижніх зонах приміщення, де і слід розташовувати пристрої.

## 5.6 Виробниче освітлення

### Природне освітлення

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на [14]:

-природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО ( $e$ ). КПО - відношення природнього освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

$KEO^{III}$  при природньому та сумісному освітленнях.

Характеристика зорової роботи – загальний нагляд за ходом виробничого процесу: постійне;

Розряд – VIII;

Підрозряд зорової роботи – а;

Контраст об'єкту розпізнавання – незалежно від характеристик фону і контрасту об'єкту з фоном;

Характеристика фону – незалежно від характеристик фону і контрасту об'єкту з фоном;

Бокове  $KEO^{III}$ , %:

					MP.3.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		90





сових характеристиках «повільно» «імпульс» повинні відрізнятися не менше, ніж на 7 дБ. Всі ці шуми в тій чи іншій мірі спостерігаються на підприємстві (таблиця 5.2).

Таблиця 5.2 – 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 приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, паталогічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

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. 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.

–для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові

–вентилятори. Внутрішні поверхні обшивки облицювати звукопоглинаючими матеріалами.

## 5.8 Вібрація

Для нормування вібрації за основне джерело візьмемо [15]. По способу передачі вібрація на людину, розрізняють загальну і локальну вібрацію. Загальна передається через опорні поверхні на тіло сидячу чи стоячу людину. Локальна вібрація передається через руки людини.

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

У цеху присутня вібрація типу - За. Тобто технологічна вібрація діюча на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в роботі, являються вентиляційна установка, яка відноситься до типу загальної вібрації, а також, вібрації технологічні - сушильних барабанів, транспортера, сушильних машин.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення.			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$m \cdot c^{-2}$	дБ	$m \cdot c^{-1} \cdot 10^{-2}$	дБ
За	$Z_0, Y_0, X_0$	0,1	100	0,2	92

В таблиці 5.4 приведені санітарні норми показників вібраційного навантаження на оператора апаратури, для нашої категорії вібрації, а саме За.

Таблиця 5.4 – Санітарні норми показників вібраційного навантаження на оператора апаратури

Середнє геометрична полоса ча- стот, Гц	Нормативне значення в напрямках X <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub>							
	Віброприскорення				Віброшвидкість			
	м·с <sup>-2</sup>		ДБ		м·с <sup>-1</sup> ·10 <sup>-2</sup>		ДБ	
	В	В	В	В	В	В	В	В
1/3окт	1/1окт	1/3окт	1/1окт	1/3окт	1/1окт	1/3окт	1/1окт	
2,0	0,8	0,14	98	103	0,64	1,3	102	108
4,0	0,056	0,1	95	100	0,23	0,45	93	99
8,0	0,056	0,11	95	101	0,12	0,22	87	93
16,0	0,112	0,20	101	106	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22	0,40	107	112	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445	0,80	113	118	0,12	0,20	87	92

В таблиці 5.5 приведені допустимі амплітуди вібропереміщень на робочих місцях при проектуванні розрахункових будівельних конструкцій для різних умов дії вібрації для нашого цеху

Таблиця 5.5 – Допустимі амплітуди віброприміщень на робочих місцях

Частота гармонійної складової, Гр	Амплітуда вібропереміщення м·10 <sup>-3</sup>	
	На постійних робочих місцях стаціонарних ма- шин в виробничому приміщені	В виробничих приміщеннях які не мають джерел вібрації
2	1,4	0,52
4	0,25	0,1
8	0,063	0,025
16	0,0282	0,112
31,5	0,0141	0,0056
63	0,0072	0,0028

Для зменшення дії вібрацій на працюючих передбачено:

- динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці і печатки, вкладки і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

## 5.9 Пожежна безпека

Пожежа на підприємстві представляє серйозну небезпеку та вважається одною з основних причин нещасних випадків, причиняє величезний матеріальний збиток. Пожежа – неконтрольований процес горіння, який супроводжується знищенням матеріальних цінностей та створює небезпеку для життя людей.

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

На бітумній базі, небезпеку пожежі можуть становити бітуми.

Згідно ОНТП 24-86 за вибуховою та пожежною небезпекою приміщення об'єкту, що проектується відносять до категорій: В та Г.

У категорії приміщення В знаходяться горючі речовини (бітум) в холодному та підігрітому стані. У приміщенні категорії Г (зварювальна дільниця) знаходяться негорючі матеріали, що обробляються в гарячому стані, розкалені або розплавлені, що супроводжується виділенням іскр, які розповсюджуються у будівлях III ступеня вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у годинах) і мінімальні межі розповсюдження полум'я по них (у сантиметрах) для виробництва III ступені вогнестійкості визначені згідно [15] і занесені у таблицю 6.6.

У чисельнику вказуються межі вогнестійкості будівельних конструкцій; у знаменнику - межі розповсюдження полум'я по них.

Дане приміщення, згідно з [16], відноситься відповідно до:

– по вибухонебезпечності до 2, тобто, простір, у якому вибухонебезпечне середовище за нормальних умов експлуатації відсутні, а якщо воно виникає, то рідко і триває не довго. У цих випадках можливі аварії катастрофічних розмірів (розрив трубопроводів високого тиску або резервуарів значної місткості).

– По пожежонебезпечності дане приміщення відносять до II-а зони, тобто зони в приміщеннях, де застосовуються горючі рідини з температурою спалаху > 61°C.



Таблиця 5.6 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях.

Стіни				Колони	Драбинні площадки	Плити, інші несучі конструкції	Елементи покриття	
Несучі	Само-несучі	Зовнішні несучі	Перегородки				Плити	Балки, арки, рами
$\frac{2}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{2}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{0,75}{0}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{0,25}{0}$

Типи протипожежних перешкод та мінімальні межі їх вогнестійкості [15] зазначені в таблиці 5.7

Таблиця 5.7 – Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості.

Протипожежна перешкода	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальні межі вогнестійкості протипожежних перешкод або їх елементів: год
Протипожежні зони, елементи зон:		
Протипожежні стіни, що відділяють зону від приміщень пожежних відсіків;	1	0,25
Протипожежні перегородки;	2	0,75
Протипожежні перекриття;	2	0,75
Елементи перекриття	3	
Зовнішні стіни.	–	0,75

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м<sup>2</sup> наступна:

До 1 – 100 м<sup>2</sup>.



## Висновки

Зібрані і систематизовані відомості про сучасний стан, способах і технічних засобах КРП дозволяють зробити наступні висновки:

1 Правильний вибір ПКРП як на стадії проектування, так і при експлуатації електричних мереж дозволяє скоротити перетікання РП, що особливо важливо для протяжних розподільних мереж 6 (10) кВ, збільшити коефіцієнт використання трансформаторної потужності. Невеликі приєднані потужності і відсутність великих СД в електромережах виробничих споживачів, роблять для них КУ практично єдиним технічним засобом КРП.

2. Різноманітне технологічне виконання робочої частини, широкий діапазон номінальних потужностей, низькі власні втрати і висока експлуатаційна надійність КК (стандарти ІЕС 70 і 831 -1/2, VDE 0560) уможлиблюють модульне побудова сучасних КУ.

3. Виходячи з 4,5 % -го нормативу відносних втрат електроенергії для мереж 6 (10) кВ і наведеного в роботі розрахунку видно, що передача по мережі РМ збільшить тільки для трансформаторів даний норматив на 1 ... 2,5 %, а його підсумковий зростання, враховуючи втрати в лініях 6 (10) кВ, досягне 2; .. 4,5 %. В середньому, збільшення втрат від передачі РП навантаження в розподільних мережах 6 (10) кВ розглянутого району електричних мереж складе 4,2 ... 1,9 млн. кВт-год. При цьому для вибору ПКРП необхідна наявність об'єктивної інформації про режим роботи пристроїв передачі електроенергії, в першу чергу – про використанні трансформаторної потужності. Отримати такі відомості можна тільки за допомогою сучасної вимірювальної техніки та впровадження систем телеметрії.

					МР.3.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		99

## Література

1. С.Е. Герасимов, А.Г. Меркурьев Регулирование напряжения в распределительных сетях. С-П, 1998. – 84с.
2. В.А Козлов «Городские распределительные электрические сети» Энергоиздат 1982. – 174 с.
3. Ю.С Железко «Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях» Энергоатомиздат 1989. - 175с.
4. Л.А Солдаткина «Регулирование напряжения в городских сетях» Энергия 1967 г.
5. П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, І.О. Гунько Оптимізація режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії. Вінниця: ВНТУ, 2018. – 171с.
6. Воротницкий В.Э., Калинин М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. – М.: ИПК госслужбы, 2002. – 64с.
7. Ковалев И.Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1990. - 200с
8. Клима И. Оптимизация энергетических систем. М.: Высш.шк., 1991 303с.
9. Железко Ю.С. Застосування технологічних знижок (надбавок) – один із способів зниження тарифів на електроенергію. // Електрика. 2001.№6. С. 12-15.
10. Мінін Г.П. Реактивна потужність. М.: Енергія. 1978. 88с.
11. Reactive Power and Distortion Power // Intern. Electro technical Conunission, Technical Committee № 25. Working Group 7. 1979. Document 25. Rep. 113
12. Конспект лекцій з дисципліни "Електропостачання промислових підприємств" для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка / Укладачі Є.Д.Хмельницький, О.О.Крупник — Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2016, 126 с.(Частина 2)
13. ПУЕ – <http://www.energiy.com.ua/PUE.html>

					MP.3.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		100

14. СНИП 1-4-79. Естественное и искусственное освещение.

15 Пістун І. П. та ін.. Охорона праці (Законодавство. Організація роботи): навчальний посібник / Пістун І.П., Березовецька О.Г., Трунова І.О. – Львів: Тріада плюс, 2010 – 648 с.

16 ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.- К.: Держнаглядохоронпраці, 2000. - 382 с.

17 ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

18 ГОСТ 12.2.002-75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

					MP.3.8.141.041.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		101