


**ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»**

**ЕЛЕМЕНТИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
ПІДПРИЄМСТВ:  
курс лекцій з навчальної дисципліни**

Запоріжжя 2026

**mip** metinvest  
polytechnic



УДК 621.311+622+669 (072)

E50

Рекомендовано Науково-методичною радою  
ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»  
(протокол № 7 від 04.06. 2026 р.)

*Укладачі*

Шрамко Ю.Ю. канд. техн. наук, викладач циклової комісії з гірництва та електроінженерії

Мірошніченко С.О., викладач циклової комісії з гірництва та електроінженерії

E50 ЕЛЕМЕНТИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ : курс лекцій з дисципліни / уклад.: Ю. Ю. Шрамко, С. О. Мірошніченко. Запоріжжя : ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2026. 227 с.

УДК 621.311+622+669 (072)

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	4
ТЕМА 1. ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТРУМОПРИЙМАЧІВ ТА СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ .....	5
ТЕМА 2. ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	24
ТЕМА 3. МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ .....	31
ТЕМА 4. ПІДСТАНЦІЇ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ.....	41
ТЕМА 5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ДО 1000 В ТА ВИЩЕ .....	64
ТЕМА 6. РОЗПОДІЛЬЧІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ДО 1000 В ТА ВИЩЕ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ .....	95
ТЕМА 7. СХЕМИ ТА КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ ДО 1000 В .....	120
ТЕМА 8. СИСТЕМИ КАНАЛІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ.....	135
ТЕМА 9. ВИЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В МЕРЕЖАХ ДО 1000 В ТА ВИЩЕ .....	169
ТЕМА 10. НИЗЬКОВОЛЬТНІ КОМУТАЦІЙНІ ТА ЗАХИСНІ АПАРАТИ І ПРИСТРОЇ.....	191
ТЕМА 11. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	209

## ВСТУП

Електропостачання промислових підприємств є важливою складовою їхньої виробничої інфраструктури, від надійності та ефективності якої залежить безперервність технологічних процесів, безпека персоналу, якість продукції та економічні показники роботи підприємства. Сучасні системи електропостачання об'єднують значну кількість технічних елементів: джерела живлення, трансформаторні підстанції, розподільчі пристрої, електричні мережі різних класів напруги, комутаційні й захисні апарати, пристрої компенсації реактивної потужності, засоби контролю, вимірювання та автоматизації.

Конспект лекцій з навчальної дисципліни «Елементи систем електропостачання підприємств» призначений для формування у здобувачів освіти базових теоретичних знань і практичних уявлень про структуру, призначення, принципи вибору та умови експлуатації основних елементів систем електропостачання промислових об'єктів. Зміст конспекту охоплює основні характеристики електроприймачів і споживачів електроенергії, графіки електричних навантажень, методи визначення розрахункових навантажень, підстанції промислових підприємств, компенсацію реактивної потужності, розподільчі пристрої, мережі до і понад 1000 В, системи каналізації електричної енергії, розрахунок струмів короткого замикання, низьковольтні комутаційні та захисні апарати, а також питання якості електричної енергії.

В конспекті розглянуті питання надійності електропостачання, вибору раціональних схем живлення, визначенню категорій електроприймачів, оцінюванню режимів роботи електроустановок, вибору трансформаторного та комутаційного обладнання, а також заходам щодо зменшення втрат електроенергії та підвищення енергоефективності. Розгляд цих питань має важливе значення для підготовки фахівців, здатних виконувати аналіз, обслуговування, налагодження та експлуатацію електротехнічного обладнання підприємств.

Вивчення дисципліни дозволить здобувачам освіти сформувати професійні компетентності, необхідні для розуміння принципів роботи систем електропостачання підприємств, аналізу електричних навантажень, вибору основного електротехнічного обладнання, оцінювання аварійних і післяаварійних режимів, а також прийняття технічно обґрунтованих рішень щодо забезпечення надійного, безпечного та економічно доцільного електропостачання промислових споживачів.

## ТЕМА 1. ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТРУМОПРИЙМАЧІВ ТА СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Основні поняття про елементи систем електропостачання. Характеристики електроприймачів. Режими роботи нейтралі.

Терміни й визначення основних понять

Основні терміни та визначення у сфері електропостачання регламентуються одним із ключових нормативних документів, який визначає сучасну електротехнічну термінологію, вимоги до електроустановок і напрями їх подальшого вдосконалення, — «Правилами улаштування електроустановок» (ПУЕ), затвердженими наказом Міністерства енергетики України від 24 червня 2014 р. Крім того, ДСТУ 2790-94 установлює терміни та визначення основних понять, що стосуються електропостачальних систем номінальною напругою понад 1 000 В, а ДСТУ 2791-94 — електропостачальних систем номінальною напругою до 1 000 В. Далі наведено основні терміни та визначення відповідно до зазначених нормативних документів.

Електропостачання — це забезпечення споживачів електричною енергією.

Споживач електричної енергії — це окремий електроприймач або група електроприймачів, які об'єднані спільним технологічним процесом і розміщені на певній території.

Приймач електричної енергії, або електроприймач, — це електричний апарат, агрегат чи механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії.

Електропостачальна система — це сукупність електроустановок, призначених для забезпечення споживачів електричною енергією.

Електропостачальна система напругою до 1 кВ — це система електропостачання, елементи якої розраховані на роботу за напруги до 1 кВ.

Електропостачальна система напругою понад 1 кВ — це система електропостачання, елементи якої призначені для роботи за напруги понад 1 кВ.

Електропостачальна система з глибоким уводом — це система електропостачання, у якій напруга 35 кВ і вище підводиться максимально близько до споживача. Такі системи, як правило, живляться безпосередньо від енергосистеми та виконуються за спрощеними схемами комутації з боку первинної напруги з мінімальною кількістю ступенів трансформації.

Централізована електропостачальна система — це система електропостачання, джерелом електричної енергії для якої є енергетична система.

Енергетична система, або енергосистема, — це сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, які з'єднані між собою та функціонують у спільних режимах безперервного виробництва, перетворення й розподілу електричної енергії та теплоти за умови централізованого керування цими процесами.

Електрична частина енергосистеми — це сукупність електроустановок електричних станцій і електричних мереж, що входять до складу енергосистеми.

Електроенергетична система — це електрична частина енергосистеми разом зі споживачами електричної енергії, які отримують від неї живлення і пов'язані спільністю процесів виробництва, перетворення, розподілу та споживання електричної енергії.

Електроустановки — це комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній електропередавання та допоміжного обладнання, призначений для виробництва, перетворення, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії, а також для її перетворення в інший вид енергії. Відповідно до ПУЕ за умовами електробезпеки електроустановки поділяють на електроустановки напругою до 1 кВ та електроустановки напругою понад 1 кВ.

Відкриті, або зовнішні, електроустановки — це електроустановки, які не захищені будівлею чи приміщенням від дії атмосферних чинників. Електроустановки, захищені лише навісом, сітчастою огорожею або подібними конструкціями, також належать до зовнішніх.

Закриті, або внутрішні, електроустановки — це електроустановки, розміщені всередині будівлі, яка забезпечує їх захист від атмосферних впливів.

Електроприміщення — це приміщення або відокремлені частини приміщень, наприклад огорожені сітками, у яких розміщене електрообладнання. Доступ до таких приміщень дозволений лише виробничому, зокрема електротехнічному, персоналу.

Електрична мережа — це сукупність електроустановок, призначених для передавання та розподілу електричної енергії. До її складу входять підстанції, розподільні установки, струмопроводи, повітряні та кабельні лінії електропередавання, що функціонують у межах певної території.

Низьковольтна електрична мережа — це сукупність електроустановок номінальною напругою до 1 000 В, призначених для передавання та розподілу електричної енергії.

Незалежне джерело живлення електроприймача або групи електроприймачів — це джерело живлення, на якому напруга зберігається в межах, установлених ПУЕ для післяаварійного режиму, у разі її зникнення на іншому або інших джерелах живлення.

Згідно з ПУЕ до незалежних джерел живлення належать дві секції або системи шин однієї чи двох електростанцій і підстанцій за одночасного виконання таких умов:

1. кожна із секцій або систем шин, у свою чергу, може отримувати живлення від незалежного джерела живлення;
2. секції або системи шин не мають електричного зв'язку між собою або мають зв'язок, який автоматично вимикається в разі порушення нормального режиму роботи однієї із секцій чи систем шин.

Лінія електропередавання (ЛЕП) — це елемент електропостачальної системи, призначений для передавання та розподілу електричної енергії без зміни її параметрів.

Лінії електропередавання поділяють на такі основні види:

– кабельні лінії електропередавання, у яких передавання електричної енергії здійснюється одним або кількома кабелями. Такі кабелі можуть бути прокладені безпосередньо в ґрунті, у кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях, у водному середовищі або відкритим способом;

– повітряні лінії електропередавання, у яких передавання електричної енергії здійснюється проводами, розміщеними над поверхнею землі та закріпленими на опорах. У повітряних ЛЕП застосовують два основні типи проводів: неізолювані проводи, які кріпляться до опор за допомогою ізоляторів, а також самоутримні ізолювані проводи (СІП). Самоутримний ізолюваний провід є електротехнічною конструкцією, що складається зі скручених у джгут ізолюваних струмопровідних жил і не потребує окремого несучого троса. Монтаж СІП виконують із використанням лінійної арматури на опорах, спорудах, стінах будівель тощо.

Терміни та визначення, що стосуються електропостачальних систем загального призначення:

– електропостачальна система загального призначення — це сукупність електроустановок і електропристроїв енергопостачальної організації, призначених для забезпечення електричною енергією споживачів або приймачів електричної енергії;

– електрична мережа загального призначення — це електрична мережа енергопостачальної організації, призначена для передавання електричної енергії різним споживачам або приймачам електричної енергії.

Основні складові системи електропостачання.

Основними складовими системи електропостачання є електростанції, підвищувальні та понижувальні підстанції, а також розподільні мережі.

Розглянемо кожну із зазначених складових на прикладі рисунка 1.1.

На електростанції електрична енергія виробляється на генераторній напрузі 10 кВ. Невелика частина цієї енергії споживається електроприймачами власних потреб електростанції, до яких належать як високовольтні, так і низьковольтні приймачі.

Понижувальна трансформаторна підстанція власних потреб, розміщена на електростанції, забезпечує зниження генераторної напруги до номінального значення напруги низьковольтних електроприймачів власних потреб. Високовольтні електроприймачі власних потреб отримують живлення безпосередньо на генераторній напрузі.

У деяких випадках електрична енергія на генераторній напрузі може передаватися безпосередньо стороннім споживачам, розташованим поблизу електростанції. Однак основна частина електроенергії, виробленої на електростанції, після перетворення на підвищувальних підстанціях передається до енергосистеми на напрузі 110 кВ.

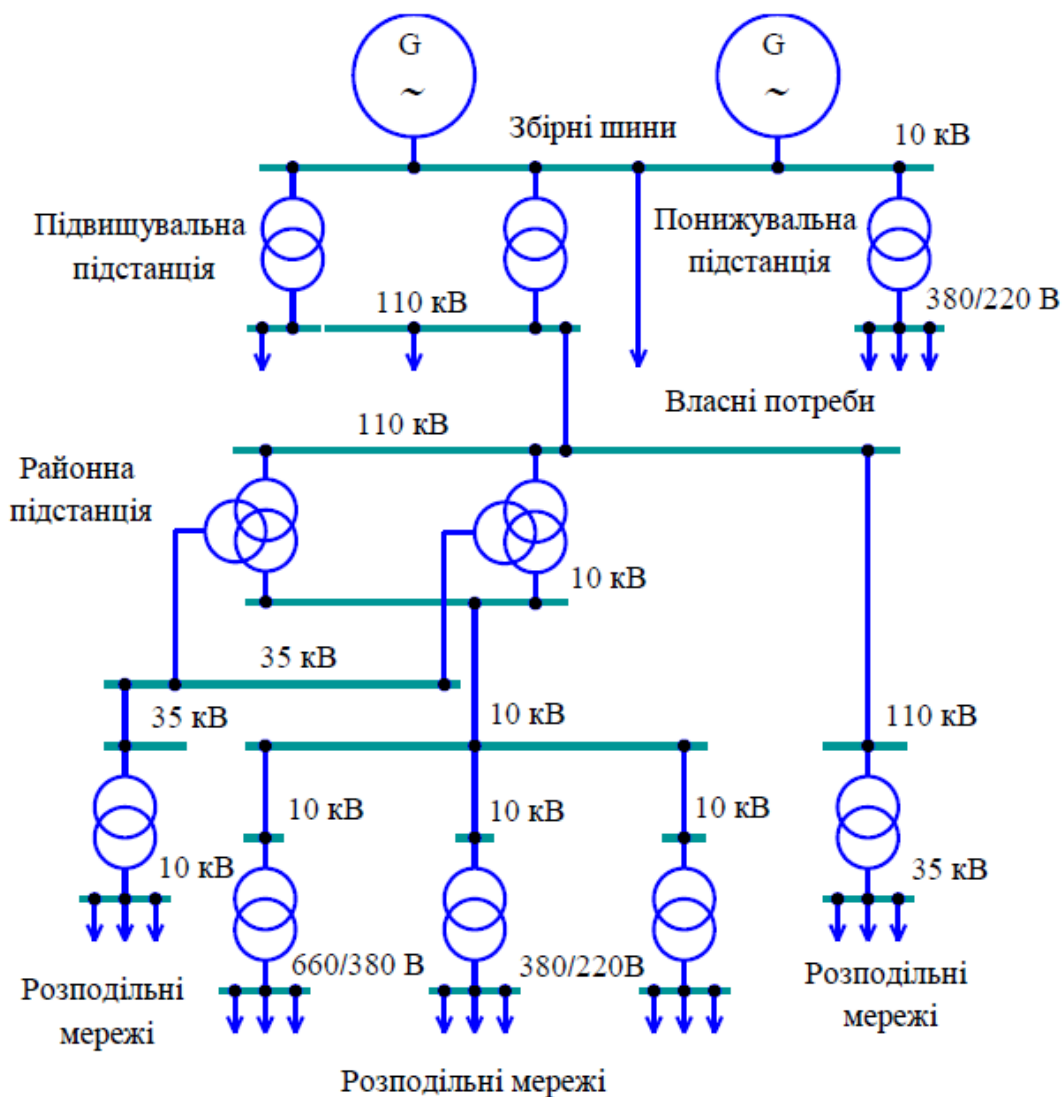


Рисунок 1.1 - Схема виробництва та розподілу електричної енергії

Районні понижувальні підстанції призначені для трансформації напруги з 110 кВ до рівнів 10 і 35 кВ, а також для подальшого розподілу електричної енергії між населеними пунктами, міськими та сільськими районами, промисловими підприємствами й іншими споживачами.

Понижувальні підстанції населених пунктів, міських і сільських районів та підприємств забезпечують зниження напруги до номінальних значень, необхідних для живлення окремих високовольтних і низьковольтних електроприймачів, а також груп електроприймачів або споживачів електричної енергії.

Розподільні мережі призначені для розподілу та передавання електричної енергії до окремих електроприймачів і споживачів.

#### Категорії електроприймачів

Надійність є одним з основних показників функціонування системи електропостачання. Вимоги до рівня надійності значною мірою

визначаються можливими наслідками, які можуть виникнути в разі переривання електропостачання конкретного електроприймача.

Відповідно до ПУЕ електроприймачі за вимогами до надійності електропостачання поділяють на три категорії.

До I категорії належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може призвести до таких наслідків:

- виникнення небезпеки для життя людей;
- значних збитків для народного господарства;
- пошкодження дороговартісного обладнання;
- масового браку продукції або порушення складного технологічного процесу;
- порушення роботи особливо важливих об'єктів і елементів комунального господарства.

У складі I категорії додатково виділяють особливу групу електроприймачів. До неї належать електроприймачі, безперервна робота яких необхідна для безаварійного зупинення виробництва з метою недопущення загрози життю людей, виникнення вибухів і пожеж, пошкодження дороговартісного обладнання, а також втрати важливої інформації.

У промисловості прикладами електроприймачів I категорії можуть бути робочі машини та установки хімічних, газопереробних і нафтопереробних підприємств: етилозмішувальні установки, компресори для подавання повітря в системах пневмотранспорту та циркуляції газових сумішей, сировинні насоси, системи санітарно-технічної вентиляції, насоси головного водозабору, зворотного водопостачання, каналізації тощо.

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних і побутових будівель до електроприймачів I категорії можуть належати:

- у будинках висотою понад 16 поверхів: протипожежні пристрої, зокрема пожежні насоси, системи підпірання повітря, димовидалення, пожежної сигналізації та оповіщення про пожежу, а також ліфти, евакуаційне й аварійне освітлення, вогні світлового огороження;

- у будівлях лікувально-профілактичних закладів: електроприймачі операційних і пологових блоків, відділень анестезіології, реанімації та інтенсивної терапії, кабінетів лапароскопії, бронхоскопії й ангіографії, протипожежних пристроїв, охоронної сигналізації, евакуаційного освітлення та лікарняних ліфтів;

- у будівлях і приміщеннях підприємств громадського харчування: електроприймачі їдалень, кафе та ресторанів із кількістю посадкових місць понад 500;

- у музеях і виставкових залах: комплекс електроприймачів музеїв та виставкових залів державного значення.

Електроприймачі I категорії мають забезпечуватися електричною енергією від двох незалежних взаєморезервувальних джерел живлення. У разі порушення електропостачання від одного з джерел перерва в

живленні таких електроприймачів допускається лише на час, необхідний для автоматичного відновлення живлення від іншого джерела.

Відповідно до ПУЕ для особливої групи електроприймачів I категорії встановлюються більш жорсткі вимоги до електропостачання. Зокрема, для них обов'язковою є наявність третього незалежного взаєморезервувального джерела живлення. Функцію третього незалежного джерела для особливої групи електроприймачів, а також другого джерела для інших електроприймачів I категорії можуть виконувати місцеві електростанції, електростанції енергосистеми, спеціальні агрегати безперервного живлення, акумуляторні батареї тощо.

До II категорії належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити такі наслідки:

- значний недовипуск продукції;
- масові простої працівників, механізмів і промислового транспорту;
- порушення нормальної життєдіяльності великої кількості мешканців міст і сільських населених пунктів.

У промисловості прикладами електроприймачів II категорії можуть бути робочі машини целюлозних підприємств, підприємств із виробництва продуктів лісохімії, аміачної селітри, розбавленої азотної кислоти тощо.

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних і побутових будівель до електроприймачів II категорії можуть належати:

- електроприймачі житлових будинків висотою понад 5 і до 10 поверхів, обладнаних плитами на газоподібному або твердому паливі;
- електроприймачі лікувально-профілактичних закладів, за винятком тих, що віднесені до I категорії;
- електроприймачі закладів освіти, виховання та підготовки кадрів.

Згідно з ПУЕ електропостачання електроприймачів II категорії рекомендується здійснювати від двох незалежних взаєморезервувальних джерел живлення. У разі порушення електропостачання від одного з джерел перерва в живленні допускається лише на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

До III категорії належать усі інші електроприймачі, які не відповідають ознакам I або II категорії.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що тривалість перерви, необхідної для ремонту або заміни пошкодженого елемента електропостачальної системи, не перевищує однієї доби.

### Номінальні напруги

Більшість електростанцій України працює у складі Об'єднаної енергосистеми України. Для забезпечення одночасної узгодженої роботи значної кількості генераторів, трансформаторів і споживачів, а також для досягнення оптимальних технічних та економічних показників

функціонування такої складної системи до основних електротехнічних параметрів висуваються підвищені вимоги.

На електростанціях України електрична енергія переважно виробляється у вигляді трифазного змінного струму частотою 50 Гц.

Постійний струм, як правило, отримують зі змінного струму за допомогою перетворювальних пристроїв.

Виробництво електричної енергії на електростанціях і її передавання до споживачів здійснюються на різних номінальних напругах. Їх значення насамперед залежать від потужності, що передається, та відстані передавання електроенергії. З метою зменшення втрат під час передавання електричної енергії зі збільшенням потужності та відстані доцільно застосовувати вищі рівні номінальної напруги.

Номінальною напругою генераторів, трансформаторів, ліній електропередавання та електроприймачів називають напругу, установлену для них підприємством-виробником для роботи в нормальних тривалих режимах, за яких забезпечуються найкращі техніко-економічні показники. Для узгодженого функціонування всіх складових Об'єднаної енергосистеми номінальні значення напруг стандартизовані.

У таблиці 1.1 відповідно до ДСТУ 2791-94 наведено стандартні номінальні значення напруг для електроустановок до 1 кВ, а в таблиці 1.2 згідно з ДСТУ 2790-94 — для електроустановок напругою понад 1 кВ.

Таблиця 1.1 - Номінальні напруги до 1кВ

Струм	Номінальна напруга, В	
	джерела	мережі й приймачі
Постійний	6; 12; 28,5; 42; 62; 115; 230; 460	6; 12; 27; 40; 60; 110; 220; 440
Змінний: – однофазний; – трифазний	6; 12; 28,5; 42; 62; 115; 230	6; 12; 27; 40; 60; 110; 220
	42; 62; 230; 400; 690	40; 60; 220; 380; 660

*Примітки:* 1) у таблиці зазначені міжфазні значення трифазної напруги; 2) крім зазначених значень номінальних напруг, дозволено використовувати й інші номінальні напруги, наприклад для однофазних і трифазних мереж та електроприймачів:

- 24 В для мереж і приймачів загальнопромислового призначення;
- 42 В для мереж однофазного й трифазного струмів;
- 127 В для приймачів, старого зразка;

3) допустимі відхилення напруги електропостачальної системи, джерел, перетворювачів, мереж і приймачів електричної енергії вибирають із ряду: 0,5; 1,0; 2,0; 3,0; 5,0; 10; 15 % номінального значення.

Таблиця 1.2 - Номінальні міжфазні напруги понад 1 кВ

Мережі й приймачі	Генератори та синхронні компенсатори	Трансформатори й автотрансформатори з РПН	
		первинні обмотки	вторинні обмотки
(6)	(6,3)	(6) або (6,3)*	(6,3) або (6,6)
10	10,5	10 або 10,5 *	10,5 або 11

20	21,0	20 або 21,0*	— 22,0
35	—	35 або 36,75	— 38,5
110	—	110 або 115	115 або 121
220	—	220 або 230	230 або 242
330	—	330 —	330 —
500	—	500 —	500 —
750	—	750 —	750 —
1 150	—	1 150 —	— —

*Примітки:*

1) знаком «\*» зазначені напруги для трансформаторів та автотрансформаторів, приєднаних безпосередньо до шин генераторної напруги електричних станцій або до виводів трансформаторів;

2) у дужках наведені номінальні значення напруг, не рекомендовані для мереж, що проектують. Для мереж, що вже діють або які розширюють на номінальні напруги 3, 6 і 150 кВ, обладнання потрібно виготовляти.

### Режими експлуатації електроустановок

Режими експлуатації електроустановок системи електропостачання характеризуються значною кількістю показників. До основних із них належать:

- значення напруги на виходах джерел живлення та на входах електроприймачів;
- рівень напруги мережі живлення відносно землі;
- величина струмового навантаження джерел, електроприймачів, перетворювальних пристроїв і провідників;
- режим роботи нейтралі;
- симетричність фазних і лінійних напруг;
- синусоїдність напруги;
- величина відхилення частоти;
- опір ізоляції між провідниками, а також між провідниками та землею тощо.

Відповідно до ПУЕ розрізняють такі основні режими експлуатації електроустановок:

1. нормальний режим — це режим експлуатації електроустановки за нормальних умов, коли відхилення основних показників перебувають у допустимих межах, установлених чинними нормами, правилами або вимогами підприємства-виробника відповідного обладнання. У такому режимі всі елементи системи електропостачання можуть працювати протягом тривалого часу та забезпечувати надійне електропостачання;

2. аварійний режим — це режим експлуатації електроустановки за умов одиничних або множинних пошкоджень. У цьому режимі параметри роботи істотно відхиляються від номінальних значень, що може призвести до виходу з ладу як окремих елементів, так і всієї системи електропостачання. Причинами виникнення аварійного режиму можуть бути міжфазні короткі замикання, обриви провідників, замикання провідників на

землю, погіршення ізоляційних властивостей тощо. Як правило, під час аварійних режимів значно зростає струмове навантаження, що навіть за короткочасного протікання аварійних струмів спричиняє інтенсивне нагрівання провідників і може призвести до їх перегорання. Крім того, можливе виникнення значних механічних навантажень на струмопровідні частини внаслідок зростання електродинамічних сил, стрибків напруги, порушення її синусоїдності, симетричності тощо. Такі режими є небажаними, тому в системі електропостачання мають передбачатися технічні засоби та організаційні заходи, спрямовані на запобігання їх виникненню. У разі появи аварійного режиму необхідно забезпечити максимально можливе скорочення його тривалості;

3. післяаварійний режим — це режим експлуатації електроустановки за наявності пошкоджень до моменту відновлення нормального режиму роботи. Зазвичай тривалість функціонування електроустановок системи електропостачання в такому режимі є обмеженою.

### Режими роботи нейтралі

Загальні положення й визначення.

Надійність і безпека функціонування електричної мережі значною мірою залежать від режиму роботи нейтралі. Це пояснюється тим, що значна частина аварійних режимів у системах електропостачання виникає внаслідок однофазних коротких замикань на землю або випадкового електричного з'єднання частин електроустановки, які перебувають під напругою, із заземленими конструктивними елементами.

Режим роботи нейтралі істотно впливає на величину струму замикання та рівень небезпеки для обслуговуючого персоналу. Крім того, залежно від способу заземлення нейтралі електрична система по-різному реагує на однофазне коротке замикання. У разі його виникнення система може продовжувати роботу в тимчасово допустимому режимі або перейти в аварійний режим, що потребує негайного вимкнення та може мати небажані наслідки.

Відповідно до ПУЕ електроустановки за заходами електробезпеки поділяють на такі групи:

- електроустановки напругою до 1 кВ в електричних мережах з ізолюваною нейтраллю;
- електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах з ізолюваною, компенсованою або заземленою через резистор нейтраллю;
- електроустановки напругою до 1 кВ в електричних мережах із глухозаземленою нейтраллю;
- електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю.

### Мережі з ізолюваною нейтраллю.

Згідно з ПУЕ ізолюваною нейтраллю називають нейтраль генератора або трансформатора, не приєднану до заземлювального пристрою

чи приєднану до нього через прилади сигналізації, вимірювання, захисту, заземлювальні дугогасильні реактори й подібні пристрої, що мають значний опір.

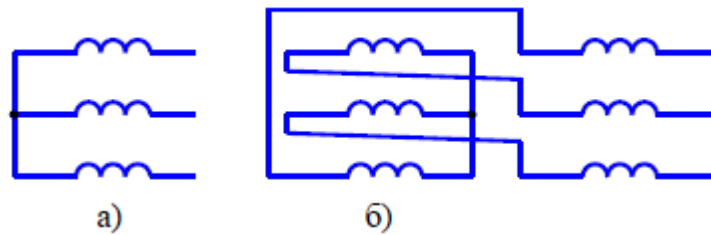


Рисунок 1.2 – Схеми з'єднання обмоток джерела живлення з повністю ізольованою нейтраллю

Особливості функціонування системи з повністю ізольованою нейтраллю (рис. 1.2):

- однофазне замикання на землю в такій системі не розглядається як коротке замикання, оскільки струми однофазного замикання на землю є малими порівняно зі струмами навантаження і, як правило, не становлять небезпеки для системи;

- у разі однофазного замикання на землю напруга непошкоджених фаз відносно землі зростає до значення міжфазної напруги;

- під час однофазного замикання на землю безперервність живлення електроприймачів не порушується;

- у режимі однофазного замикання на землю система може продовжувати роботу протягом обмеженого часу, зазвичай не більше 2 годин. Цього часу, як правило, достатньо для визначення місця замикання на землю та усунення несправності;

- надійність і безпека роботи системи значною мірою залежать від стану ізоляції. Пошкодження ізоляції відносно землі або між фазними провідниками може спричинити виникнення двофазного чи трифазного короткого замикання на землю з великими значеннями струмів короткого замикання. Тому в системах з ізольованою нейтраллю необхідно передбачити встановлення пристроїв контролю ізоляції, а також спеціальних сигнальних або захисних пристроїв, що потребує додаткових фінансових витрат;

- у місці однофазного замикання на землю можливе виникнення та стале горіння електричної дуги. Це може призвести до пошкодження ізоляції інших фаз і електрообладнання загалом. Зазначена особливість є одним з основних недоліків системи з ізольованою нейтраллю.

З урахуванням зазначених особливостей сфера застосування систем з ізольованою нейтраллю є обмеженою. Прикладами використання таких мереж можуть бути:

- трифазні мережі напругою 6–35 кВ, у яких струми замикання на землю не перевищують допустимих значень;
- трифазні трипровідні мережі напругою до 1 кВ, зокрема мережі напругою 220, 380 і 660 В;
- мережі низької напруги, наприклад 40 і 60 В, у яких для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу застосовують захисні заходи, не пов'язані із заземленням, зокрема використання розділювальних трансформаторів.

Для зменшення струмів замикання на землю, насамперед ємнісних струмів, до значення, за якого стає горіння електричної дуги стає неможливим, застосовують компенсовану нейтраль.

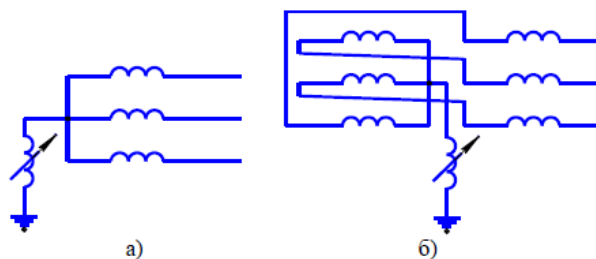
Відповідно до ПУЕ компенсованою нейтраллю називають нейтраль генератора або трансформатора, приєднану до заземлювального пристрою через дугогасильні реактори. Таке приєднання забезпечує компенсацію ємнісного струму в мережі з ізолюваною нейтраллю під час однофазних замикань на землю. У цьому випадку нейтральну точку джерела живлення заземлюють через дугогасильні реактори (рис. 1.3), реактивний індуктивний опір яких приблизно дорівнює реактивному ємнісному опору системи:

$$2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \approx \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}$$

де  $f$  – частота мережі, Гц;

$L$  – індуктивність заземлювального дугогасильного реактора, Гн;

$C$  – ємність мережі, Ф.



а) «зірка»; б) «зигзаг»

Рисунок 1.3 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з ізолюваною нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора

- Показником ефективності роботи системи з ізолюваною нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора є відношення кількості замикань на землю, які не переходять у короткі замикання, до загальної кількості таких замикань. Для систем із повністю ізолюваною нейтраллю цей показник у середньому становить близько 0,3, тоді як за

наявності заземлювального дугогасильного реактора він зростає до 0,6–0,9. Це підтверджує доцільність застосування таких пристроїв.

– Особливості роботи системи з ізольованою нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора полягають у такому:

– – за умови правильного налаштування реактора, коли виконується відповідна умова (рис. 1.4), а режим роботи є резонансним або близьким до нього, струми в місці замикання на землю мають значно менші значення, ніж у системі з повністю ізольованою нейтраллю. Це забезпечує ефективне гасіння електричної дуги;

– – суттєво спрощуються вимоги до апаратів захисту. Як правило, така система не потребує релейного захисту від замикань на землю з дією на вимкнення. Для отримання інформації про виникнення замикання та прийняття відповідних рішень часто достатньо встановлення селективної сигналізації;

– – значно підвищується швидкість відновлення напруги на пошкодженій фазі. Унаслідок цього зменшується ймовірність повторного запалювання дуги, а також знижується ризик переходу однофазного замикання на землю в багатофазне або міжфазне коротке замикання;

– – кількість аварійних вимкнень такої системи є значно меншою порівняно із системою з повністю ізольованою нейтраллю, тому рівень безперервності електропостачання підвищується;

– – вимоги до рівня та стану ізоляції залишаються майже такими самими високими, як і для системи з повністю ізольованою нейтраллю;

– – експлуатація системи є порівняно складною, оскільки потребує постійного контролю стану компенсації ємнісних струмів, що пов'язано з необхідністю регулювання індуктивності реактора;

– – виявлення місця пошкодження ізоляції є досить складним, якщо замикання на землю не перейшло в коротке замикання.

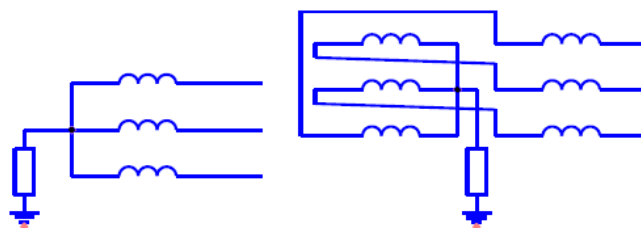


Рисунок 1.4 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення із заземленою через резистор нейтраллю

Використання заземлювальних дугогасильних реакторів призводить до збільшення витрат на створення та експлуатацію системи. Тому доцільність їх застосування має визначатися на основі техніко-економічних розрахунків для конкретної системи електропостачання.

У мережах з ізольованою нейтраллю для захисту від перенапруг або забезпечення селективного захисту в разі замикання на землю

застосовують нейтраль, заземлену через резистор (рис. 1.3). Відповідно до ПУЕ заземленою через резистор нейтраллю називають нейтраль генератора або трансформатора в мережі з ізолюваною чи компенсованою нейтраллю, яка приєднана до заземлювального пристрою через резистор.

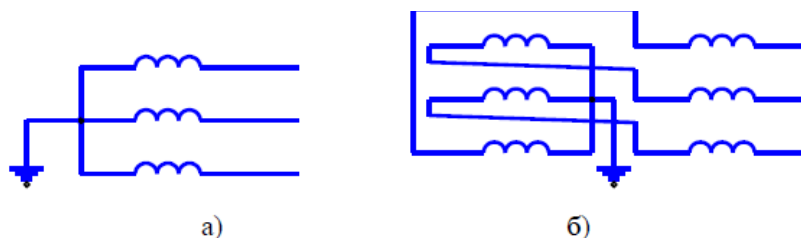
Мережі з ефективно та глухозаземленою нейтраллями.

Відповідно до ПУЕ системою з ефективно заземленою нейтраллю називають трифазну електричну мережу напругою понад 1 кВ, у якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

Коефіцієнт замикання на землю в трифазній мережі — це відношення різниці потенціалів між непошкодженою фазою та землею в точці замикання на землю однієї або двох інших фаз до різниці потенціалів у цій самій точці до виникнення замикання.

Згідно з ПУЕ глухозаземленою нейтраллю називають нейтраль генератора або трансформатора, яка приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір, наприклад через трансформатор струму. Крім того, глухозаземленим може бути вивід джерела однофазного струму або полюс джерела постійного струму у двопровідних мережах, а також середня точка джерела в трипровідних мережах змінного та постійного струму.

Основною характерною ознакою систем з ефективно або глухозаземленою нейтраллю (рис. 1.5) є те, що будь-яке однофазне замикання на землю в таких мережах обов'язково є коротким замиканням. При цьому струм різко зростає, тому пошкоджена ділянка має бути обов'язково вимкнена внаслідок спрацювання пристроїв захисту.



а) «зірка»; б) «зигзаг»

Рисунок 1.5 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з глухозаземленою нейтраллю

Особливості роботи системи з глухозаземленою нейтраллю полягають у такому:

– забезпечується стабілізація фазних напруг відносно землі, завдяки чому зменшується рівень перенапруг під час однофазних замикань на землю;

– у місці замикання на землю унеможливується виникнення стійкої електричної дуги та пов'язаних із нею негативних наслідків;

– істотно полегшуються умови роботи ізоляції під час однофазних замикань на землю. Це дає змогу або знизити рівень ізоляції, або підвищити надійність роботи системи завдяки більшому запасу електричної міцності ізоляції;

– створюються сприятливі умови для чіткої, надійної, селективної та швидкодіючої роботи релейного захисту;

– система є значно простішою у створенні та експлуатації з погляду режиму роботи нейтралі;

– однофазні замикання на землю, які є найпоширенішими видами пошкоджень, призводять до частих вимкнень. Тому для скорочення безструмових пауз у таких системах зазвичай необхідно застосовувати швидкодіючі пристрої автоматичного повторного ввімкнення, а для найбільш відповідальних електроприймачів — передбачати резервування живлення;

– під час однофазних коротких замикань значно зростають динамічні сили, що діють на струмопровідні частини, оскільки струм однофазного короткого замикання може перевищувати струм міжфазного короткого замикання;

– посилюється електромагнітний вплив на лінії зв'язку, що потребує збільшення витрат на їх улаштування та експлуатацію;

– зростає небезпека для обслуговуючого персоналу через великі значення напруги дотику та крокової напруги;

– значні струми короткого замикання суттєво зменшують синхронізувальний момент. Тривале протікання таких струмів може спричинити вимкнення не лише генератора, у якому виникло коротке замикання, а й генератора, що працює паралельно з ним;

– витрати на виготовлення та експлуатацію заземлювальних пристроїв є значно більшими порівняно з раніше розглянутими системами.

Найчастіше глухозаземлену нейтраль застосовують у мережах напругою 110 кВ і вище, а також у чотири- та п'ятипровідних мережах напругою 380/220 В.

Буквені й умовні графічні позначення типу системи заземлення.

Для креслення електричних схем електроустановок напругою до 1кВ згідно з вимогами ПУЕ встановили буквені й умовні графічні позначення типу системи заземлення.

В умовному буквенному позначенні типу системи заземлення використовують такі букви:

– перша буква означає стан нейтралі джерела живлення відносно землі:

Т – заземлена нейтраль (від лат. «*terra*» – земля). Таке позначення означає, що є безпосереднє приєднання однієї точки струмовідних частин джерела живлення до заземлювального пристрою. У трифазних мережах такою точкою зазвичай є нейтраль джерела живлення (якщо нейтраль недоступна, заземлюють фазний провідник), у трипровідних мережах

однофазного струму й постійного струму – середня точка, а у двопровідних мережах – один із виводів джерела однофазного струму або один із полюсів джерела постійного струму;

I – ізольована нейтраль (від англ. «*isolated*» –ізолюваний). Таке позначення означає, що всі струмопровідні частини джерела живлення ізольовані і від землі або одну точку заземлено через великий опір (наприклад, через опір приладів контролю ізоляції);

– друга буква означає характер заземлення відкритих провідникових частин відносно землі:

T – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин із землею незалежно від характеру заземлення джерела живлення із землею;




N – відкриті провідникові частини, приєднані до глухозаземленої нейтралі джерела живлення (від англ. «*neutral*» – нейтраль);

– інші букви в системі TN позначають улаштування нейтрального N і захисного PE провідників:

S – функції нейтрального (N) і захисного (PE) провідників розділені (від англ. «*separate*» – розділяти);

C – функції нейтрального й захисного провідників суміщені в одному PEN-провіднику (від англ. «*combine*» – об'єднувати).

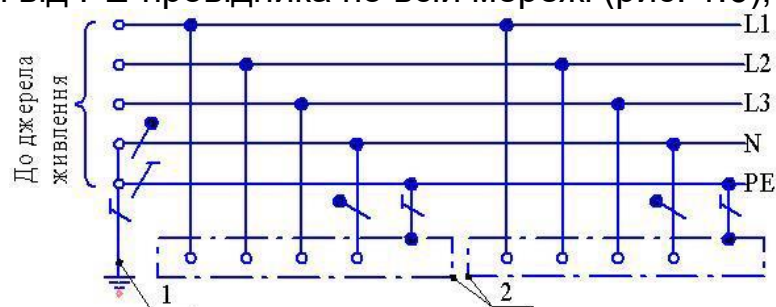
Крім буквених, ПУЕ встановлює використання таких умовних графічних позначень:

-  – N-провідник (M-провідник);
-  – PE-провідник;
-  – PEN-провідник.

Відповідно до вищезазначених буквених позначень ПУЕ визначає такі типи заземлення систем:

– система TN. У такому типі системи мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмовідних частин джерела живлення, а електроприймачі й відкриті провідні частини електроустановки приєднують до цієї точки за допомогою відповідно N- або M- і захисного PE-провідників;

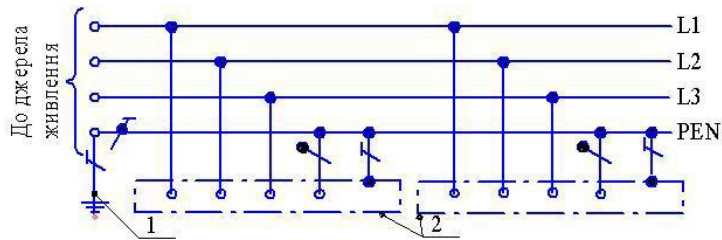
– система TN-S. Є різновидом системи TN, у якій N- або M-провідники розділені від PE-провідника по всій мережі (рис. 1.6);



- 1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення;
- 2 – відкриті провідникові частини

Рисунок 1.6 – Приклад виконання схеми відповідно до системи TN-S

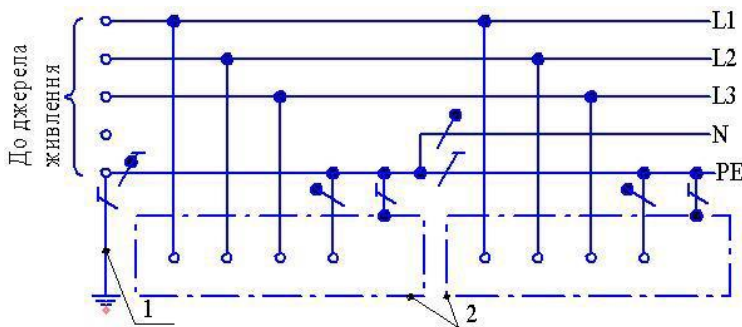
- система TN-C. Є різновидом системи TN, у якій N- або M-провідники поєднані в одному PEN-провіднику по всій мережі (рис. 1.7);



- 1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення;
- 2 – відкриті провідникові частини

Рисунок 1.7 – Приклад виконання схеми відповідно до системи TN-C

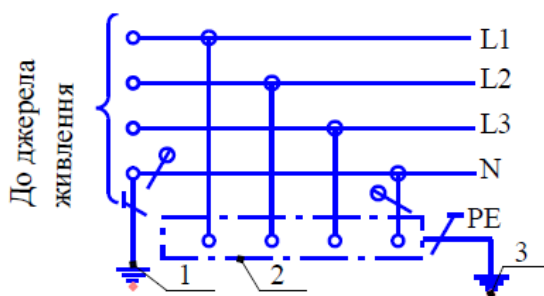
- система TN-C-S. Є різновидом системи TN, у якій N- або M- і PEN-провідники поєднані в одному провіднику в частині мережі, починаючи від джерела живлення (рис. 1.8);



- 1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення;
- 2 – відкриті провідникові частини

Рисунок 1.8 – Приклад виконання схеми відповідно до системи TN-C-S

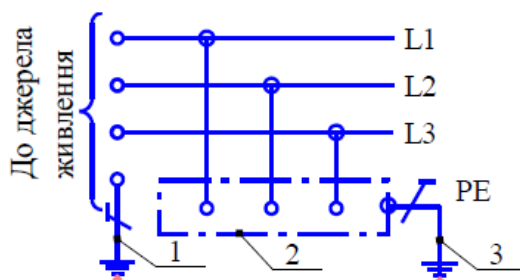
- система TT. У такому типі системи одну точку струмовідних частин джерела живлення заземлюють, а відкриті провідні частини електроустановки приєднують до PE-провідника, з'єднаного із заземлювачем, електрично незалежним від заземлювача, до якого приєднують точку струмовідних частин джерела живлення (рис. 1.9) ;



1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення;  
2 – відкриті провідникові частини; 3 – заземлювач відкритих провідникових частин

Рисунок 1.9 – Приклад виконання схеми відповідно до системи TT

– система IT. У такому типі системи мережу живлення ізолюють від землі чи заземлюють через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднують до заземленого PE-провідника (рис. 1.10).



1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення;  
2 – відкриті провідникові частини; 3 – заземлювач відкритих провідникових частин

Рисунок 1.10 – Приклад виконання схеми відповідно до системи IT:

Згідно з ПУЕ вважають, що системи TN, IT і TT у разі належного додержання правил монтажу й експлуатації еквівалентні щодо захисту людини від ураження електричним струмом. Вибір тієї чи іншої системи визначають за сукупністю факторів, основними з яких є: тип приміщень, у яких розміщують електроустановки, і наявність у них вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зон; безперервність живлення; електромагнітна сумісність електрообладнання; умови експлуатації тощо .

## Висновки

1. Електропостачання – це цілісна система виробництва, передачі та розподілу електроенергії, яка включає електростанції, трансформаторні підстанції та мережі.
2. Основні поняття (електроприймач, електроустановка, електропостачальна система) визначені ПУЕ та ДСТУ і становлять базу для аналізу роботи систем електропостачання.
3. Категорії електроприймачів (I, II, III) встановлюють вимоги до надійності живлення залежно від наслідків відключення: від небезпеки для життя і безпеки виробництва – до допустимих короткочасних перерв.
4. Номінальні напруги стандартизовані для забезпечення сумісності генераторів, трансформаторів, ЛЕП і споживачів, при цьому зі зростанням потужності й відстані доцільно підвищувати рівень напруги.
5. Режими експлуатації електроустановок поділяються на нормальний, аварійний та післяаварійний, кожен з яких вимагає різних технічних рішень для забезпечення надійності.
6. Режим роботи нейтралі значно впливає на безпеку та стійкість мережі:
7. ізольована та компенсована нейтраль дозволяють обмежити струми замикання на землю;
8. глухозаземлена та ефективно заземлена нейтраль забезпечують швидке відключення пошкодженої ділянки.
9. Типи систем заземлення (TN, TT, IT) відрізняються способом приєднання нейтралі джерела та відкритих провідних частин до землі. Вибір системи визначається умовами експлуатації, безпекою та безперервністю живлення.

## Контрольні питання

1. Дайте визначення термінів: електропостачання, електроприймач, електропостачальна система.
2. Які основні складові системи електропостачання?
3. Що розуміють під централізованою електропостачальною системою?
4. Які є категорії електроприймачів за надійністю електропостачання? Наведіть приклади для I категорії.
5. Які наслідки може мати відключення електроприймачів II категорії?
6. Як забезпечується електропостачання електроприймачів III категорії?
7. Яке призначення номінальних напруг та чому вони стандартизовані?
8. Які номінальні напруги застосовуються для електроустановок до 1 кВ і понад 1 кВ?
9. Чим відрізняються нормальний, аварійний та післяаварійний режими роботи електроустановок?

10. Які основні фактори впливають на виникнення аварійних режимів?
11. Чому режим роботи нейтралі має вирішальне значення для безпеки мережі?
12. Що таке ізольована нейтраль і в яких випадках її застосовують?
13. Як працює компенсована нейтраль? Яке рівняння визначає умову компенсації ємнісного струму?
14. У чому особливості мереж з ефективно заземленою нейтраллю?
15. Що таке коефіцієнт замикання на землю?
16. Які переваги та недоліки має система з глухозаземленою нейтраллю?
17. Поясніть відмінності систем TN-S, TN-C та TN-C-S.
18. У чому полягає відмінність систем заземлення TN, TT та IT?
19. Які фактори впливають на вибір системи заземлення для електроустановки?
20. Чому ПУЕ вважає системи TN, TT і IT еквівалентними щодо захисту людини за умови правильного монтажу?

#### Використана література

1. Василега П. О. Електропостачання : підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.
2. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. 5-те видання, перероблене й доповнене. Київ : Форт, 2014. 793 с.
3. ДСТУ 2791-94. Системи електропостачальні номінальною напругою до 1 000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення. [Чинний від 1996-01-01]. Вид. офіц. Київ, 1994. 6 с.
4. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.
5. Шкрабець Ф. П. Електропостачання : навч. посіб. Дніпро : НГУ, 2015. 540 с.

## ТЕМА 2. ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Поняття про графіки електричних навантажень. Основні показники графіків електричних навантажень.

Промислові підприємства являють собою енергоємні споживачі активної і реактивної енергії. Активна енергія витрачається на виконання корисної роботи, а також на покриття втрат при передачі і перетворенні активної і реактивної енергії. Реактивна енергія витрачається на створення магнітного поля в асинхронних двигунах і трансформаторах, та на покриття реактивної енергії, що споживається вентильними перетворювачами зокрема.

Основою прийняття раціональних рішень техніко-економічних питань проектування електропостачання слугують очікувані електричні навантаження. Правильно визначені розрахункові навантаження мають важливе значення при виборі перерізів ліній живлення і розподільних мереж, електричних апаратів, трансформаторів підстанцій, їх кількості і розташуванні, конфігурації і напруги мереж, засобів компенсації реактивної потужності, пристроїв захисту та при рішенні питань енергозбереження. Завищення розрахункових навантажень призводить до недовикористання електроустаткування (ЛЕП, трансформаторів, апаратів, тощо), внаслідок чого невиправдано зростають капіталовкладення. Занижені розрахункові навантаження можуть стати причиною перегріву елементів СЕП, прискореному старінню ізоляції та зношенню електроустаткування в цілому.

Для правильної оцінки очікуваних розрахунків навантажень недостатньо знати кількість електроприймачів та їх номінальну потужність критичного режиму роботи, що вказується на їх заводських табличках та в технічних паспортах. Електроприймачі, паспортна потужність яких наводиться для повторно-короткочасного режиму, що характеризується тривалістю включення  $PВ^*$  у відносних одиницях, або у відсотках, приводиться до  $PВ^*=1$  тривалого режиму роботи за співвідношенням.

$$P_{ном} = P_{пасп} \sqrt{PВ_{пасп}^*}$$

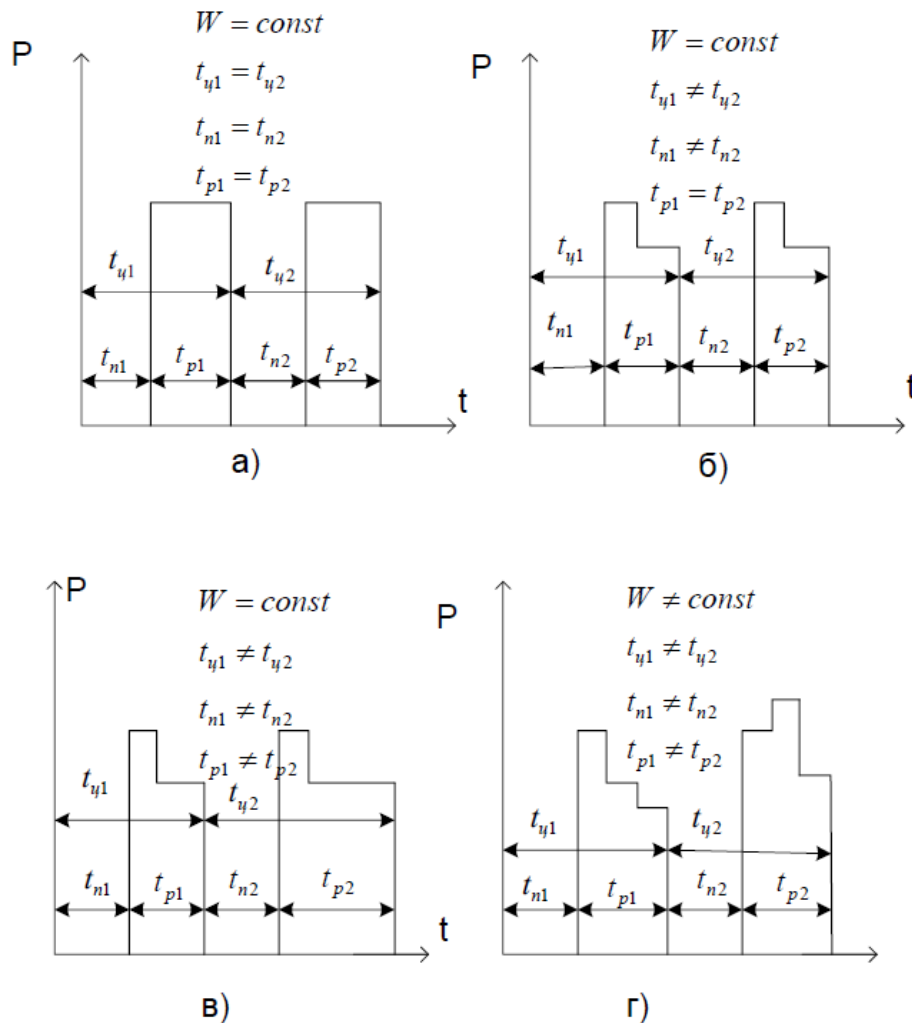
Але слід зауважити, що номінальна потужність характеризує лише верхню межу навантаження.

Проблеми визначення очікуваних навантажень полягають у тому, що навантаження є змінною у часі величиною, характер якої залежить одночасно від багатьох факторів, зокрема, від режимів роботи окремих електроприймачів, їх номінальної потужності, фактичного завантаження і використання та співвідношення в групі електроприймачів найменшої та найбільшої потужності.

Адекватну інформацію про електричні навантаження дають графіки навантажень.

Графіки електричних навантажень.

Графіки електричних навантажень – це графічне відображення зміни активної та реактивної потужності, або струму, у часі. Розрізняють індивідуальні і групові графіки навантажень. Індивідуальні графіки позначаються стрічними буквами відповідно за активною  $P(t)$  і реактивною  $Q(t)$  потужністю і характеризують споживання активної і реактивної електроенергії окремими електроприймачами. Вони можуть бути періодичними, циклічними, нециклічними і нерегулярними (рис. 2.1) в залежності від співвідношення часу циклів  $t_{ци}$ , паузи  $t_{пи}$ , роботи  $t_{pi}$  та стабільності активної енергії  $W_1$ , що споживається за цикл.



а- періодичний; б – циклічний; в – нециклічний; г – нерегулярний

Рисунок 2.1 - Індивідуальні графіки навантажень за активною потужністю  $P(t)$

Групові графіки складаються з індивідуальних графіків відповідних навантажень і позначаються прописними буквами:

$$P(T) = \sum_{i=1}^n p_i(t)$$

$$Q(T) = \sum_{i=1}^n q_i(t)$$

$$I(T) = \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}$$

Індивідуальні графіки необхідні для визначення розрахункового навантаження потужних і надпотужних ЕП (електричні печі, перетворювальні агрегати, тощо), а також для уявлення про формування групових графіків.

Розрізняють групові графіки ступінчасті за одну зміну (рис. 2.2) і добові) та річні за тривалістю (рис.2.3), що будуються на основі добових.

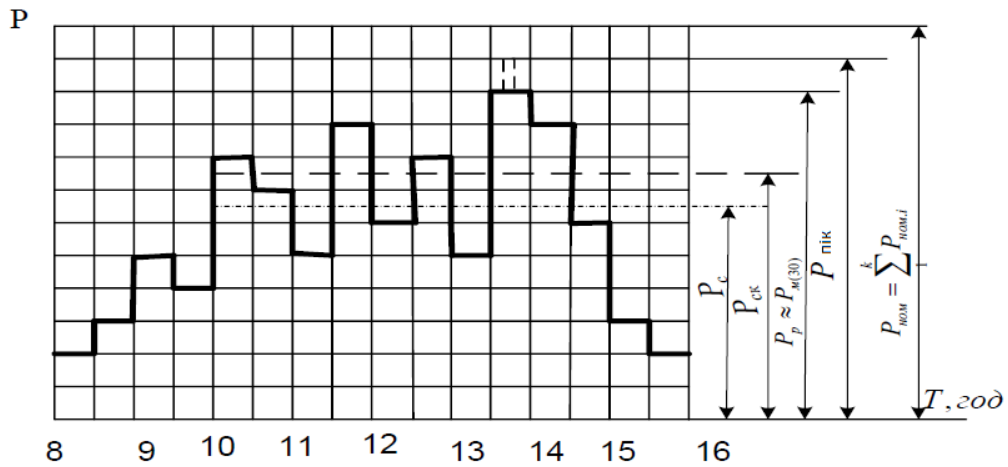
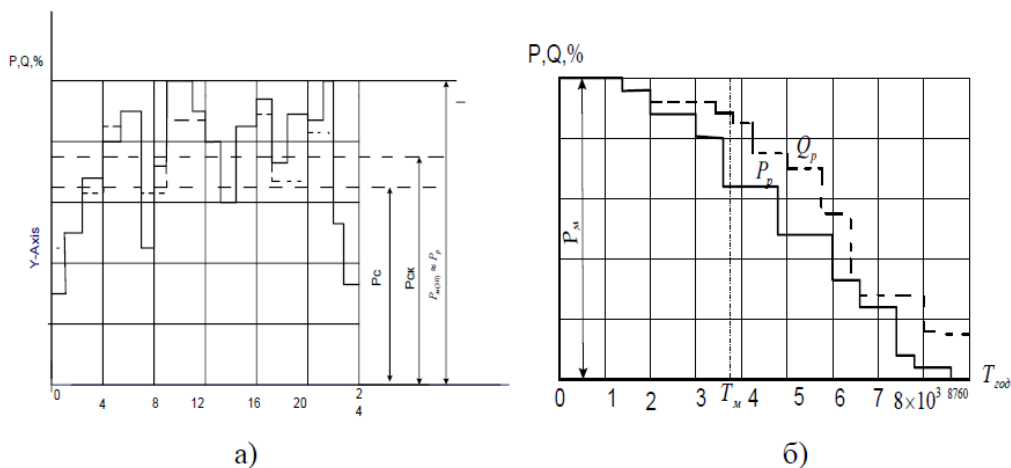


Рисунок 2.2 - Графік навантаження за одну зміну



а – добовий графік за активною та реактивною потужностями  
 б – річний графік за активною та реактивною потужностями

Рисунок 2.3 - Побудова річного графіку за активною та реактивною потужностями на основі добових графіків

За графіками навантаження, за найбільш завантажену зміну, наприклад, можливо визначити наступні розрахункові параметри:

- $P_c$  - середня активна (реактивна  $Q_c$ ) потужність за зміну:

$$P_c = \frac{W_c}{T} = \frac{\sum_1^n P_i \Delta t_i}{T}; \quad Q_c = \frac{V_c}{T} = \frac{\sum_1^n Q_i \Delta t_i}{T}$$

де  $W_c, V_c$  - середнє споживання активної (реактивної) енергії за найбільш навантажену зміну;

$P_i; Q_i$  - ордината середньої активної (реактивної) потужності, за інтервал  $\Delta t_i$ ;  $T$  - тривалість зміни (8 год.).

Середнє значення змінної величини являє собою її основну статистичну характеристику, таким чином сталі осереднені значення навантаження характеризують електричні навантаження, що змінюються у часі. Сумарне середнє навантаження усіх електроприймачів певної групи  $P_c$  дає можливість приблизно оцінити нижню граничну межу можливих значень розрахункового навантаження.

- $P_{ск}$  - середньоквадратична активна потужність за будь-який період часу  $T$ , наприклад зміну (рис.2.2)

–

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{\sum_1^n P_i^2 \Delta t_i}{T}}$$

Використовується  $P_{ск}$  при визначенні витрат потужності.

- $P_p \approx P_{м(30)}$  - розрахункове навантаження, або розрахунковий 30 хвилинний максимум навантаження – це найбільше з усіх середніх навантажень, що осереднені за інтервал  $T_{oc} = 30$  хв. За деякий період часу  $T$  (зміни, доби). Прийнятий інтервал осереднення дорівнює трьом сталим нагріву  $\tau = 10$  хв. для найменших перерізів провідників ліній  $T_{oc} = \tau = 30$  хв. Це слугує підставою вибирати елементи системи електропостачання за розрахунковими навантаженнями  $P_p$  по допустимому нагріву в усіх випадках різко змінних графіків навантаження. Якщо графіки навантаження рівномірний, у якості розрахункового навантаження приймають середнє навантаження за найбільш навантажену зміну  $P_c = W_c/T$ .

- $P_{пик}$  – максимальне короткочасне (пікове) навантаження тривалість 1-2 с. На рис.2.2 показано умовний пік. Амплітуда якого перевищує розрахунковий 30-хвилинний максимум. Значення пікового навантаження необхідне для розрахунку струмів спрацювання максимального струмового захисту (МСЗ), для перевірки мереж за умови самозапуску електродвигунів та для перевірки коливань напруги у мережі.

–  $P_{\text{НОМ}}$  – номінальна, або установлена потужність групи ЕП, що розглядається – це сума номінальних потужностей тривалого режиму ( $PВ^*=1$ ) електроприймачів, що складають цю групу.

В техніко-економічних розрахунках електроенергії, що споживається за рік, користуються річними графіками за тривалістю (рис.2.3 б). Будують графіки за тривалістю на основі добових (рис.2.3 а), ординати яких ранжирують за спаданням від  $P_M$  до  $P_{\text{мін}}$ . Річне споживання активної енергії визначається за співвідношенням

$$W_{\text{річн.}} = P_M \cdot T_M, \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

де  $T_M$  – кількість годин використання максимуму активної потужності за рік, що являє собою такий умовний час, протягом якого споживач, працюючи з максимальним навантаженням  $P_M$ , витрачає таку ж кількість електроенергії, як і у разі змінного графіку навантаження протягом року (8760 годин).

Квадрат ординат річного графіку за тривалістю являє собою втрати активної електроенергії за рік

$$\Delta W_{\text{річн.}} = \Delta P_{\text{макс}} \cdot \tau_B$$

де  $\Delta P_{\text{макс}}$  – максимальні активні втрати потужності;  $\tau_B$  – кількість годин максимальних втрат, що являє собою такий умовний час, протягом якого втрати енергії в лінії з максимальним навантаженням  $P_M$  еквівалентні втратам енергії в лінії у звичайному режимі роботи за мінливим графіком навантаження.

Приблизно  $\tau_B$  визначається за формулою

$$\tau_B = 8760(0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2, \text{ год.}$$

## Висновки

1. Графіки електричних навантажень є одним із основних інструментів аналізу та проектування систем електропостачання промислових підприємств. Вони дозволяють оцінити зміну споживаної потужності у часі та визначити характер роботи електроприймачів.

2. Розрізняють індивідуальні графіки, що характеризують роботу окремих споживачів електроенергії, та групові, які відображають сумарне навантаження певної ділянки, цеху або підприємства в цілому.

3. За формою зміни навантаження у часі графіки можуть бути періодичними, циклічними, нециклічними або нерегулярними. Форма графіка залежить від технологічного процесу, режиму роботи обладнання та організації виробництва.

4. На основі графіків навантаження визначаються основні розрахункові показники:

- середня активна і реактивна потужність за зміну;
  - середньоквадратична потужність;
  - розрахункове (30-хвилинне) навантаження;
  - пікове навантаження;
  - установлена (номінальна) потужність групи електроприймачів.
5. Середня потужність характеризує типове навантаження протягом зміни, тоді як розрахункове навантаження використовується для вибору апаратури, проводів і трансформаторів за умов допустимого нагріву.
6. Пікове навантаження, що триває 1–2 секунди, має особливе значення для перевірки стійкості мереж до короткочасних перевантажень та правильного налаштування захисних пристроїв.
7. Річні графіки навантажень за тривалістю застосовуються в техніко-економічних розрахунках, дозволяючи визначати річне споживання електроенергії та час використання максимуму потужності, що є ключовими показниками ефективності системи електропостачання.
8. Форма графіка навантаження безпосередньо впливає на вибір перерізів проводів, кількість і потужність трансформаторів, необхідність компенсації реактивної потужності та рівень втрат електроенергії у мережі.
9. Завищення розрахункових навантажень призводить до неефективного використання обладнання та зростання капітальних витрат, тоді як заниження може спричинити перегрів елементів системи, прискорене старіння ізоляції й зниження надійності електропостачання.
10. Правильне складання і аналіз графіків електричних навантажень є необхідною умовою енергозбереження, підвищення надійності та економічної ефективності систем електропостачання промислових об'єктів.

#### Контрольні питання

1. Що таке графік електричних навантажень і для чого він використовується?
2. Які види графіків електричних навантажень розрізняють за характером зміни потужності у часі?
3. Чим відрізняється індивідуальний графік навантаження від групового?
4. Які основні фізичні величини можуть бути відображені на графіках навантажень (вісь ординат, вісь абсцис)?
5. Які фактори впливають на форму графіка навантаження промислового підприємства?
6. Як визначається середня активна потужність за зміну?
7. Що характеризує середньоквадратична потужність і де вона використовується?
8. Що називають розрахунковим навантаженням (30-хвилинним максимумом)?

9. У яких випадках розрахункове навантаження приймають рівним середньому за зміну?
10. Для чого визначають пікове навантаження ( $P_{\text{пik}}$ ) і які задачі воно дозволяє вирішити?
11. Як визначається номінальна (установлена) потужність групи електроприймачів?
12. Яку інформацію про електроспоживання дає добовий графік навантаження?
13. Як будується річний графік навантаження за тривалістю?
14. Як визначається річне споживання активної енергії за графіком навантаження?
15. Що означає час використання максимуму потужності ( $T_m$ )?
16. Як оцінюють втрати активної енергії за річним графіком тривалості?
17. Як впливає форма графіка навантаження на вибір потужності трансформаторів і перерізів проводів?
18. Чому завищення або заниження розрахункових навантажень є економічно недоцільним?

#### Використана література

1. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.
2. Василега П. О. Електропостачання : підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.
3. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств : підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. Київ : Каравела, 2018. 272 с.

### ТЕМА 3. МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Метод упорядкованих діаграм. Метод коефіцієнта попиту. Метод статистичний модифікований. Метод питомої потужності на одиницю промислової площі. Розрахунок однофазних електроприймачів.

Показники графіків електричних навантажень

Розрахункові параметри електричних навантажень визначають не за їх графіками, а за безрозмірними показниками (коефіцієнтами) графіків навантажень, що характеризують режим роботи приймачів електроенергії за потужністю та у часі. Коефіцієнти графіків навантажень визначаються для індивідуального і групового графіків активної і реактивної потужності, або струму.

Показники графіків електричних навантажень являють собою безрозмірні коефіцієнти, що характеризують режим роботи приймачів електричної енергії за потужністю або за часом. Ці показники визначаються як для індивідуальних, так і групових графіків електричних навантажень з урахуванням розподілу потужностей: активної  $P$ , реактивної  $Q$ , повної  $S$ .

Коефіцієнти, що необхідні для розрахунку потужностей:

- коефіцієнт використання активної потужності СЕЕ –  $k_{PI}$ ;
- коефіцієнт використання активної потужності групи –  $K_{Pi}$ ;
- коефіцієнт увімкнення приймача –  $k_w$ ;
- коефіцієнт увімкнення групи приймачів –  $K_w$ ;
- коефіцієнт навантаження приймача за активною потужністю –  $k_l$ ;
- коефіцієнт навантаження активної потужності групи приймачів –  $K_l$ ;
- коефіцієнт форми індивідуального графіка навантаження –  $k_f$ ;
- коефіцієнт форми групового графіка навантаження –  $K_f$ ;
- коефіцієнт максимуму активної потужності, індивідуальний  $k_{Pmax}$ ;
- коефіцієнт максимуму активної потужності, груповий –  $K_{Pmax}$ ;
- коефіцієнт попиту за активною потужністю –  $K_s$ ;
- коефіцієнт заповнення графіка навантаження за активною потужністю –  $K_g$ .

У тому випадку, коли в електричному колі живлення є неоднорідні приймачі електричної енергії, то розрахунок потужності необхідно проводити з урахуванням їх розподілу на групи, в яких коефіцієнти потужності мають рівні значення.

В першу групу, наприклад, можуть бути об'єднані двигуни, в другу – нагрівальні прилади, у третю – зварювальні трансформатори, в четверту – прилади освітлення. Порядок розрахунку повної потужності аналітичним шляхом може бути прийнятий таким:

1) визначаються для кожної групи приймачів електричної енергії розрахункові активні і реактивні потужності;

2) визначаються сумарні активні і реактивні потужності шляхом звичайного складання;

3) визначається повна розрахункова потужність на стороні низької напруги цехового трансформатора.

Коефіцієнти індивідуальних графіків позначаються малою літерою -  $k_B$ , а групових великою –  $K_B$ . Задля того, щоб відрізнити коефіцієнти графіків за активною і реактивною потужністю, останні доповнюються індексом – «р».

Розрахункова активна потужність групи однорідних за режимом роботи приймачів електричної енергії, що належить до джерел живлення, визначається шляхом використання коефіцієнта попиту:

$$P_{\text{розрах}} = K_s \sum_{i=1}^{n_{pe}} P_{Ni}$$

де  $K_s$  – коефіцієнт попиту, що характеризує групу приймачів електричної енергії (табл. 2.1);  $n_{pe}$  – кількість приймачів електричної енергії, шт;  $i = 1, 2, \dots, n$  – номери приймачів енергії;  $P_{Ni}$  – номінальна активна потужність і-того приймача електричної енергії, кВт.

Розрахункова реактивна потужність групи приймачів:

$$Q_{\text{розрах}} = P_{\text{розрах}} \cdot tg \varphi_i$$

де  $tg \varphi_i$  – коефіцієнт реактивної потужності, який є характерним для цієї групи приймачів електричної енергії, відповідний визначенню коефіцієнта потужності  $cos \varphi_i$ .

Таблиця 3.1 - Показники електричних навантажень приймачів

Приймачі електричної енергії	Коефіцієнти		$cos \varphi_i$	$tg \varphi_i$
	попиту $K_s$	використання $k_{pi}$		
Електроприводи металорізальних верстатів дрібносерійного виробництва	0,14	0,12	0,4	2,35
Електроприводи металорізальних верстатів багатосерійного виробництва	0,20	0,16	0,50	1,73
Електроприводи штампувальних пресів і крупних металорізальних верстатів	0,25	0,17	0,65	1,17
Електроприводи молотів, кувальних машин, волочильних станів	0,35	0,20	0,65	1,17

Електроприводи вентиляторів	0,70	0,65	0,80	0,75
Електроприводи насосів і компресорів	0,75	0,70	0,80	0,75
Електроприводи транспортерів, конвеєрів, елеваторів і шнеків	0,65	0,55	0,75	0,88
Електроприводи кранів та тельферів при ТУ = 25 %	0,10	0,05	0,50	1,73
Електроприводи кранів та тельферів при ТУ = 40 %	0,20	0,10	0,50	1,73
Зварювальні трансформатори дугового зварювання	0,35	0,30	0,35	2,68
Стикові зварювальні машини, точкові	0,60	0,35	0,60	1,33
Однопостові зварювальні машини	0,35	0,30	0,60	1,33
Багатопостові зварювальні машини	0,70	0,50	0,70	1,02
Печі опору, сушильні шафи	0,80	0,70	0,95	0,33
Дугові плавильні печі	0,85	0,75	0,87	0,57
Індукційні печі низької частоти	0,80	0,70	0,80	0,75
Двигун-генератори індукційних печей високої частоти	0,80	0,70	0,80	0,75
Лампові генератори індукційних печей	0,80	0,70	0,65	1,17

Коефіцієнт використання – це основний показник для розрахунку навантаження. Коефіцієнт використання активної потужності електроприймача  $k_B$ , або групи ЕП -  $K_B$ , називається відношення середньої активної потужності ЕП (або групи) до номінальної

$$k_B = \frac{p_c}{p_{\text{НОМ}}}; K_B = \frac{P_c}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{\sum_1^n k_{B,i} p_{\text{НОМ},i}}{\sum_1^n p_{\text{НОМ},i}}$$

Коефіцієнт використання як і середнє навантаження  $p_c$ ,  $P_c$ , відносяться до зміни з найбільшим навантаженням електроприймачів.

Аналогічно визначаються коефіцієнти використання реактивної потужності

$$k_{B,p.} = \frac{q_c}{q_{\text{НОМ}}}; K_B = \frac{\sum_1^n k_{B,i} q_{\text{НОМ},i}}{\sum_1^n q_{\text{НОМ},i}}$$

Коефіцієнт форми графіка група електроприймачів – це відношення середньоквадратичної потужності до середнього

$$K_{\text{ср.}} = \frac{P_{\text{СК.}}}{P_c}$$

Коефіцієнт максимуму активної потужності групи ЕП – це відношення розрахункового максимуму навантаження за активною потужністю ( $P_p = P_{M(30)}$ ) до середнього

$$K_M = \frac{P_p}{P_c}$$

Коефіцієнт максимуму активної потужності  $K_M$  залежить від приведеної кількості приймачів  $n_{пр.}$  при різних значеннях коефіцієнта використання  $K_B$  за активною потужністю. Залежність  $K_M = f(n_{пр.}; K_B)$  у графічній формі (рис.3.1) та у табличній наводиться у довідковій літературі.

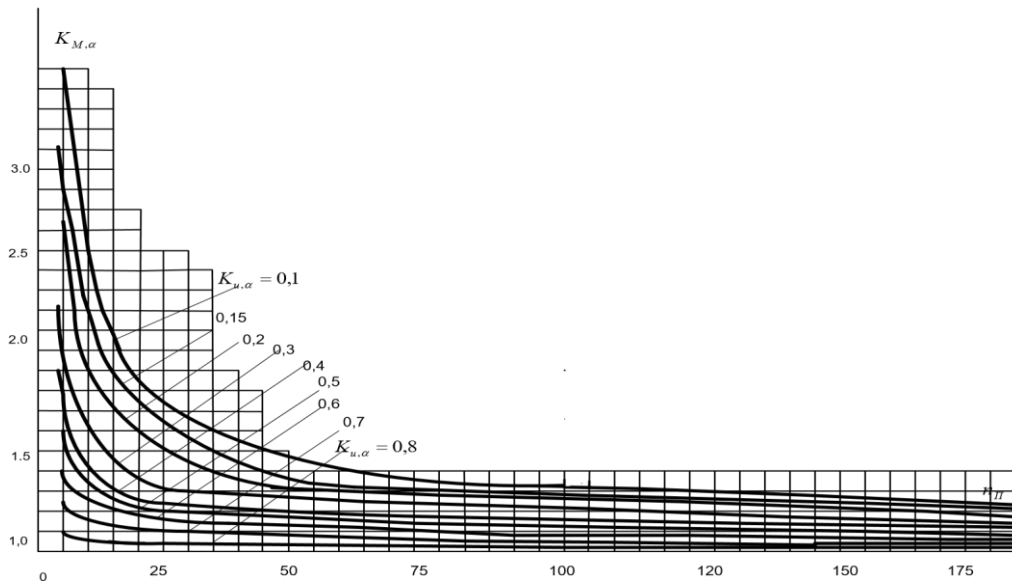


Рисунок 3.1 - Залежність коефіцієнта максимуму за активною потужністю  $K_M$  від приведеної кількості електроприймачів  $n_{пр.}$  для коефіцієнта використання  $K_B = 0,8 \dots 1$ .

Під приведеною (ефективною) кількістю електроприймачів  $n_{пр.}$  групи різних за номінальною потужністю і режимом роботи розуміють таку кількість однорідних за режимом роботи ЕП однакової потужності, що зумовлює таке ж розрахункове навантаження, що і дана група ЕП різних за номінальною потужністю і режимом роботи:

$$n_{пр.} = \frac{P_{ном.}^2}{\sum_1^n p_{ном.i}^2} = \frac{(\sum_1^n p_{ном.i})^2}{\sum_1^n p_{ном.i}^2}$$

де у числівнику квадрат суми номінальних активних потужностей електроприймачів групи, а у знаменнику – сума квадратів номінальних активних потужностей окремих ЕП, що складають дану групу. Якщо усі ЕП групи мають однакову номінальну потужність  $p_{ном.i}$ , то  $n_{пр.} = n_{еп.}$

Коефіцієнт заповнення графіку – це відношення середнього навантаження до розрахункового максимуму навантаження за активною потужністю групи електроприймачів

$$K_{запов.} = P_c / P_p = 1 / K_M$$

Коефіцієнт попиту по активній потужності групи ЕП – це відношення розрахункового максимуму навантаження групи ЕП до номінальної потужності цієї групи

$$K_{\Pi} = P_{p.}/P_{\text{ном.}} = P_{p.}/p_{\text{ном.}i},$$

Звідки  $P_{p.} = K_{\Pi} \sum p_{\text{ном.}i} = K_{\Pi} P_{\text{ном.}}$ .

Коефіцієнт одночасності максимумів навантаження вузла системи електропостачання (ГПП, ЦРП, РП) – це відношення розрахункового максимуму активної потужності вузла до суми розрахункових максимумів навантаження за активною потужністю і-тих груп ЕП, що входять до даного вузла

$$K_{\text{одн.}} = \frac{P_{\text{р.вуз.}}}{\sum_1^n P_{Pi}},$$

звідки

$$P_{\text{р.вуз.}} = K_{\text{одн.}} \sum_1^n P_{Pi}.$$

Аналогічно визначається коефіцієнт одночасності максимумів навантаження вузла системи електропостачання за реактивною і повною потужністю на підставі чого визначається розрахунковий максимум вузла за реактивною і повною потужністю

$$Q_{\text{р.вуз.}} = K_{\text{одн.}} \sum_1^n Q_{Pi}.$$

$$S_{\text{р.вуз.}} = K_{\text{одн.}} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{Pi}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{Pi}\right)^2}$$

де  $Q_{Pi}$  – розрахунковий максимум навантаження і-ої групи

$$Q_{Pi} = P_{Pi} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сзв}}$$

де  $\text{tg} \varphi_{\text{сзв}}$  - величина, що визначається за середньозваженим коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi_{\text{сзв}}$

$$\cos \varphi_{\text{сзв}} = \frac{W_{\text{річн.}}}{\sqrt{W_{\text{річн.}}^2 + V_{\text{річн.}}^2}}$$

де  $W_{\text{річн.}}$ ,  $V_{\text{річн.}}$  – річне споживання активної і реактивної потужності, що визначається за річним графіком навантаження, або показами лічильників за рік чи інший термін часу.

Коефіцієнти графіків напрацьовані для різних галузей промисловості по окремих технологічних процесах з метою створення простих емпіричних і аналітичних методів визначення розрахункових електричних навантажень, як на стадії проектування, так і в процесі експлуатації системи електропостачання. Значення коефіцієнтів навантаження та рекомендації по їх використанню наведені у довідковій літературі.

Визначення розрахункових навантажень.

Визначення розрахункових навантажень виконують від нижчих до вищих ступенів напруги системи електропостачання по окремих групах електроприймачів та вузлів схеми на рівні розподільних пунктів РП та розподільних пристроїв ГПП з боку нижчої (НН) напруги. За розрахунковими навантаженнями окремих ЕП, груп приймачів та вузлів схеми електропостачання добирають переріз ліній живлених і розподільних мереж, кількість і потужність трансформаторів підстанцій, переріз шин РП і ГПП комутаційних апаратів та засобів захисту.

На різних стадіях проектування в залежності від цілі розрахунку та бази вихідних даних використовують наступні методи визначення розрахункових навантажень: метод коефіцієнта попиту; метод питомих показників виробництва; метод упорядкованих діаграм. При дослідженнях електричних навантажень застосовують ймовірно-статистичні методи.

Метод коефіцієнта попиту

Для групи однорідних за режимом електроприймачів (кількістю не менше  $n \geq 3$ ) розрахункове навантаження визначають за встановленою потужністю групи  $P_{\text{НОМ.}i} = \sum_1^n p_{\text{НОМ.}i}$  і коефіцієнтом попиту  $K_{\text{П}}$  за співвідношеннями (2.21)

$$P_{\text{р.}} = K_{\text{П}} P_{\text{НОМ.}} = K_{\text{П}} \sum_1^n p_{\text{НОМ.}i}, \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р.}} = P_{\text{р.}} \cdot \text{tg } \varphi, \text{ квар}$$

$$S_{\text{р.}} = \sqrt{P_{\text{р.}}^2 + Q_{\text{р.}}^2} = \frac{P_{\text{р.}}}{\cos \varphi_{\text{СЗВ}}}, \text{ кВа}$$

де  $\text{tg } \varphi$  приймається у відповідності до середньозваженого коефіцієнта потужності групи ЕП, або вузла  $\cos \varphi_{\text{СЗВ}}$ , значення якого приймають з довідників, або розраховують.

Розрахункове навантаження вузла системи електропостачання (на шинах РП цеха, дільниці підприємства) визначають за сумою розрахункових навантажень ітих груп ЕП, що складають даний вузол, з урахуванням коефіцієнта одночасності

$$S_{p.вуз.} = K_{одн.} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{p.i}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{p.i}\right)^2}, \text{ кВА}$$

де  $K_{одн.}$  - коефіцієнт одночасності, значення якого приймають в межах 0,851 у напрямку від віддалених РП-6(10) до джерела живлення.

Метод коефіцієнта попиту в основному застосовується для визначення розрахункових навантажень на всіх ступенях системи електропостачання шахт кар'єрів, метробуду, нафто- і газопроводів, та для орієнтованої оцінки розрахункових навантажень вузлів системи, що включають значну кількість споживачів електроенергії, інших галузей промисловості.

Метод питомого споживання енергії на одиницю продукції

Метод базується на відомих даних про питомі витрати електроенергії на одиницю продукції у натуральному виразі  $\omega_{пит.}$  та річний обсяг продукції  $M_{рiч.}$  цеха, дільниці або підприємства в цілому. Розрахункове навантаження визначається за співвідношенням

$$P_p = \frac{W_{рiчн.}}{T_m}, \text{ кВт}$$

де  $T_m$  - кількість годин використання активної потужності.

Метод застосовується для розрахунків навантажень по підприємствах з вузькою номенклатурою та середнім або масовим типом виробництва.

Метод питомої густини навантажень

Цей метод застосовується на перших стадіях проектування електропостачання цехів малосерійного, поточного та іншого виробництва з рівномірним застосуванням на виробничій праці великої кількості електроприймачів малої потужності. Розрахункове навантаження визначається за співвідношенням

$$P_p = p_{пит.} \cdot F, \text{ кВт}$$

де  $p_{пит.}$  - питома розрахункова потужність на  $1\text{ м}^2$  виробничої площі,  $\text{кВт/м}^2$  (середня по цеху аналогічного виробництва;  $F$  – виробнича площа цеха,  $\text{м}^2$ ).

Метод упорядкованих діаграм

За цим методом розрахункове навантаження (30-хвилинний максимум) визначається на усіх ступенях системи електропостачання за середньою потужністю і коефіцієнтом максимуму за формулами

$$P_p = K_M \cdot P_{см.} = K_M \cdot K_B \cdot P_{ном.}$$

$$Q_p = 1,1Q_{см.} = 1,1P_{см.} \operatorname{tg} \varphi, \quad \text{якщо } n_{пр} \leq 10$$

$$Q_p = Q_{см.} = P_{см.} \operatorname{tg} \varphi, \quad \text{якщо } n_{пр} > 10.$$

Коефіцієнт максимуму  $K_M$  для тривалості осереднення потужності  $T_{ос} = 3\tau_0 = 3 \times 10 = 30$  хв., визначають за залежністю  $K_M = f(n_{пр})$  для відомих значень коефіцієнта використання  $K_B$  та  $n_{пр}$ . ( $n_{пр} \geq 4$ ). Стала нагріву  $\tau_0 = 10$  хв. Прийнята для провідників малих перерізи в (до  $25 \text{ мм}^2$ ). Для перерізів  $35-70 \text{ мм}^2$   $\tau_0 = 20$  хв.,  $70-150 \text{ мм}^2$   $\tau_0 = 30$  хв., вище  $150 \text{ мм}^2$   $\tau_0 = 40$  хв. Отже  $K_M$ , що прийнятим для сталої нагріву  $\tau_0 = 10$  хв. ( $T_{вс.} = 30$  хв.) має бути приведений до відповідної сталої нагріву розрахункового перерізу за формулою

$$K'_M = 1 + \frac{K_M - 1}{\sqrt{\alpha}}$$

де  $\alpha$  - кратність збільшення сталої нагріву провідників більших перерізи в  $\tau_0$  і відносно сталої  $\tau_{0(10)} = 10$  хв. провідників малих перерізи в (до  $25 \text{ мм}^2$ ). Тоді розрахункове навантаження буде дорівнюватиме

$$P_p = K'_M \cdot P_c, \text{ кВт}$$

де  $Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi$ , де  $\operatorname{tg} \varphi$  визначається за  $\cos \varphi$  вузла.

Розрахункове реактивне навантаження приймають рівним

$$Q_p = 1,1Q_c, \quad \text{для } n_{пр} \leq 10$$

$$Q_p = Q_c, \quad \text{для } n_{пр} > 10.$$

Повне розрахункове навантаження вузла

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВа}$$

Визначення витрат електроенергії

Зазвичай визначають річні витрати активної  $W_{річн.}$  і реактивної  $V_{річн.}$  енергії по підприємству на стороні високої напруги (ВН) приймальної підстанції (ГПП). Для попередніх розрахунків допускається визначати витрати за розрахунковим максимумом  $P_p = P_m$  та кількістю годин використання максимуму  $T_m$ .

$$W_{річн.} = P_m \cdot T_m.$$

Але це справедливо, якщо навантаження у різні робочі зміни залишається незмінним протягом року і дорівнює середньому значенню за найбільш завантажену зміну  $P_{см.}$ , тоді  $W_{річн.} = P_{см.} T_{річн.} = P_m T_m$ .

Кількість годин використання максимуму визначається характером навантаження споживачів окремих галузей промисловості і наводиться у довідниках:

металургійна : 6500-7000 год.; хімічна : 5500-6000 год.;  
гірничорудна: 5000-5500 год.; машинобудівна: 4000-4500год..

Орієнтовно визначають річні витрати електроенергії за нормами питомих витрат електроенергії  $\omega_n$  на одиницю продукції (т, м<sup>3</sup>, т × км)

$$W_{\text{річн.}} = \omega_n M_{\text{річн.}}$$

де  $M_{\text{річн.}}$  - річний випуск продукції.

В усіх інших випадках річні витрати електроенергії визначаються як сума витрат за рік силових споживачів ( $W_{\text{сил.}}, V_{\text{сил.}}$ ), освітлювальних споживачів ( $W_{\text{осв.}}$ ), та активних втрат електроенергії у лініях мережі напругою вище як 1кВ ( $\Delta W_L; \Delta V_L$ ) і в трансформаторах ( $\Delta W_T; \Delta V_T$ )

$$W_{\text{річн.}} = W_{\text{сил.}} + W_{\text{осв.}} + \Delta W_L + \Delta W_T$$

$$V_{\text{річн.}} = V_{\text{сил.}} + \Delta V_L + \Delta V_T$$

Річні витрати електроенергії силовими споживачами:

$$\text{активної: } W_{\text{сил.}} = P_c T_{\text{річн.}} = K_B P_{\text{ном.}} T_{\text{річн.}};$$

$$\text{реактивної: } V_{\text{сил.}} = Q_c T_{\text{річн.}} = K_B Q_{\text{ном.}} T_{\text{річн.}};$$

або за середньою потужністю за максимальною завантаженою зміну  $P_{\text{см.}}$  з рахуванням коефіцієнта змінності  $\alpha$  (якщо декілька змін)

$$\text{активної: } W_{\text{сил.}} = P_{\text{см.}} T_{\text{річн.}} \alpha_a;$$

$$\text{реактивної: } V_{\text{сил.}} = Q_{\text{см.}} T_{\text{річн.}} \alpha_p;$$

де  $T_{\text{річн.}}$  - це кількість годин робочого часу за рік.

$\alpha_a; \alpha_p$  - коефіцієнт змінності по енерговикористанню активної і реактивної енергії відповідно в різні зміни доби.

$$\alpha_a = \frac{P_{\text{см.річн.}}}{P_{\text{см.}}} = \frac{W_{\text{сил.}}}{P_c T_{\text{річн.}}}, \quad \alpha_p = \frac{Q_{\text{см.річн.}}}{Q_{\text{см.}}} = \frac{V_{\text{сил.}}}{Q_c T_{\text{річн.}}}$$

Річні витрати електроенергії освітлювальними приладами при середній потужності за найбільш завантаженою зміну

$$P_{\text{с.м.осв.}} = K_{\text{п}} P_{\text{ном.осв.}}$$

$$W_{\text{річн.осв.}} = K_{\text{п}} P_{\text{ном.осв.}} T_{\text{с.осв.}}$$

## Висновки

1. Точність визначення електричних навантажень визначає ефективність проектування систем електропостачання — від вибору трансформаторів до розрахунку перерізів кабелів.

2. Методи базуються на статистичних, аналітичних та емпіричних підходах, що дозволяє застосовувати їх на різних етапах проектування (від попереднього до детального).

3. Основні коефіцієнти (використання, попиту, одночасності, максимуму) узагальнюють досвід експлуатації промислових споживачів і дозволяють спрощувати розрахунки.

4. Для масових і стабільних процесів доцільно використовувати метод питомого споживання, для різнорідних споживачів — метод коефіцієнта попиту, а на стадії уточнення — метод упорядкованих діаграм.

5. Визначення річних витрат електроенергії є ключовим для аналізу енергоефективності та побудови балансів споживання.

#### Контрольні питання

1. Що розуміють під показниками графіків електричних навантажень?

2. Які основні коефіцієнти використовуються для опису режиму роботи електроприймачів?

3. Як визначається розрахункова активна потужність групи приймачів?

4. У чому полягає фізичний зміст коефіцієнта попиту  $K_s$ ?

5. Як розраховується приведена кількість електроприймачів  $n_{пр}$ ?

6. Яке призначення коефіцієнта одночасності максимумів навантаження?

7. Як визначається повна потужність вузла електропостачання?

8. У чому полягає сутність методу коефіцієнта попиту?

9. Коли доцільно використовувати метод питомого споживання енергії?

10. Для яких виробництв найзручніше застосовувати метод питомої густини навантажень?

11. Який принцип лежить в основі методу упорядкованих діаграм?

12. Як враховується теплова стала провідників у розрахунку коефіцієнта максимуму?

13. Як визначають річні витрати активної та реактивної енергії підприємства?

14. Що впливає на тривалість використання максимуму  $T_m$  у різних галузях?

15. Які основні джерела похибок при розрахунках навантажень промислових підприємств?

#### Використана література

1. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.

2. Василега П. О. Електропостачання : підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.

## ТЕМА 4. ПІДСТАНЦІЇ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Класифікація підстанцій. Вибір потужності трансформаторів, визначення кількості підстанцій та місць їх розташування.

Основні вимоги до зовнішнього електропостачання

Під час проєктування системи електропостачання промислового підприємства необхідно передбачати можливість регулювання електричних навантажень шляхом відключення або часткового розвантаження потужних електроприймачів, якщо такі дії не призводять до суттєвих технологічних втрат.

Система електропостачання повинна забезпечувати перспективу зростання споживання електроенергії без потреби у кардинальній реконструкції електричної мережі чи підстанцій.

У післяаварійних режимах живлення має бути гарантоване для тих електроприймачів, робота яких є критично необхідною для продовження виробничого процесу та запобігання зупинці основного технологічного обладнання.

Промислові підприємства за встановленою потужністю електроприймачів поділяють на (див. рис. 4.1):

- великі — з потужністю 75...100 МВт і більше;
- середні — від 5 до 75 МВт;
- малі — до 5 МВт.

У тих випадках, коли це дозволяють умови, доцільно передбачати відкриту установку електротехнічного обладнання, що спрощує монтаж, обслуговування та охолодження апаратури.

Визначення категорій електроприймачів I та II категорій слід проводити окремо, із детальним аналізом вимог до надійності їх живлення та можливості резервування.

Вибір комутаційної апаратури повинен здійснюватися таким чином, щоб забезпечити повне використання перевантажувальної здатності обладнання без обмежень у роботі електроприймачів.

У випадку виходу з ладу однієї з живильних ліній решта має забезпечувати безперервне живлення всіх електроприймачів I категорії, а також тих приймачів II категорії, робота яких є необхідною для функціонування основних технологічних процесів.

Для промислових підприємств переважно застосовують підстанції з простими схемами електричних з'єднань і переважно з відкритою установкою трансформаторів, що знижує капітальні витрати та підвищує зручність експлуатації.

Власне джерело живлення підприємства проєктується у таких випадках:

- під час спорудження підприємств у районах, не пов'язаних з енергосистемою;

– коли власна генерація необхідна для резервування основних споживачів;

– за наявності великої потреби в парі або гарячій воді для технологічних цілей, теплофікації чи використання вторинних енергоресурсів (так званого «викидного» палива — газу, технологічних залишків тощо).

Усі власні електростанції, за винятком тих, що розташовані у віддалених районах, повинні мати електричний зв'язок із мережами енергосистеми, що забезпечує обмін потужністю та підвищує надійність живлення підприємства.

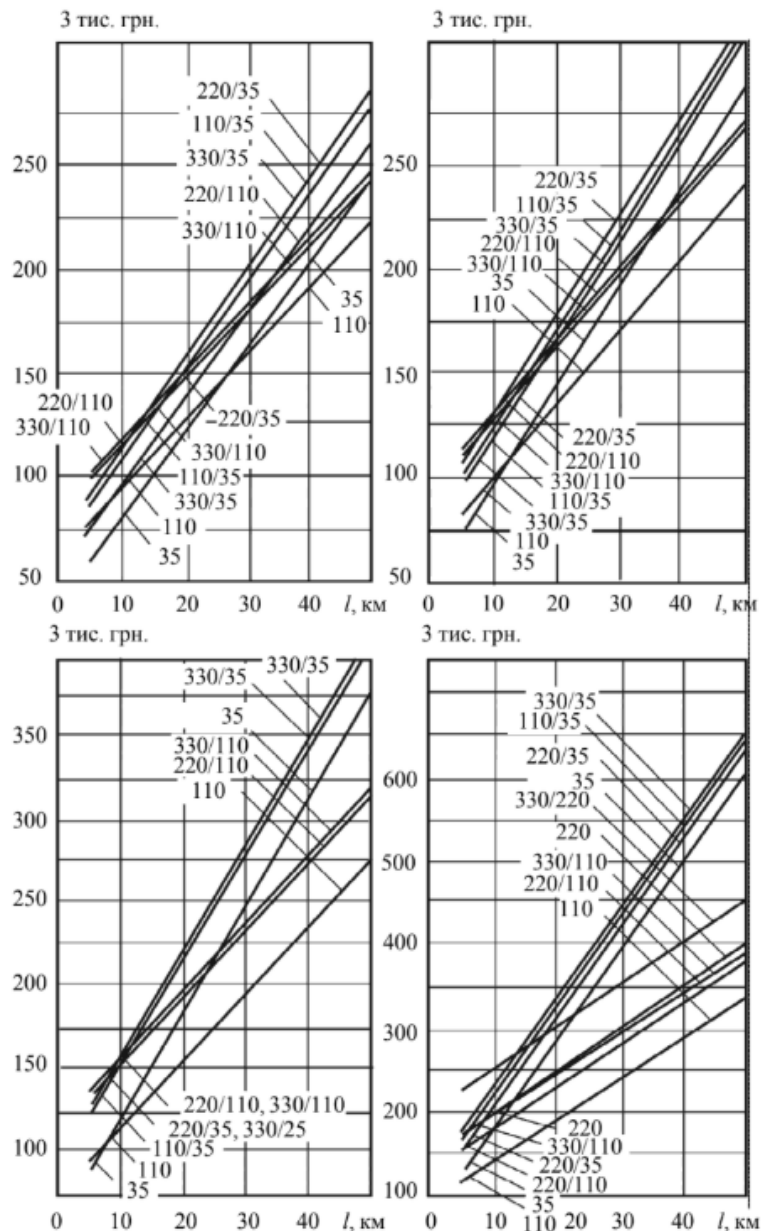


Рисунок 4.1 - Залежність витрат на зовнішнє електропостачання від відстані до джерела живлення при різній потужності підприємства та напруги ЛЕП: а) 9 000 кВт. б) 14 000 кВт. в) 22500кВт. г) 35 000 кВт

Якщо всі електричні навантаження підприємства забезпечуються власною електростанцією, пропускна здатність ліній зв'язку та трансформаторів, що з'єднують її з енергосистемою, повинна гарантувати:

1. компенсацію нестачі потужності у випадку виходу з ладу найбільш потужного генератора;
2. можливість передачі надлишкової потужності в енергосистему за будь-яких режимів роботи підприємства.

У ситуації, коли власна електростанція не спроможна повністю покрити навантаження підприємства, необхідно забезпечити таку схему живлення, за якої при відключенні одного трансформатора зв'язку залишкова потужність трансформаторів та генераторів гарантує безперебійне живлення електроприймачів I та II категорій.

Для попереднього вибору напруги лінії електропередачі застосовується формула Стилла, кВ:

$$U = 4,34\sqrt{L + 0,1P}$$

де  $L$ -довжина лінії, км,

$P$  - потужність одного кола передачі.

Отримане орієнтовне значення напруги є початковим для подальшого аналізу. Остаточний вибір параметрів лінії та обладнання здійснюють на основі техніко-економічного розрахунку, який враховує умови експлуатації, відстань до джерела живлення, характер навантажень і можливість резервування.

#### Вимоги до схем ГПП

Схеми електричних з'єднань підстанцій і розподільних пристроїв повинні забезпечувати відповідність ряду ключових вимог, що гарантують надійність і ефективність електропостачання:

1. Надійність живлення — забезпечення безперервного електропостачання споживачів та можливості перетоку потужності по магістральних зв'язках у нормальних і післяаварійних режимах роботи системи.
2. Перспективність розвитку — врахування подальшого зростання електричних навантажень і можливості підключення додаткового обладнання.
3. Модульність — передбачення поетапного розширення схеми без необхідності її повної реконструкції.
4. Автоматизація та протиаварійний захист — урахування вимог сучасної автоматики, дистанційного керування, сигналізації та систем протиаварійного відключення.
5. Зручність експлуатації — можливість проведення ремонтних та профілактичних робіт на окремих елементах схеми без необхідності відключення сусідніх приєднань або повного знеструмлення секції.

На всіх рівнях системи електропостачання промислових підприємств доцільно використовувати блочні схеми підстанцій без збірних шин (рис. 4.2; табл. 4.1). Такий підхід підвищує надійність та зменшує ймовірність поширення аварійних режимів.

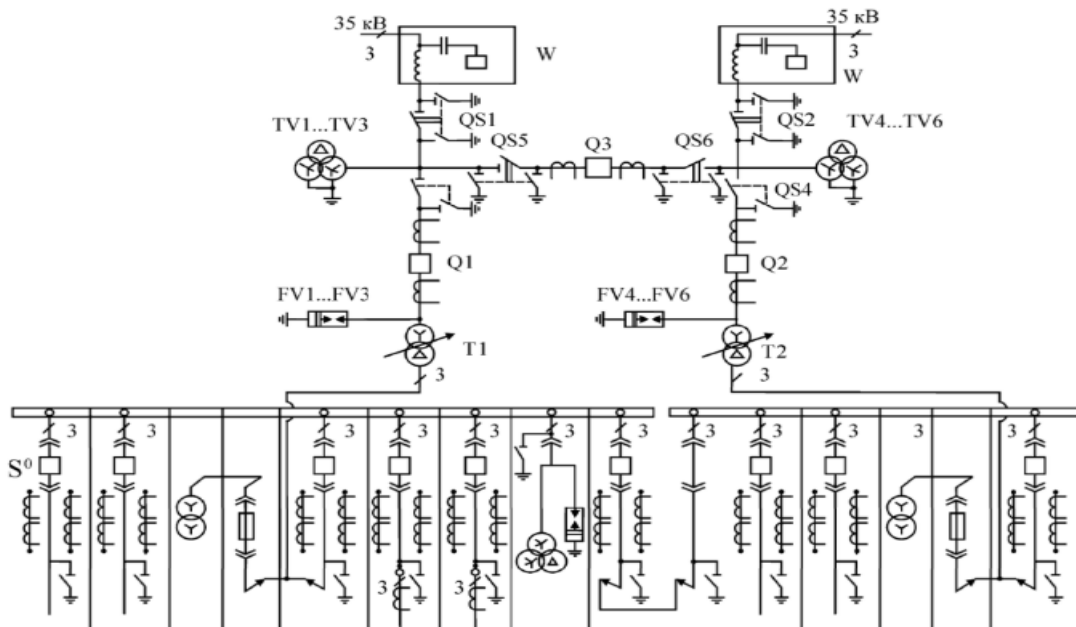


Рисунок 4.2 - Принципова схема підстанції напругою 35/10/6/ кВ:  
 QS- роз'єднувачі, Q масляні вимикачі, TV трансформатори напруги, FV розрядники, T силові трансформатори, S- пристрій РУ 6/10/ кВ, W пристрій ВЧ зв'язку

Кількість трансформаторів для живлення споживачів I та II категорій приймається, як правило, не більше двох, що забезпечує резервування і одночасно оптимальні капітальні витрати.

Передачу вимикаючого імпульсу для систем автоматики та дистанційного керування слід реалізовувати через такі канали зв'язку:

1. по проводах ліній електропередач із використанням високочастотної апаратури;
2. через УКВ-радіоканали;
3. за допомогою кабельних ліній зв'язку;
4. по повітряних лініях зв'язку;
5. через спеціалізований радіоканал.

Міжсекційні вимикачі вибирають виходячи з фактичного струмового навантаження у відповідних колах, щоб забезпечити надійне роз'єднання при експлуатаційних і аварійних режимах.

Підстанції промислових підприємств доцільно проектувати з урахуванням експлуатації без постійного чергового персоналу, застосовуючи найпростіші пристрої автоматики, телесигналізації та блокування. Це дозволяє скоротити експлуатаційні витрати та підвищити безпеку.

Комплектні розподільчі установки (КРУ) з висувними елементами доцільно використовувати:

- у найбільш відповідальних і складних електроустановках споживачів I категорії, де необхідна швидка взаємозамінність вимикача або автомата (рис. 4.3–4.6);
- в електромашинних залах металургійних і хімічних підприємств, а також у великих компресорних, насосних і кисневих станціях та інших об'єктах загальнопромислового призначення.

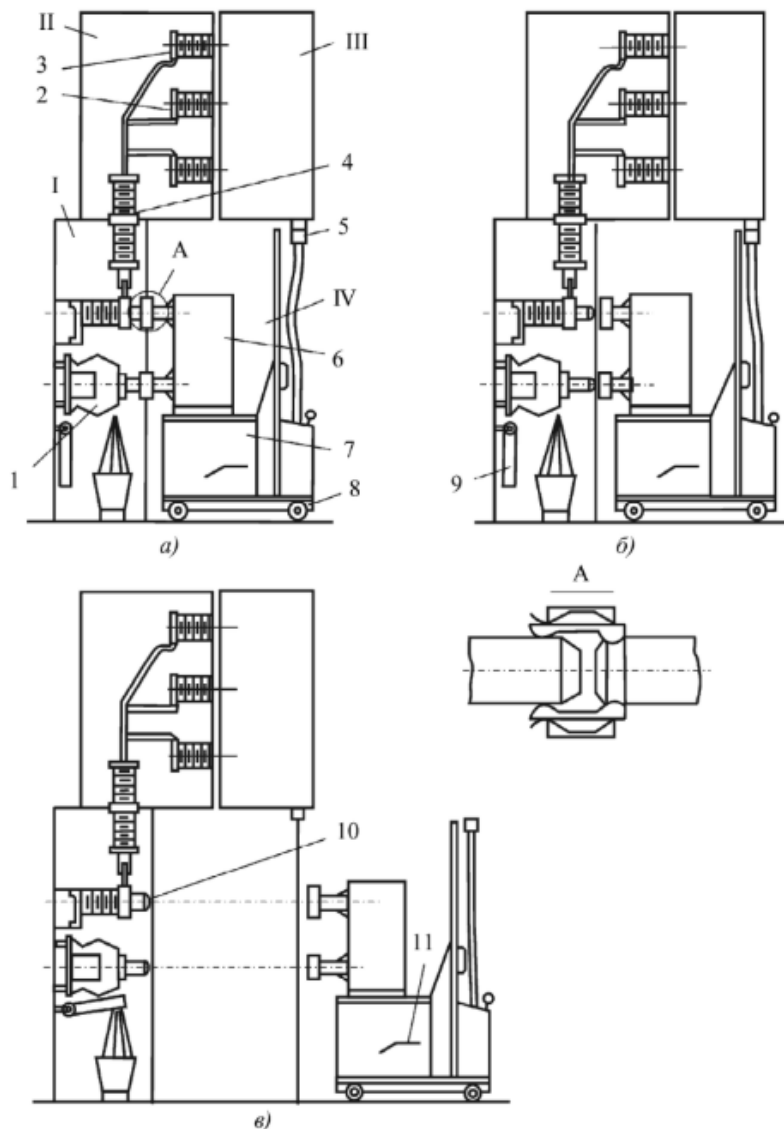


Рисунок 4.3 - Шафа КРУ з вакуумним вимикачем для високовольних КРУ: а) робоче положення вимикача; б) вимикач, підготовлений для наладки; в) ремонтне положення вимикача; А) роз'єм вимикача. 1 відсік вимірювальних трансформаторів, II- відсік шин, III відсік апаратури захисту, IV відсік вимикача. 1-трансформатор струму, 2 ізолятор, 3 шини, 4 ізолятор, 5 роз'єм, 6 вакуумний вимикач, 7 привід вимикача, 8 візок вимикача, 9 роз'єднувач, 10 пгторка, 11 контакт заземлення

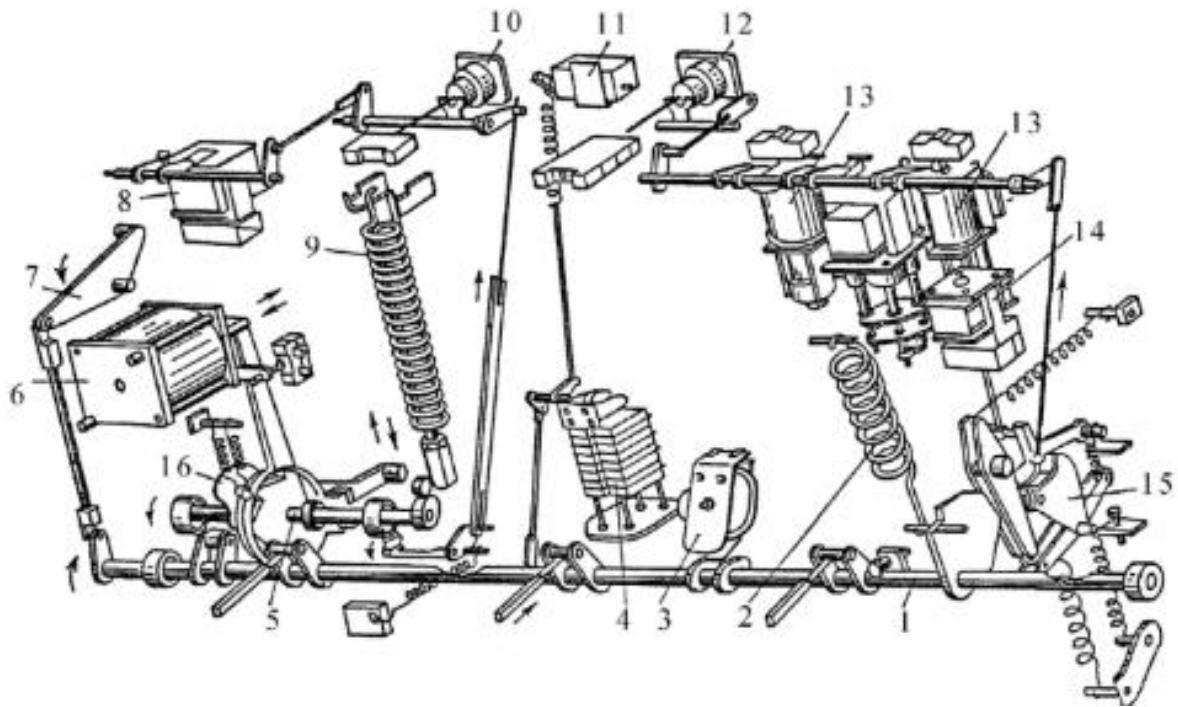


Рисунок 4.4 - Механізм привода вимикача:

1 вал вимикача, 2 пружина відключення, 3 повітряний буфер, 4 блок-контакти, 5- пристрій підзаводу, 6 електромагніт підготовки пружинного акумулятора, 7- важіль механічного блокування, 8,14 електромагніти вмикання та вимикання, 9 пружинний акумулятор, 10,12 кнопки вмикання та вимикання, 11 лічильник циклів, 13 реле струму, 15 замок, 16 кулачок

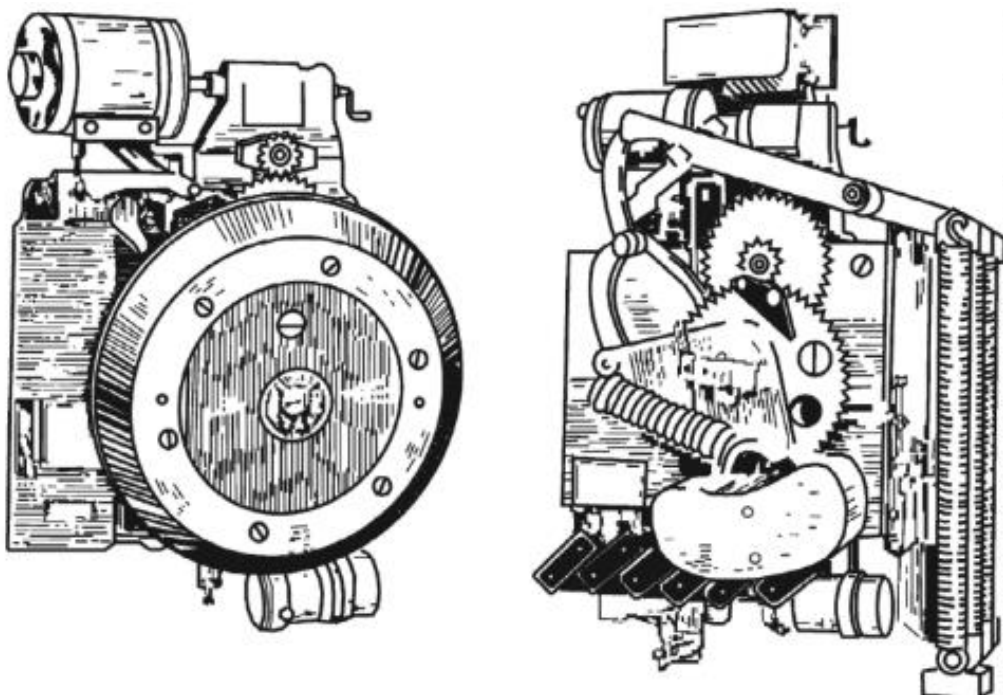


Рисунок 4.5 - Пружинні приводи вимикачів: а) привід типу ППМ, б) привід типу ПП.

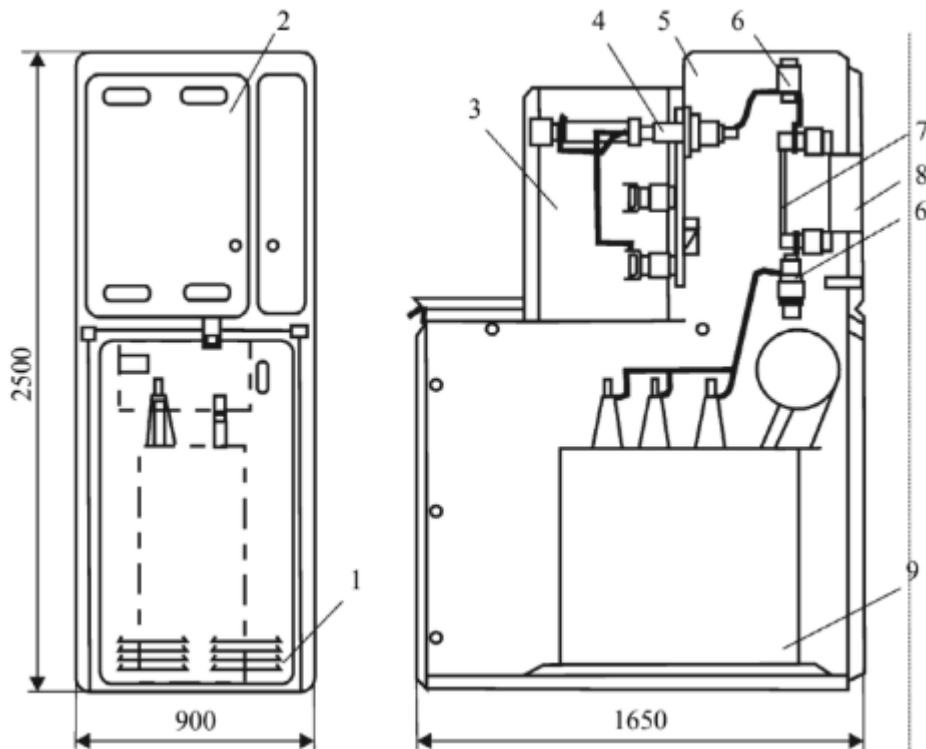


Рисунок 4.6 - Шафа КРУ з трансформатором власних потреб

#### Вибір трансформаторів ГПП

Вибір силових трансформаторів для головних понижувальних підстанцій (ГПП) виконується з урахуванням двох основних критеріїв:

1. Надійність електропостачання — трансформатори повинні забезпечувати безперебійне живлення споживачів відповідно до їхньої категорії в нормальних, аварійних і ремонтних режимах. При цьому у разі виходу з ладу одного з трансформаторів інший має гарантувати роботу основних електроприймачів підприємства на час заміни або ремонту несправного агрегата. Допускається короточасне обмеження навантаження в межах, що не призводить до зниження продуктивності виробництва, із використанням допустимого перевантаження (рис. 4.7).

2. Економічна доцільність — необхідно мінімізувати зведені капітальні та експлуатаційні витрати на трансформаторне обладнання, враховуючи прогнозоване зростання електричних навантажень у перспективі.

#### Забезпечення надійності ГПП

Для підвищення надійності роботи головних підстанцій передбачаються такі заходи:

1. Вибір кількості трансформаторів здійснюється залежно від категорії електроприймачів:

- для споживачів I категорії обов'язково встановлюються два трансформатори, що працюють паралельно;
- для II категорії також рекомендується двоагрегатна схема, але остаточне рішення приймається за результатами техніко-економічного аналізу з урахуванням можливих збитків при відключенні одного агрегата;

- для III категорії допускається встановлення одного трансформатора, оскільки перерви в живленні не призводять до істотних наслідків для виробництва.

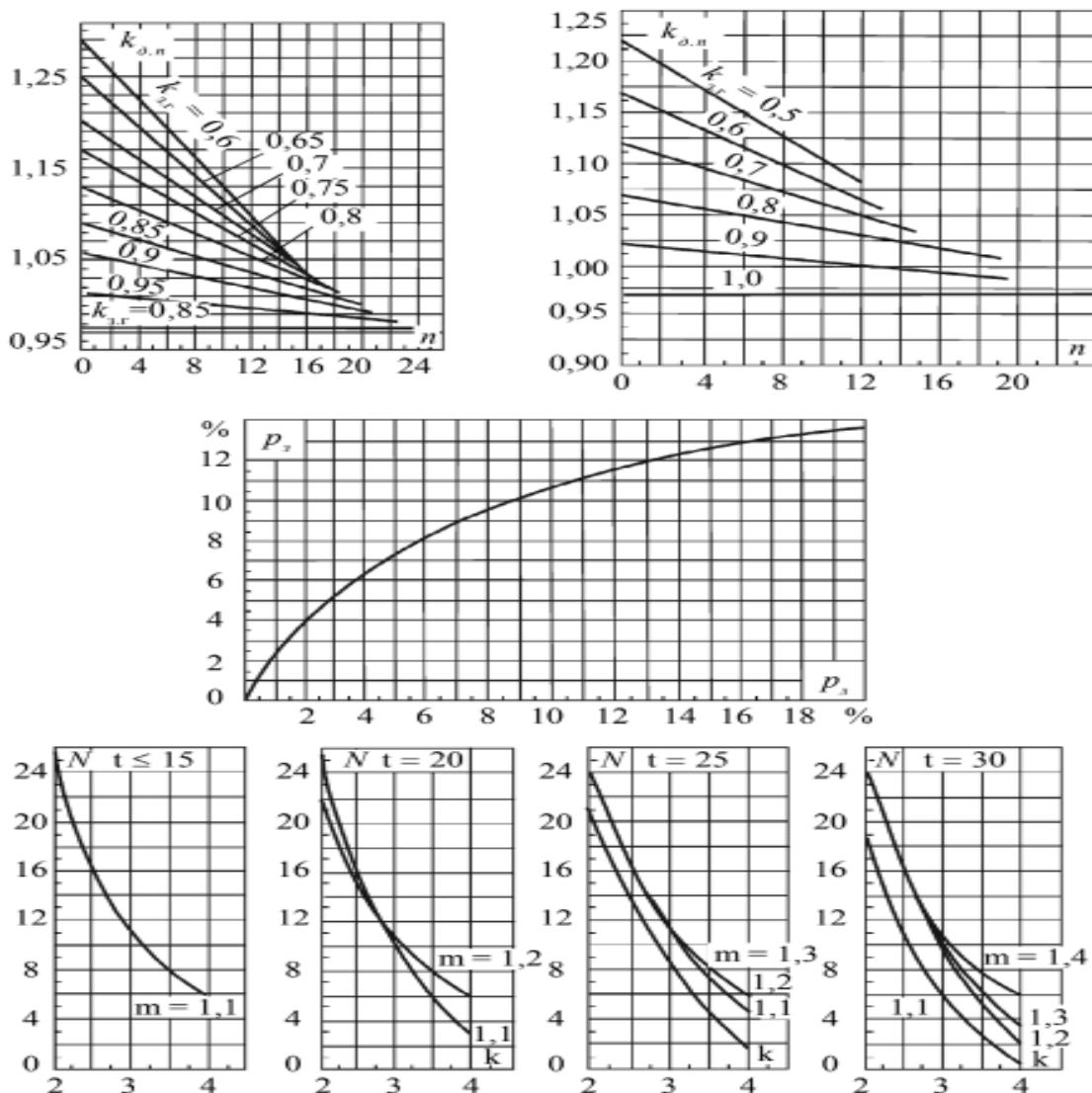


Рисунок 4.7 - Допустимі перевантаження силових трансформаторів: а) перевантаження трансформаторів типу ТМ у залежності від коефіцієнта завантаження; б) те ж, для сухих трансформаторів; в) те ж, для трансформаторів типу ТМ за рахунок літнього недозавантаження; г) допустима кількість пусків за добу потужних двигунів у залежності від кратності їх пускового струму до номінального струму трансформаторів

2. Перевірка навантажувальної здатності трансформатора здійснюється в умовах відключення одного з агрегатів. При цьому враховуються можливості тривалого перевантаження за рахунок:

- добового недозавантаження, коли частину часу споживання нижче номінального рівня;

○ сезонного недовантаження, характерного для підприємств із нерівномірним графіком виробництва.

Для кожного випадку аналізується добовий графік електроспоживання, за яким визначають тривалість пікового навантаження та коефіцієнт добового перевантаження (рис. 4.7).

$$k = \frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{ном}}}$$

Після оцінки отриманих показників проводиться порівняльний аналіз різних варіантів схем живлення, з метою забезпечення необхідного рівня резервування та надійності при аварійному відключенні одного з трансформаторів.

3. Принцип побудови схеми ГПП повинен передбачати постійне навантаження на всі її елементи. Електроприймачі I та II категорій мають бути одночасно підключені до двох незалежних джерел живлення, що забезпечує стійкість енергопостачання при будь-яких відмовах. Таким чином, обидва трансформатори повинні бути постійно ввімкнені в роботу незалежно від поточного рівня навантаження.

#### Вибір оптимального типу трансформатора

На трансформаторних підстанціях (ТП) можуть встановлюватися різні типи силових трансформаторів, зокрема ТСЗ, ТНЗ і ТМЗ. Кожен із них має власні технічні особливості, переваги та недоліки, які враховуються під час вибору.

##### 1. Трансформатор типу ТСЗ

ТСЗ — це сухий, закритий трансформатор, в якому ізоляція обмоток виконується зі скловолокна, а обмотки та магнітопровід можуть бути засипані кварцовим піском для підвищення вогнестійкості.

Переваги:

- відсутність ризику займання або вибуху;
- можливість монтажу на будь-якому поверсі будівлі, у підвальних приміщеннях, шахтах, а також на суднах та підводних човнах;
- придатність для встановлення в місцях із масовим перебуванням людей (клуби, театри, адміністративні установи, тощо), що рекомендовано ПУЕ.

Недоліки:

- висока вартість у порівнянні з іншими типами трансформаторів;
- невисока стійкість ізоляції до імпульсних і грозових перенапруг;
- підвищений рівень шуму під час роботи.

##### 2. Трансформатор типу ТНЗ

ТНЗ — герметичний трансформатор, заповнений синтетичною рідиною (наприклад, совтолом). Через токсичність робочої рідини

обслуговування або ремонт таких трансформаторів заборонено на підприємствах харчової промисловості.

Переваги:

- підвищена пожежна безпека;
- можливість використання на промислових об'єктах із дорогим технологічним устаткуванням (машинні зали, компресорні станції, насосні установки тощо).

### 3. Трансформатор типу ТМЗ (ТМВМЗ)

ТМЗ (або ТМВМЗ) — масляний герметичний трансформатор із системою масляного охолодження.

Переваги:

- нижча вартість порівняно з сухими та герметичними трансформаторами;
- підвищена електрична міцність ізоляції.

Недоліки:

- у разі пошкодження бака або порушення герметичності можливе займання трансформаторного масла.

Зазвичай трансформатори типу ТМЗ (ТМВМЗ) входять до складу комплектних трансформаторних підстанцій (КТП), що дозволяє спростити монтаж і зменшити витрати.

На головних понижувальних підстанціях (ГПП) застосовують переважно масляні трансформатори типів ТМН і ТДН, які обов'язково обладнуються пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Вибір оптимальної кількості трансформаторів підстанції.

Кількість і потужність трансформаторів, що встановлюються на цехових або головних підстанціях, визначаються з урахуванням розрахункової повної потужності навантаження підприємства та категорій електроприймачів.

На типовій трансформаторній підстанції (ТП) може бути встановлено один або два трансформатори.

Якщо на підприємстві передбачено кілька цехових підстанцій і серед споживачів є електроприймачі I та II категорій, застосовують переважно двотрансформаторні підстанції, а також однострансформаторні, які мають з'єднання по нижчій напрузі для резервування живлення.

У цехах, де переважають електроприймачі III категорії, допускається встановлення однострансформаторних підстанцій, оскільки перерви в електропостачанні не мають критичного впливу на технологічний процес.

Встановлення трьох трансформаторів на одній підстанції економічно недоцільне, за винятком окремих випадків.

Три або більше трансформаторів можуть бути встановлені, якщо:

1. Підстанція розширюється, і додатковий трансформатор монтується як резервний або для покриття зростаючого навантаження.
2. Необхідно виділити потужного споживача, який працює у повторно-короткочасному режимі.

3. Умови середовища (вибухо- або пожежонебезпечність, сильна вібрація) не дозволяють розмістити великі трансформатори.

4. Будівельні конструкції обмежують можливість монтажу апаратів великої маси або габаритів.

5. Існують транспортні або монтажні обмеження щодо доставки великих трансформаторів.

Критерії вибору між одно- і двотрансформаторною схемою

- Однотрансформаторні підстанції доцільно використовувати там, де допускається короткочасне припинення живлення на час доставки або підключення складу запасного трансформатора, або коли можливо організувати резервування через перемички на вторинній напрузі.

- Двотрансформаторні підстанції слід застосовувати при переважанні споживачів I та II категорій, а також у випадках нерівномірного графіка навантаження (добового чи річного).

Крім того, в будь-якому цеху, де сумарна встановлена потужність споживачів перевищує 1000 кВА, рекомендується встановлювати не менше двох трансформаторів, що забезпечує резервування та підвищує надійність живлення.

Обрані варіанти підстанцій обов'язково перевіряють на безперебійність електропостачання споживачів I та II категорій у разі відключення одного з трансформаторів.

Вибір оптимальної потужності трансформатора підстанції

Вибір потужності силових трансформаторів виконується на основі техніко-економічного розрахунку, який враховує можливість їх короткочасного перевантаження в аварійному режимі без перевищення допустимих теплових меж.

Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), допускається післяаварійне перевантаження трансформаторів до 40 % від номінальної потужності протягом максимум шести годин на добу, але не більше ніж п'ять діб поспіль.

При цьому коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження під час перевантаження не повинен перевищувати 0,75, тобто:

$$\frac{S_c}{1,4 - S_{НОМ}} \leq 0,75 \text{ або } S_c \leq 0,75 S_{НОМ} * S_c = 0,75 * 1,4 * S_{НОМ} \leq 1,05 * S_{НОМ}.$$

Звідси випливає, що середньодобове навантаження трансформатора не повинно перевищувати його номінальну потужність більш ніж на 5 %.

Перевантаження за середньою потужністю не допускається. У практиці проектування ПУЕ рекомендує використовувати тимчасові перевантаження лише за рахунок нерівномірності графіків навантаження — добових, місячних або річних.

На трансформаторних підстанціях встановлюють апарати з номінальною напругою 6 або 10 кВ і потужністю до 2500 кВА.

Потужність трансформатора доцільно визначати за щільністю електричного навантаження цеху  $S_0$  [кВА/м<sup>2</sup>], використовуючи такі орієнтовні значення:

Щільність навантаження, кВА/м <sup>2</sup>	Рекомендована потужність трансформатора, кВА
$S_0 < 0,2$	1000
$0,2 \leq S_0 \leq 0,3$	1600
$S_0 > 0,3$	2500

Вибір потужності трансформатора ТП у залежності від категорій електроприймачів

Для I категорії -  $\beta_T \approx 0,75$ , II категорії -  $\beta_T \approx 0,85$  III категорії -  $\beta_T \approx 0,9$   
У залежності від категорій вибираємо потужність трансформатора:

$$S_{T \text{ баж.}} = \frac{S}{\beta_T}; \quad S_{T \text{ баж.}} \rightarrow S_{T \text{ ном.}}$$

#### Конструкція цехових підстанцій (ТП)

Конструктивне виконання цехових трансформаторних підстанцій визначається умовами експлуатації, типом виробництва, вимогами до пожежної безпеки та зручністю обслуговування. За розташуванням відносно виробничого корпусу розрізняють три основні типи: окремо збудовані, прибудовані та вбудовані підстанції (рис. 4.8–4.10).

1. Окремо збудована ТП (рис. 4.8).

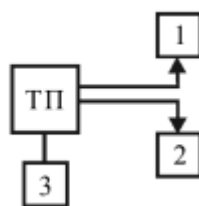


Рисунок 4.8 - Схема підключення окремо збудованої ТП: 1...3 - цехи підприємства.

У цьому випадку підстанція розміщується поза межами виробничого корпусу. Її перевагою є простота експлуатації та відсутність впливу виробничих умов на обладнання.

Недоліком є значна довжина мереж низької напруги (до 1 кВ), що призводить до збільшення втрат електроенергії, підвищення падіння напруги та збільшення витрат провідникового матеріалу.

Таке конструктивне рішення рекомендується для підприємств хімічної промисловості, де не допускається розміщення трансформаторів безпосередньо у виробничих приміщеннях через вимоги вибухо- і пожежобезпеки.

## 2. Прибудована ТП (рис. 4.9).

Підстанція має спільну стіну з будівлею цеху, але розташована поза його межами. Таке виконання забезпечує високі техніко-економічні показники завдяки скороченню довжини кабельних ліній і зручному доступу до обладнання.

Недоліком є те, що архітектори промислових будівель часто не допускають таке рішення, оскільки воно може погіршувати зовнішній вигляд фасаду.

Прибудовані ТП найкраще поєднуються з низькими допоміжними приміщеннями — насосними, компресорними або складськими.

## 3. Вбудована ТП (рис. 4.10).

Вбудовані трансформаторні підстанції розташовуються всередині виробничого корпусу, переважно вздовж його зовнішніх стін. Двері таких ТП відкриваються назовні. Монтаж і обслуговування з боку цеху не передбачається, що підвищує безпеку персоналу.

Таке виконання має високі техніко-економічні показники, оскільки скорочується довжина внутрішньоцехових мереж, однак ускладнюється монтаж технологічного обладнання. Вбудовані ТП зазвичай проектують у допоміжних або побутових приміщеннях, а також у конторських або складських зонах.

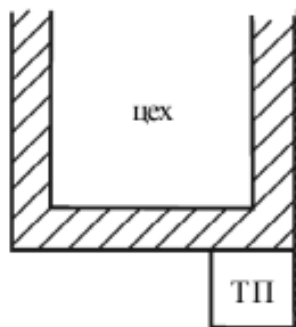


Рисунок 4.9. Конструкція прибудованої ТП.

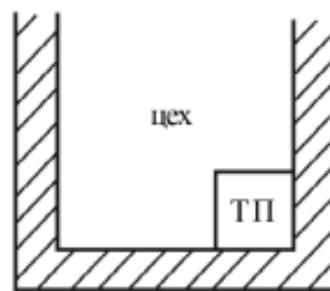
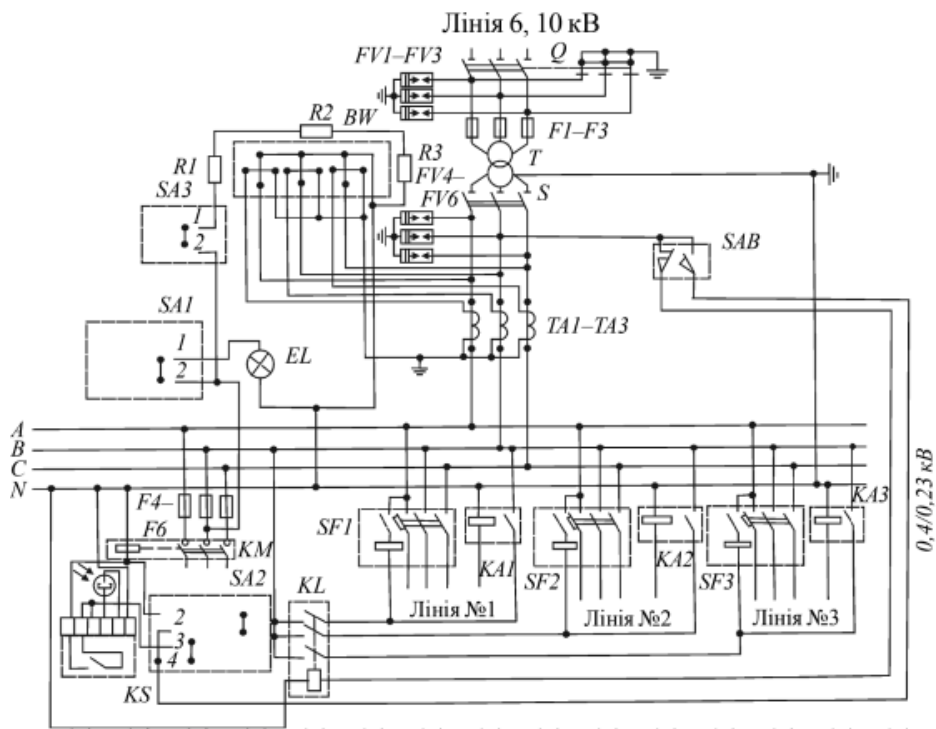


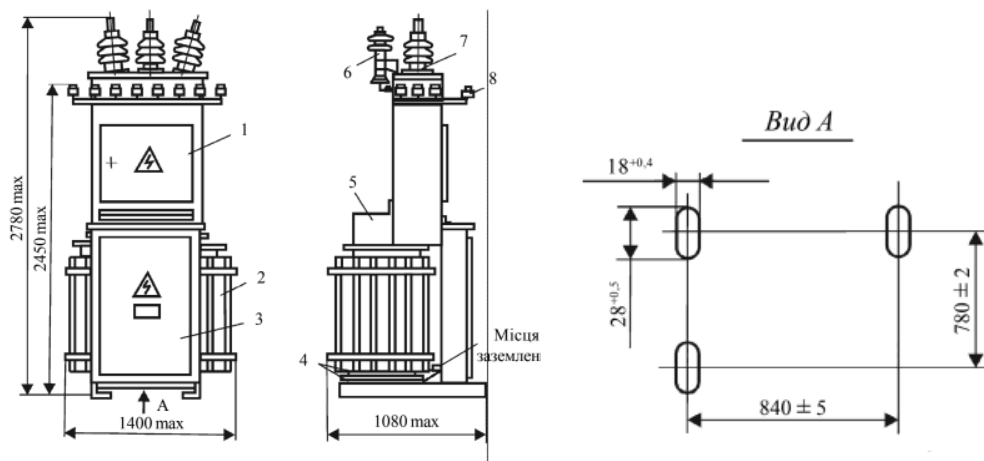
Рисунок 4.10. Конструкція вбудованої ТП.

Підстанції за схемами (рис. 4.8–4.10) можуть мати різні електричні та конструктивні варіанти виконання, приклади яких наведені на рис. 4.11 і 4.12.



BW- лічильник, EL лампа, F1-F6 запобіжники, FV1-FV6 - розрядники, КАЛ-КАЗ реле струму, KL реле проміжне, KM - пускач магнітний, KS-фотореле, Q роз'єднувач, R1-R3 резистори, S рубильник, SAI-SA3 перемикач, SAB вимикач кінцевий, SF1-SF3 автоматичний вимикач, Т трансформатор силовий, ТА1-ТА3 трансформатори струму

Рисунок 4.11 - Принципова електрична схема комплектної трансформаторної підстанції потужністю 100кВ А, U = 6(10) кВ



1- секція високої напруги, трансформатор, 3 секція обладнання напругою 0,4 кВ, 4 кронштейн, 5 кожух, 6-розрядник, 7 ізолятор високовольтний, 8- ізолятори для ЛЕП напругою 0,4 кВ

Рисунок 4.12 - Габаритні, монтажні та приєднувальні розміри КТП 25-1/10/0,4-81-VI

Внутрішньоцехова підстанція.

Внутрішньоцехова трансформаторна підстанція (рисю 4.13, 4.14) встановлюється безпосередньо в середині цеху, між колонами будівлі, у «мертвій зоні» мостових кранів або в місцях, де вона не заважає переміщенню вантажів і транспортних засобів.

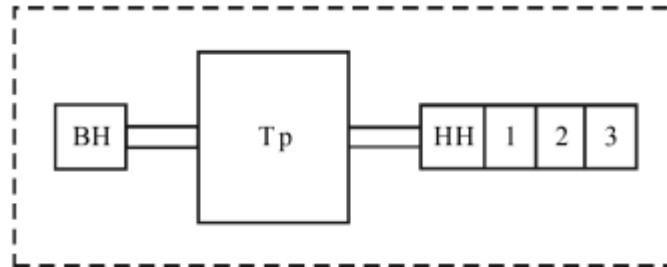


Рисунок 4.13 - Конструкція однострансформаторної КТП

Такі підстанції виконуються комплектними (КТП) — заводського виготовлення, що забезпечує швидке введення в експлуатацію, стандартизацію вузлів і високу безпеку.

- Високовольтна шафа (ВН) призначена для підключення кабелів 6 або 10 кВ і містить запобіжники, роз'єднувачі або вимикач навантаження (у сучасних варіантах — вакуумний вимикач).
- Силовий трансформатор типу ТМЗ або ТМВМЗ має герметичне виконання; його ізолятори розміщені на бокових стінках і захищені сталевим кожухом.
- Шафа нижчої напруги (НН) містить автоматичний вимикач вводу.
- Шафи лінійних відводів (позиції 1, 2, 3) забезпечують живлення споживачів.
- Підстанція огорожується металевою сіткою для безпеки персоналу.

Крім однострансформаторних КТП, у промислових цехах широко застосовуються двотрансформаторні варіанти (рис. 4.14), що містять секційний автоматичний вимикач для з'єднання обох секцій низьковольтного розподілу.

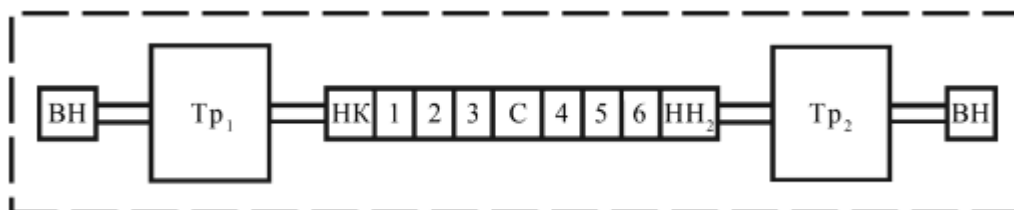


Рисунок 4.14 - Конструкція двотрансформаторної КТП:  
С шафа з секційним автоматичним вимикачем

Сучасні КТП випускаються Хмельницьким заводом трансформаторних підстанцій та компанією АВВ, які пропонують широкий спектр модульних рішень.

КТП випускає Хмельницький завод трансформаторних підстанцій, фірма АВВ.

1. Розміщення підстанцій у великому корпусі (рис. 4.15).

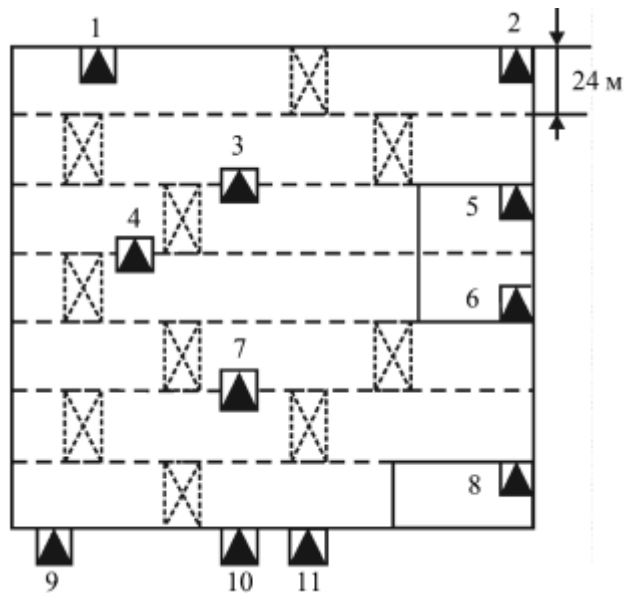


Рисунок 4.15 - Схема розміщення підстанцій у великому корпусі

Розміщення підстанцій у великих корпусах (рис. 4.15)

У великих виробничих будівлях підстанції можуть бути вбудованими (позиції 1, 2, 5, 6, 8), прибудованими (9, 10, 11) або внутрішньоцеховими (3, 4, 7).

В особливо великих корпусах доцільно передбачати інженерні прольоти, у яких розміщуються підстанції, вентиляційні установки, трубопроводи та інші допоміжні інженерні системи.

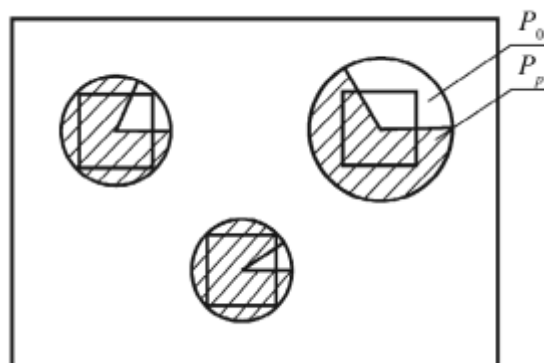


Рисунок 4.16 - Генплан підприємства з картограмою навантажень

### Картограма навантаження

Картограма навантаження є одним з основних документів для розроблення системи електропостачання підприємства. Вона являє собою генеральний план підприємства, на якому на контури цехів наносяться круги, площа кожного з яких у масштабі пропорційна розрахунковій електричній потужності відповідного цеху. Центр кола збігається з центром електричного навантаження цеху (рис. 4.16).

На кругах виділяються сектори, які відповідають окремим видам навантаження:

- освітлювальному,
- силовому низьковольтному (до 1 кВ),
- високовольтному (понад 1 кВ).

Визначення координат центрів електричних навантажень

Для побудови картограми спочатку визначають координати центрів електричних навантажень кожного цеху:

$$(x_1, y_1), (x_2, y_2), (x_3, y_3),$$

Якщо електрообладнання розміщено рівномірно по площі цеху, центр електричного навантаження збігається з геометричним центром ваги фігури, що відповідає контуру цеху (рис. 4.17, 4.18).

Координати загального центра електричних навантажень підприємства визначаються за формулами:

$$X_{\text{центра ел.нав.}} = \frac{\sum P_i X_i}{\sum P_i}, \quad Y_{\text{центра ел.нав.}} = \frac{\sum P_i Y_i}{\sum P_i},$$

$P_i$  - розрахункове навантаження цеху підприємства; -

$X_i, Y_j$  - координати центрів електричних навантажень кожного цеху підприємства.

Для багатопверхових підприємств визначають також третю координату  $Z_{\text{ц. ел.нав.}}$ , що характеризує рівень розташування центра навантаження у вертикальній площині.

Масштаб і розрахунок параметрів кіл

Коло на картограмі має радіус, що відповідає потужності цеху у вибраному масштабі.

Якщо  $m$  — масштабна константа, то

$$r_i = \sqrt{\frac{\sum P_{pi}}{\pi \cdot m_i}},$$
$$m_i = \frac{\sum P_{pi}}{\pi r_i^2}$$

де  $P_{pi}$  — повна потужність навантаження цеху.

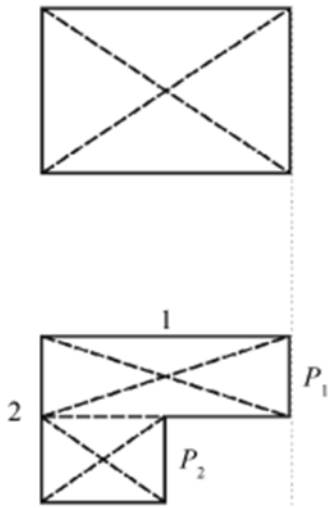


Рисунок 4.17 - Схема знаходження центра електричних навантажень цеху

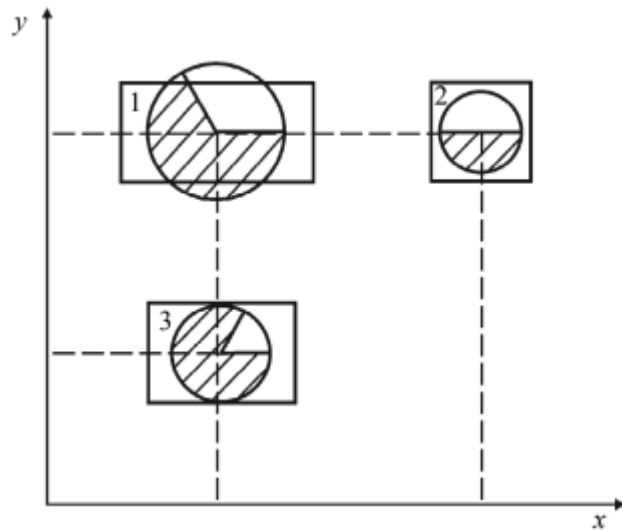


Рисунок 4.18 - Принцип знаходження координат цехів та центра електричних навантажень

Площа круга  $\pi r_i^2$  у масштабі  $m\pi r_i^2$  пропорційна повній потужності навантаження цеху.

Кути секторів, які відповідають певним типам навантажень (освітлювальному, силовому тощо), визначають за формулою:

$$\alpha = \frac{P_{p0}}{\sum P_p} \cdot 360^\circ$$

де  $P_{p0}$  — потужність освітлювального навантаження,

$\sum P_p$  — сумарна потужність навантажень цеху.

На картограмі (рис. 4.19) зазвичай зображають три сектори:

- а) високовольтне силове навантаження (>1000 В);
- б) низьковольтне силове навантаження (<1000 В);
- в) освітлювальне навантаження.

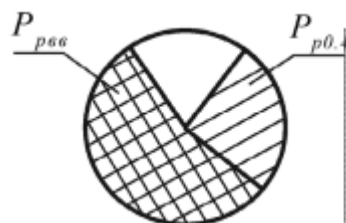


Рисунок 4.19 - Картограма за наявності високовольтного навантаження

Таке подання дозволяє візуально оцінити структуру навантажень і спростити розміщення підстанцій.

Призначення картограми

Використання картограми навантажень забезпечує:

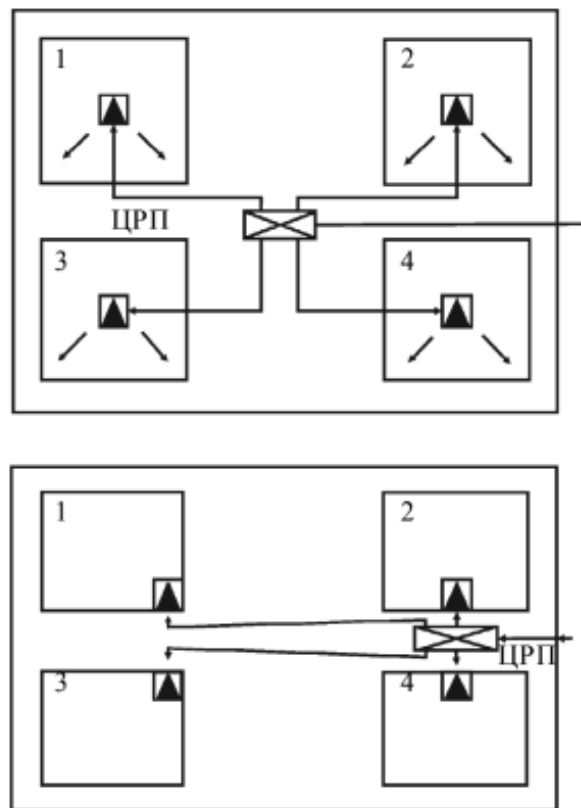
- наочність під час розроблення електропостачання підприємства;
- правильне визначення оптимальних місць розташування підстанцій;
- запобігання помилкам у виборі траси кабельних ліній і довжини мереж.

Таким чином, картограма є ефективним інженерним інструментом для балансування енергоспоживання та оптимізації топології системи електропостачання підприємства.

Оптимальне розміщення підстанцій по території підприємства

Підстанції слід розміщувати поблизу центрів електричних навантажень, з невеликим зміщенням у напрямку до джерела живлення. Такий підхід забезпечує мінімальні втрати енергії та оптимальні довжини кабельних ліній.

Необхідно уникати зворотних потоків електроенергії, що виникають при нераціональному розміщенні підстанцій (рис. 4.20). Такі потоки спричиняють додаткові втрати потужності й перевитрату провідникового матеріалу.



а) - нераціональний варіант розміщення підстанцій, б) оптимальний варіант

Рисунок 4.20 - Генеральний план підприємства

Розподільчі пункти (РП, ЦРП) доцільно розміщувати біля приміщень з високовольними електроприймачами, якими зазвичай є насосні станції, компресорні або ремонтні цехи. Ці об'єкти мають невелику висоту та добре компонується з низькими будівлями розподільчих пристроїв.

Розміщення головної понижувальної підстанції (ГПП)

Головну підстанцію рекомендується розташовувати на периферії промислового майданчика — з боку подачі електроенергії від зовнішніх ліній електропередач. При цьому враховують розу вітрів місцевості, щоб мінімізувати потрапляння пилу та агресивних домішок на ізоляцію обладнання.

Типові рішення систем електропостачання

На рисунку 4.21 подано узагальнену схему системи електропостачання промислового підприємства, яка демонструє взаємозв'язок головної понижувальної підстанції, розподільчих пунктів та цехових трансформаторних підстанцій.

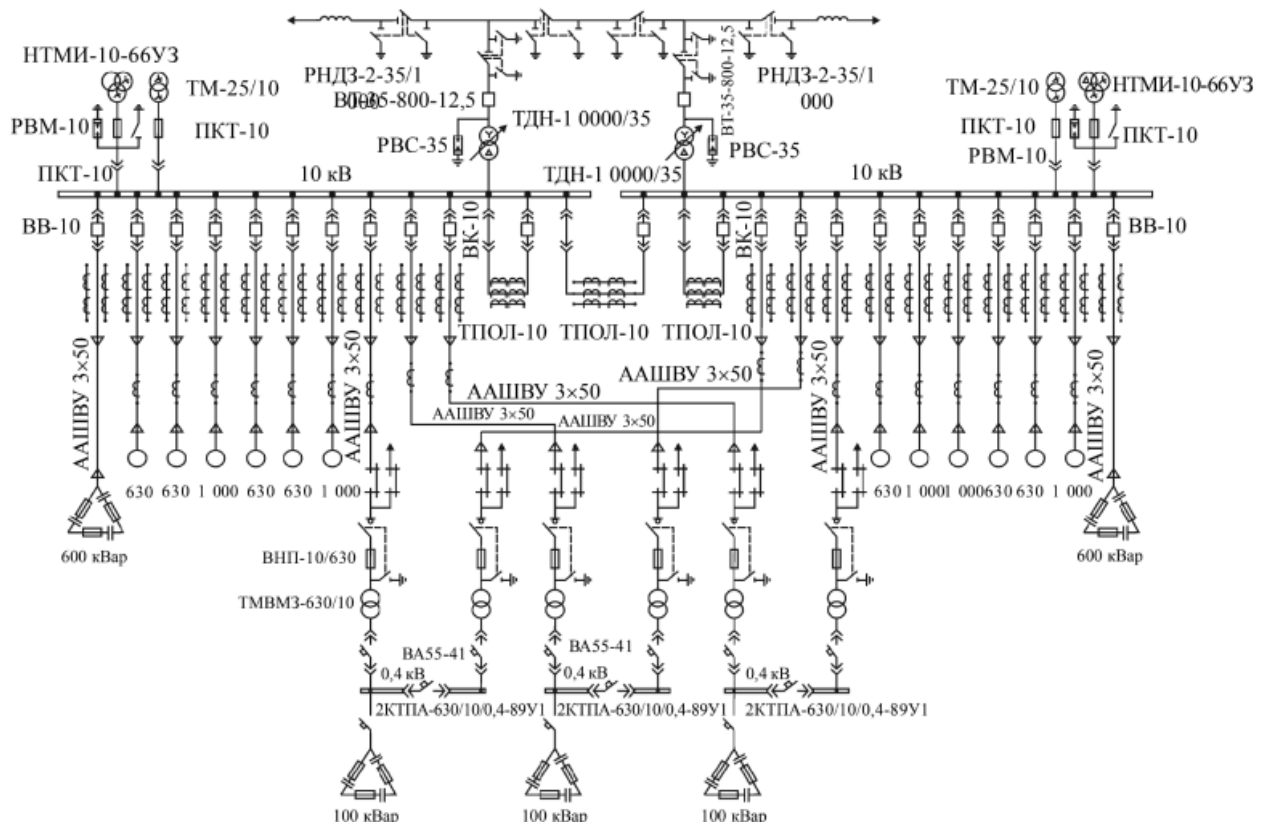
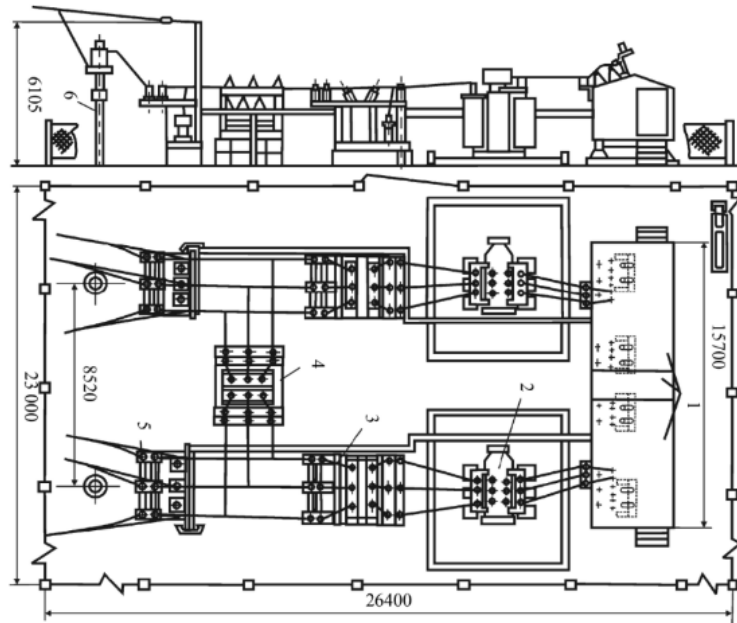


Рисунок 4.21 - Схема системи електропостачання промислового підприємства

Типові конструктивні рішення для комплектних трансформаторних підстанцій напругою 35–110 кВ наведено на рисунках 4.22–4.23 та в таблиці 4.1.



1- блок РУ-6(10) кВ; 2 блок трансформатора; 3,4 блоки вимикачів; 5 блок роз'єднувачів; 6 обладнання для ВЧ зв'язку

Рисунок 4.22 - План та розріз ОРУ-35 кВ комплектної трансформаторної підстанції типу КТПБ

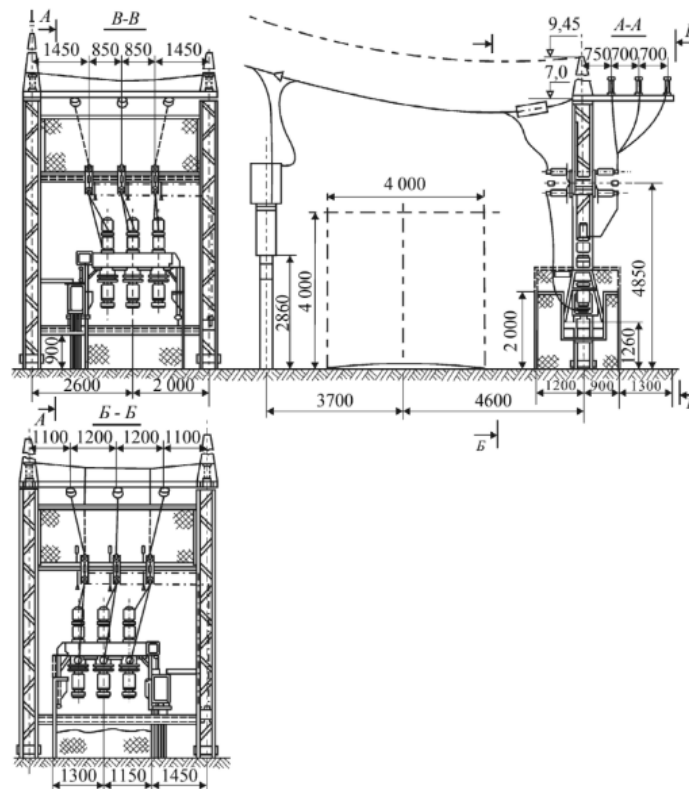


Рисунок 4.23 - Однопортальне ОРУ 35 кВ

Таблиця 4.1 - Комплектні трансформаторні підстанції напругою 35 - 110 кВ

Тип	Потужність трансформатора, МВА	Розмір підстанції, м
КТПБ – 110/35/6-10	1X(6,3-40) 2X(6,3-40)	Від 20 x 51,5 До 32 x 59,5
КТПБ – 110/6-10	1X(2,5-40) 2X(2,5-40)	Від 16 x 30,5 До 32 x 38,5
КТПБ – 35/6-10	2X(6,3-40)	Від 21 x 18,8 До 37,8 x 33,6
КТП – 35/6-10	1X(0,63-6,3) 2X(0,63-6,3)	Від 16 x 20 До 36 x 36
КТП – 100- 35/0,4	1X0,1	5,3 x 5,0

### Висновки

1. Ефективна система електропостачання промислового підприємства базується на раціональному розміщенні трансформаторних підстанцій, оптимальному виборі потужності трансформаторів і правильному визначенні категорій електроприймачів.

2. Основні вимоги до зовнішнього електропостачання полягають у забезпеченні надійності живлення, можливості подальшого розвитку, резервування критичних споживачів і використанні відкритих схем з мінімальною складністю конструкції.

3. При проектуванні головних понижувальних підстанцій (ГПП) необхідно дотримуватись вимог до схем електричних з'єднань: забезпечення живлення споживачів у нормальних і післяаварійних режимах, поетапне розширення, застосування автоматики та дистанційного керування.

4. Вибір типу та кількості трансформаторів виконується з урахуванням категорії споживачів, рівня навантаження, економічної доцільності та можливості перевантаження в аварійних умовах.

5. При виборі оптимальної потужності трансформатора необхідно враховувати графік навантаження, допустимі перевантаження, коефіцієнти використання для різних категорій споживачів та техніко-економічні показники.

6. Конструкція підстанції (окремо збудована, прибудована, вбудована або внутрішньоцехова) визначається особливостями виробництва, вимогами до безпеки, зручністю обслуговування і мінімізацією довжини низьковольтних ліній.

7. Картограма навантаження є ключовим інструментом для визначення центрів навантаження й оптимального розміщення підстанцій, що дозволяє скоротити втрати енергії та зменшити витрати на кабельні мережі.

8. При проектуванні систем електропостачання слід забезпечити єдність типів трансформаторів та апаратури, що спрощує технічне обслуговування, ремонт і експлуатацію.

9. Правильне розташування підстанцій відносно центрів навантажень і джерел живлення є запорукою мінімізації втрат потужності, підвищення якості напруги й надійності електропостачання всіх категорій споживачів.

### Контрольні питання

1. Які основні вимоги висуваються до зовнішнього електропостачання промислових підприємств?
2. Як здійснюється поділ споживачів електроенергії за категоріями надійності?
3. За якою формулою визначається орієнтовна напруга лінії електропередач (формула Стилла)?
4. Які принципові вимоги пред'являються до схем головних понижувальних підстанцій (ГПП)?
5. Як визначається кількість трансформаторів ГПП для споживачів різних категорій?
6. Які фактори впливають на вибір типу трансформатора (ТЄЗ, ТНЗ, ТМЗ)?
7. У чому полягають переваги й недоліки сухих і масляних трансформаторів?
8. Як виконується перевірка навантажувальної здатності трансформатора при аварійному режимі?
9. За якими критеріями вибирається потужність трансформатора підстанції?
10. Які коефіцієнти використання потужності трансформатора ( $\beta_{T\beta T}$ ) приймаються для різних категорій споживачів?
11. У яких випадках доцільно застосовувати одотрансформаторні, а в яких — двотрансформаторні підстанції?
12. Назвіть основні типи конструктивного виконання цехових підстанцій.
13. Для чого використовується картограма навантажень і як визначаються координати центрів електричних навантажень?
14. Які рекомендації існують щодо розміщення головних і цехових підстанцій по території підприємства?
15. Як впливає роза вітрів і фактори навколишнього середовища на вибір місця розташування головної понижувальної підстанції?

### Використана література

1. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.
2. Васи́лега П. О. Електропостачання : підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.
3. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств : підручник. Вінниця : Нова Книга, 2004. 656 с.

## ТЕМА 5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ДО 1000 В ТА ВИЩЕ

Основні поняття про реактивну потужність. Вибір потужності компенсуючих пристроїв. Розміщення компенсуючих установок в системах електропостачання підприємств.

Негативна дія потоків реактивної потужності на систему електропостачання

Енергосистеми мають обмежені можливості щодо генерування реактивної потужності. Генератори, зокрема ті, що мають номінальну потужність понад 100 МВт, зазвичай працюють із номінальним коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8 \div 0,9$ . Значна частина створюваної реактивної потужності витрачається трансформаторами та лініями електропередачі (ЛЕП). Тому в періоди максимального навантаження енергосистеми можуть забезпечити споживачів лише обмеженим обсягом реактивної потужності.

Під час зменшення реактивної потужності, що передається мережею (тобто при збільшенні  $\cos \varphi$ ), зменшуються втрати активної потужності. Це явище оцінюється через економічний еквівалент, який визначає відносне зниження втрат активної потужності у перерахунку на одиницю реактивної потужності. Його величина становить у середньому 0,02...0,12 кВт/кВАр прямо пропорційна відстані від джерела живлення.

У загальному енергетичному балансі країни розподіл реактивної потужності має приблизно такий вигляд:

- трансформатори — 45 %,
- асинхронні двигуни — 35 %,
- лінії електропередачі — 13 %,
- освітлювальні та інші приймачі — 7 %.

Для промислових підприємств ці співвідношення змінюються:

- асинхронні двигуни споживають близько 70 % реактивної потужності,
- трансформатори — 20 %,
- освітлювальні та допоміжні приймачі — 10 %.

Генерація реактивної потужності безпосередньо на електростанціях та її передача до віддалених споживачів є економічно недоцільною, оскільки це супроводжується додатковими втратами активної потужності:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p.$$

Додаткові втрати активної потужності  $\Delta P_p$  пропорційні квадрату реактивної потужності  $Q$ .

Збільшення потоків реактивної потужності в мережі зумовлює також необхідність у проводах більшого перерізу, оскільки струм навантаження визначається виразом:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

При цьому спостерігається перевитрата провідникового матеріалу. Крім того, це призводить до нераціонального використання потужності трансформаторів:

$$S_T = P * \sqrt{(1 + \tan^2 \varphi)}$$

Виникають додаткові втрати напруги:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p.$$

де  $\Delta U_a$  – втрати напруги, обумовлені активною потужністю;  $\Delta U_p$  – втрати напруги, обумовлені реактивною потужністю.

Додаткові втрати напруги  $\Delta U_p$  збільшують відхилення напруги на за- тискачах приймачів від номінального значення при зміні навантаження, що ускладнює підтримання стабільного рівня напруги. Це, у свою чергу, потребує збільшення потужності і вартості пристроїв регулювання на- пруги.

Таким чином, реактивну потужність, що передається до електро- приймачів, необхідно знижувати (компенсувати) до економічно обґрунто- ваного рівня.

Під час компенсації реактивної потужності необхідно враховувати кі- лька загальних положень:

1. На відміну від активної, реактивну потужність можна генеру- вати безпосередньо в будь-якій точці електричної мережі.
2. Наближення джерел реактивної потужності до споживачів сприяє зменшенню навантаження на мережу та зниженню втрат енергії.
3. Баланс реактивної потужності має бути забезпечений у кож- ному вузлі системи електропостачання, щоб уникнути локальних перева- нтажень і нестабільності напруги.

Усі заходи щодо зниження реактивної потужності, що передається споживачам, поділяють на дві основні групи:

а) заходи, що не потребують додаткових капітальних вкладень, і спрямовані на раціоналізацію режимів роботи електрообладнання у на- прямі зменшення реактивних навантажень;

б) заходи, які передбачають інвестиції, зокрема встановлення спеці- альних джерел реактивної потужності — компенсуючих пристроїв (конде- нсаторів, синхронних компенсаторів тощо).

Під час проектування систем електропостачання першочергово розглядають заходи першої групи, оскільки вони дають відчутний ефект при мінімальних витратах.

#### Основні визначення

Для аналізу процесів, пов'язаних із компенсацією реактивної потужності, використовують низку основних понять і характеристик

1. Поточне значення коефіцієнта потужності  $\cos \varphi$ . Величина  $\cos \varphi$  може бути визначена безпосередньо за свідченнями фазометра або обчислена за даними ватметра, вольтметра і амперметра за формулою (середнє значення для трифазної системи)

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{(3)} \cdot U \cdot I}$$

Аналіз записів поточних значень  $\cos \varphi$  дозволяє визначити, наскільки стабільним є споживання реактивної потужності та в які моменти можуть виникати різкі її коливання. Такі дані є важливими при проектуванні систем компенсації та під час експлуатаційного моніторингу.

2. Середньозважене значення коефіцієнта потужності  $\cos \varphi_{CB}$ .

Цей показник характеризує усереднене значення коефіцієнта потужності за певний період часу. На відміну від поточного значення, він не відображає короточасні зміни, а є інтегральною оцінкою енергетичного режиму установки. Його визначають за формулою:

$$\cos \varphi_{CB} = \frac{Q_{cp}}{P_{cp}}$$

3. Природний коефіцієнт потужності  $\cos \varphi_{пр}$ .

Під природним коефіцієнтом потужності розуміють значення  $\cos \varphi_{пр}$  установки без урахування роботи компенсуючих пристроїв (синхронних компенсаторів, батарей конденсаторів тощо).

Ця характеристика може бути подана як поточним, так і середньозваженим значенням і використовується для визначення потреби в компенсації.

4. Загальний коефіцієнт потужності  $\cos \varphi_{зар}$ .

Загальний коефіцієнт потужності враховує вплив усіх компенсуючих пристроїв, підключених до мережі. Так само, як і природний, він може бути виражений як поточним, так і усередненим значенням.

Порівняння  $\cos \varphi_{пр}$  і  $\cos \varphi_{зар}$  дає змогу оцінити ефективність використання компенсуючих засобів у системі електропостачання.

Способи зменшення споживання реактивної потужності.

Підвищення коефіцієнта потужності підприємства та покращення енергетичних характеристик системи електропостачання можливе лише за умови комплексного застосування технічно та економічно обґрунтованих заходів.

Такі заходи поділяються на дві основні групи:

- Організаційні, які не потребують установа спеціальних компенсуючих пристроїв;
- Спеціальні, що передбачають використання джерел реактивної потужності (конденсаторів, синхронних компенсаторів тощо).

Першочергово впроваджують організаційні заходи, оскільки вони не вимагають значних капітальних витрат і забезпечують помітний ефект за рахунок раціоналізації експлуатаційних режимів.

Організаційні заходи зі зниження споживання реактивної потужності

До таких заходів належать:

1. Оптимізація технологічного процесу, що забезпечує повніше використання потужності електроприводів та зменшення частки реактивних навантажень.
2. Заміна малозавантажених асинхронних двигунів на двигуни меншої номінальної потужності, що працюють із вищим  $\cos \phi$ .
3. Зниження напруги живлення двигунів, які систематично працюють із малим навантаженням.
4. Скорочення часу роботи двигунів у режимі холостого ходу — за рахунок їх відключення або використання автоматичних обмежувачів.
5. Використання синхронних двигунів замість асинхронних, якщо це допустимо з огляду на технологічні умови.
6. Підвищення якості ремонту електродвигунів і дотримання їхніх паспортних параметрів для запобігання підвищеному споживанню реактивної енергії.
7. Раціональне завантаження трансформаторів і, за необхідності, їх заміна або відключення у періоди низького навантаження.

Здійснення перелічених заходів дозволяє зменшити реактивне навантаження без додаткових витрат, підвищити ефективність використання активної потужності та зменшити втрати електроенергії у мережі.

Заміна малозавантажених двигунів двигунами меншої потужності.

Кількість реактивної потужності, яку споживають асинхронні двигуни, значною мірою залежить від ступеня їх завантаження та номінального коефіцієнта потужності.

При повному навантаженні й номінальній нарузі реактивна потужність двигуна визначається виразом:

$$Q = \frac{P}{\eta_{\text{д.н.}}} \operatorname{tg} \phi$$

де  $\eta_{д.н}$  – к. к. д. двигуна при повному завантаженні

$P$  — активна потужність,

$\varphi$  — кут між струмом і напругою.

Реактивна потужність, споживана двигуном з мережі при холостому ході, може бути знайдена з виразу

$$Q_{xx} \approx \sqrt{3} U_H I_{xx},$$

де  $I_{xx}$  – струм холостого ходу асинхронного двигуна.

Для двигунів з номінальним коефіцієнтом потужності  $\cos\varphi_H = 0,91 - 0,93$  реактивна потужність у режимі холостого ходу становить приблизно 50 % від величини при номінальному навантаженні. Для двигунів з  $\cos\varphi_H = 0,77 \div 0,79$  вона досягає 70%.

Приріст споживаної реактивної потужності при переході від холостого ходу до номінального навантаження визначається як:

$$\Delta Q_H = Q_H - Q_{xx} \approx \frac{P_H}{\eta_{д.н}} \operatorname{tg}\varphi_H - \sqrt{3} U_H I_{xx}$$

Для часткового навантаження асинхронного двигуна приріст реактивної потужності пропорційний квадрату коефіцієнта завантаження:

$$\Delta Q = k_3^2 \Delta Q_H$$

де  $k_3 = P/P_H$  – коефіцієнт завантаження двигуна.

Загальна реактивна потужність при довільному навантаженні дорівнює:

$$Q = Q_{xx} + k_3^2 \Delta Q_H.$$

Відповідно, коефіцієнт потужності двигуна при частковому навантаженні виражається як:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{Q_{xx} + k_3^2 \Delta Q_H}{P_H k_3} \right)^2}}.$$

З формули видно, що зі зменшенням завантаження двигуна коефіцієнт потужності зменшується.

Наприклад:

- при 100% навантаженні  $\cos\varphi = 0,8$ ;
- при 50% —  $\cos\varphi = 0,65$ ;
- при 30% — лише 0,51.

Таким чином, заміна систематично недовантажених двигунів двигунами меншої потужності підвищує коефіцієнт потужності електроустановки та зменшує втрати активної енергії.

Для оцінки економічної доцільності такої заміни використовують вираз для сумарних втрат активної потужності:

$$\Delta P_{\text{сум}} = Qk_{\text{в.п.}} + \Delta P,$$

де  $\Delta P$  – повні втрати активної потужності в двигуні;  $k_{\text{в.п.}}$  – коефіцієнт зміни витрат, кВт/квар, що задається підприємству енергосистемою

Для трансформаторів, приєднаних безпосередньо до шин електростанції,  $k_{\text{в.п.}} \approx 0,02$  кВт/кВАр.

Практично прийнято такі рекомендації:

- якщо середнє завантаження двигуна менше 45 %, його заміна на двигун меншої потужності є доцільною без додаткових розрахунків;
- якщо завантаження понад 70 %, заміна, як правило, економічно невиправдана;
- у межах 45–70 % необхідно проводити детальний техніко-економічний аналіз.

Заміна доцільна переважно для двигунів, не вбудованих у механізм, оскільки для вбудованих виконується складна і дорога механічна адаптація.

Зниження напруги в мало завантажених двигунах.

Якщо заміна малозавантаженого асинхронного двигуна неможлива, слід перевірити доцільність зниження напруги живлення до мінімально допустимого рівня  $U_{\text{мін}}$ . Це зменшує струм намагнічування, а отже — споживання реактивної потужності та втрати активної енергії, одночасно підвищуючи коефіцієнт корисної дії двигуна.

На практиці зниження напруги реалізують такими способами:

1) перемикання обмотки статора з трикутника на зірку;

Це призводить до зменшення максимально допустимого моменту приблизно утричі, тому перед застосуванням потрібно перевірити граничний коефіцієнт завантаження:

$$k_{\text{з.пр}} = \frac{k_{\text{м.м}}}{4,5}$$

де  $k_{\text{м.м}}$  — кратність максимального моменту до номінального (визначається за каталогом двигуна).

Перше уявлення про ефективність перемикання обмотки статора асинхронного двигуна з трикутника на зірку дає рис. 5.1.

Номинальний коефіцієнт потужності двигуна	Відносини $\cos\phi_V/\cos\phi_\Delta$ при коефіцієнтах завантаження $k_3$				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,78	1,94	1,8	1,64	1,49	1,35
0,80	1,85	1,73	1,58	1,43	1,30
0,82	1,72	1,61	1,46	1,32	1,22
0,84	1,72	1,61	1,52	1,37	1,26
0,86	1,66	1,55	1,41	1,27	1,18
0,88	1,60	1,49	1,35	1,22	1,14
0,90	1,57	1,43	1,29	1,17	1,10
0,92	1,50	1,36	1,29	1,11	1,06

Рисунок 5.1 - Вплив зниження напруги живлення

2) секціонування обмоток статорів;

Застосовується, якщо перемикання зі “трикутника” на “зірку” технічно неможливе. Для двигунів із паралельними гілками секціонування здійснюється перепаюванням лобових з’єднань. Якщо обмотка виконана одинарним проводом, зміни можливі лише під час капітального ремонту.

3) зниження напруги у фабрично-заводських силових мережах шляхом перемикання відгалужень знижувальних трансформаторів.

Дає можливість зменшити робочу напругу у локальних мережах, якщо той самий трансформатор не живить інше обладнання, чутливе до зниження напруги.

Зниження напруги дозволяє зменшити реактивну складову струму, підвищити енергоефективність і покращити показник  $\cos \phi$  для двигунів, які працюють із низьким навантаженням.

Обмеження холостого ходу працюючих асинхронних двигунів.

У більшості промислових приводів асинхронні двигуни працюють із перервами, протягом яких вони часто обертаються без навантаження. У деяких споживачів частка часу роботи в режимі холостого ходу сягає 50–65 % загального часу експлуатації.

Якщо тривалість цих перерв значна, доцільно відключати двигуни від мережі, оскільки навіть при малій активній потужності вони споживають значну реактивну.

Застосування автоматичних обмежувачів холостого ходу дозволяє зменшити втрати енергії. Економічний ефект від їх використання визначають за графіками споживання активної й реактивної потужності конкретного двигуна до та після впровадження системи відключення.

### Синхронізація асинхронних двигунів

Синхронізація асинхронних двигунів застосовується для підвищення коефіцієнта потужності у випадках, коли навантаження двигуна не перевищує приблизно 70 % його номінальної потужності.

Процес полягає у подачі постійного струму в обмотку фазного ротора, внаслідок чого двигун набуває властивостей синхронного й може працювати з випереджаючим коефіцієнтом потужності. Такий режим сприяє генерації реактивної потужності, що компенсує індуктивне навантаження мережі, тим самим зменшуючи струм у лініях живлення та втрати напруги.

Застосування цього методу дозволяє реалізувати часткову компенсацію реактивної потужності без установлення додаткових пристроїв, але вимагає ретельного контролю параметрів збудження для запобігання перевищенню допустимого струму ротора.

### Підвищення якості ремонту асинхронних двигунів.

Якість ремонту асинхронних двигунів істотно впливає на їхні енергетичні характеристики, зокрема на споживання реактивної потужності. Під час відновлення обладнання необхідно точно дотримуватися номінальних параметрів, установлених виробником: кількості витків обмотки, її схеми з'єднання, класу ізоляції та опору.

Недотримання цих вимог може призвести до таких наслідків:

- збільшення струму холостого ходу та споживання реактивної потужності;
- зниження коефіцієнта потужності;
- нерівномірного навантаження фаз;
- перегрівання окремих елементів і підвищення втрат активної енергії.

Таким чином, якісний ремонт двигунів — один із ключових організаційних факторів підвищення природного коефіцієнта потужності підприємства без додаткових капітальних витрат.

### Заміна трансформаторів.

Одним із ефективних способів підвищення природного коефіцієнта потужності промислового підприємства є раціоналізація роботи силових трансформаторів. Це досягається шляхом їх перегрупування, заміни або відключення частини трансформаторів у періоди малих навантажень.

Такі заходи дозволяють:

- знизити споживання реактивної потужності трансформаторами;
- зменшити втрати активної енергії в мережі;
- підвищити ефективність використання встановленої потужності.

Якщо внаслідок заміни чи оптимізації роботи трансформаторів досягається зниження сумарних втрат потужності, впровадження таких рішень вважається технічно та економічно доцільним.

Раціональний вибір кількості та потужності працюючих трансформаторів — важлива частина загальної системи заходів зі зменшення реактивних навантажень у системах електропостачання підприємств.

Компенсація реактивних навантажень з допомогою спеціальних джерел реактивної потужності

Зменшення споживання реактивної потужності може бути досягнуте встановленням спеціальних компенсуючих пристроїв, що створюють або споживають реактивну енергію залежно від режиму мережі. До таких джерел належать синхронні компенсатори, батареї конденсаторів та синхронні двигуни, які працюють у режимі перезбудження.

### *Синхронні компенсатори*

Синхронний компенсатор — це різновид синхронного двигуна без механічного навантаження на валу, призначений для регулювання реактивної потужності в електричній мережі.

Залежно від ступеня збудження, він може працювати у двох режимах:

- генерації реактивної потужності — при перезбудженні;
- споживання реактивної потужності — при недозбудженні.

Регулювання реактивної потужності здійснюється зміною струму збудження.

Промисловість випускає компенсатори потужністю від 5000 до 75000 квар.

Втрати активної потужності при номінальному завантаженні становлять близько 0,15–0,32 кВт/кВАр, що є відносно значним показником.

До переваг синхронних компенсаторів належать:

- можливість плавного та автоматичного регулювання реактивної потужності;
- незалежність генерації реактивної потужності від напруги на шинах;
- висока термічна та динамічна стійкість;
- можливість ремонтного відновлення після пошкоджень.

Основні недоліки:

- значна вартість і складність експлуатації;
- великі втрати активної потужності;
- підвищений рівень шуму під час роботи.

### *Конденсаторні батареї*

Конденсатори є простими й надійними джерелами реактивної потужності. Вони еквівалентні синхронному компенсатору, що працює у режимі перезбудження, і можуть працювати лише як генератори реактивної енергії.

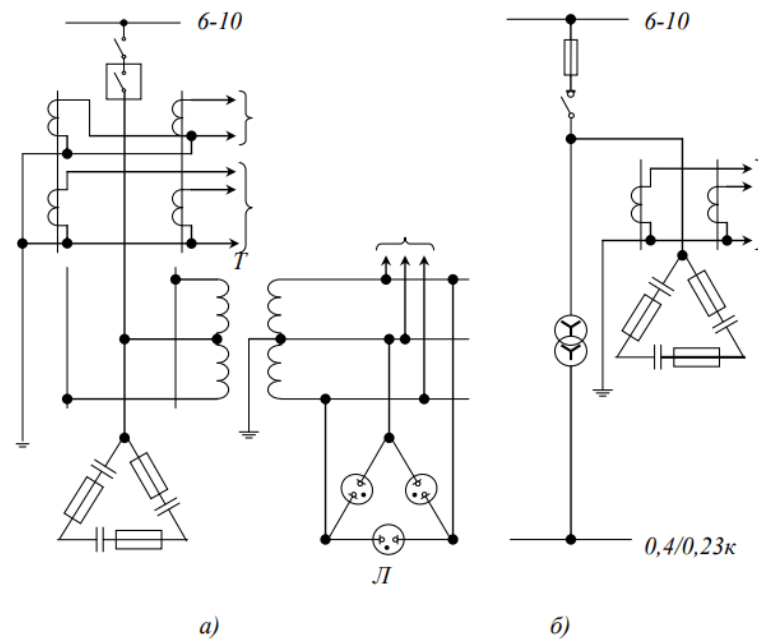
Основна залежність для реактивної потужності, що генерується конденсатором:

$$Q = U^2 \omega C \cdot 10^{-3}$$

де  $U$  — напруга,  $\omega$  — кутова частота,  $C$  — ємність,  $Q$  — реактивна потужність, квар.

Батарей конденсаторів підключаються до трифазної мережі, як правило, за схемою “трикутник”. Для безпечного відключення передбачаються розрядні опори, які автоматично розряджають накопичену енергію після вимкнення.

При відключенні конденсаторів необхідно, щоб запасена в них енергія розряджалася автоматично без участі чергового персоналу на активний опір, приєднаний до батареї «наглухо» (рис.5.2).



а - під окремий вимикач, б під вимикач навантаження споживача.  
В цьому випадку розрядним опором служить сам силовий трансформатор, ТН трансформатор напруги, що використовується в якості розрядного опору для батареї конденсаторів, ЛІ-сигнальні індикаторні лампи

Рисунок 5.2 - Схема вмикання батарей статичних конденсаторів

Переваги конденсаторів:

- малі втрати активної потужності (0,0025–0,005 кВт/кВАр);
- відсутність рухомих частин, простота монтажу та обслуговування;
- можливість установлення у звичайних сухих приміщеннях.

Недоліки:

- залежність реактивної потужності від напруги мережі;
- обмежена міцність ізоляції (чутливість до перенапруг);
- відсутність можливості споживання реактивної енергії.

Питома вартість 1 квар конденсаторної установки зростає зі збільшенням напруги, однак не залежить від загальної потужності батареї.

Для промислових підприємств із потребами до 10 Мвар найдоцільнішими є саме конденсаторні батареї, завдяки низьким експлуатаційним витратам.

Типи розміщення конденсаторних установок (переформульовано)

Конденсаторні установки на промислових підприємствах можуть бути індивідуальними, груповими або централізованими, залежно від місця підключення до мережі та характеру споживання реактивної потужності.

1. Індивідуальні установки. Зазвичай застосовуються у мережах напругою до 660 В. Конденсатори підключаються безпосередньо до затисків окремого електроприймача. Основна перевага — простота монтажу, проте недолік полягає у тому, що під час відключення приймача автоматично вимикається й конденсатор, що знижує ефективність використання встановленої потужності.

2. Групові установки. Конденсатори підключаються до розподільних пунктів або групових щитів живлення. Це підвищує коефіцієнт використання встановленої потужності конденсаторів і зменшує довжину ділянок, по яких протікає реактивний струм.

3. Централізовані установки. Розташовуються на стороні вищої напруги трансформаторних підстанцій. Такий тип дає найбільший ефект використання потужності конденсаторів, але супроводжується зростанням втрат енергії в нижчій частині мережі, оскільки реактивна потужність передається на великі відстані.

### Захист і експлуатація конденсаторів

Для забезпечення надійної роботи конденсаторні установки оснащуються:

- плавкими запобіжниками, встановленими послідовно з кожним конденсатором;
- загальними запобіжниками у колі батареї;
- розрядними пристроями для безпечного розряду накопиченої енергії.

Не рекомендується встановлювати батареї конденсаторів напругою 3–10 кВ потужністю менше:

- 400 квар — якщо вони приєднуються через окремий вимикач(рис. 5.2., а);
- 100 квар — якщо підключаються спільно з силовим трансформатором або двигуном(рис. 5.2., б)..

Схеми приєднання батарей конденсаторів на напругу 3 - 6 кВ дані на рис. 5.2. Схема на рис. 5.2., а забезпечує незалежність роботи батареї від роботи приймачів, але вимагає великої кількості апаратури високої напруги. На рис. 5.2., б батарея приєднується до кола приймача наглухо і

для включення батареї в цьому випадку не потрібна установка окремих вимикачів.

Батареї конденсаторів середньої та великої потужності розділяються на секції за допомогою роз'єднувачів.

Для зручності обслуговування батареї часто секціонують за допомогою роз'єднувачів на дві або три однакові частини, що дає змогу здійснювати ремонт або регулювання без повного відключення установки.

Звичайно батареї конденсаторів розділяються не більше ніж на дві або три однакові секції.

#### *Синхронні двигуни.*

Використання синхронних двигунів як джерел реактивної потужності є одним із найефективніших способів компенсації реактивних навантажень у промислових електричних мережах.

#### Умови доцільності застосування

Застосування синхронних двигунів виправдане у таких випадках:

1. коли синхронний двигун може бути використаний як привід основного механізму замість асинхронного;
2. коли доцільно встановити синхронний двигун більшої потужності, ніж вимагає технологічний процес, для одночасного виконання функцій компенсатора.

#### Енергетичні переваги

Синхронні двигуни здатні регулювати величину та знак реактивної потужності зміною струму збудження. При перезбудженні вони працюють із випереджаючим коефіцієнтом потужності, генеруючи реактивну енергію, що компенсує індуктивні навантаження в мережі. Таким чином, один синхронний двигун може частково або повністю забезпечувати компенсацію реактивної потужності для групи електроприймачів.

#### Економічна доцільність

Використання синхронних двигунів як компенсаторів доцільне лише за умови, що:

- їх робота не погіршує тепловий режим обмоток статора й ротора;
- зменшення споживання реактивної потужності виправдовує втрати активної потужності, що зростають при перезбудженні.

Порівняльна оцінка ефективності синхронного двигуна як джерела реактивної потужності проводиться за величиною економії активної енергії в мережі та зменшення плати за реактивну потужність.

Застосування синхронних двигунів дозволяє одночасно підвищити коефіцієнт потужності, зменшити струми навантаження та стабілізувати напругу в локальних системах електропостачання.

#### Конденсаторні установки.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), конденсаторною батареєю (КБ) називається група окремих конденсаторів, електрично з'єднаних між собою.

Конденсаторна установка (КУ) — це комплекс, що включає не лише конденсатори, а й допоміжне обладнання:

вимикачі, роз'єднувачі, розрядні резистори, апаратуру керування, регулювання, сигналізації та захисту.

#### *Конструктивні особливості*

Типова схема комплектної конденсаторної установки (наприклад, УКМ) включає(рис. 5.3).:

- секціоновані батареї конденсаторів;
- комутаційні апарати;
- розрядні резистори;
- пристрої контролю струмів і напруги;
- систему автоматичного регулювання.

КУ може бути підключена до мережі:

- через окремий комутаційний апарат — забезпечує незалежну роботу;
- через загальний апарат із двигуном чи трансформатором — спрощує схему, але знижує гнучкість експлуатації.

Конструктивні вимоги до конденсаторів

- Установки на напругу понад 10 кВ складаються з однофазних конденсаторів, з'єднаних послідовно; напруга на решті елементів при виході одного з ладу не повинна перевищувати 110 % номіналу.

- Для напруг до 10 кВ використовують конденсатори з номінальною напругою, рівною напрузі мережі.

- Усі батареї повинні мати розрядні пристрої. Вони можуть бути відсутні, якщо КУ приєднана через трансформатор, без проміжних комутаційних апаратів.

Час розряду конденсаторів визначається:

$$t_p = R_p C \ln \frac{U_k}{U_r}$$

де

$R_p$  — опір розрядного резистора,

$C$  — ємність установки,

$U_k$  — напруга після вимкнення,

$U_r$  — безпечний рівень напруги.

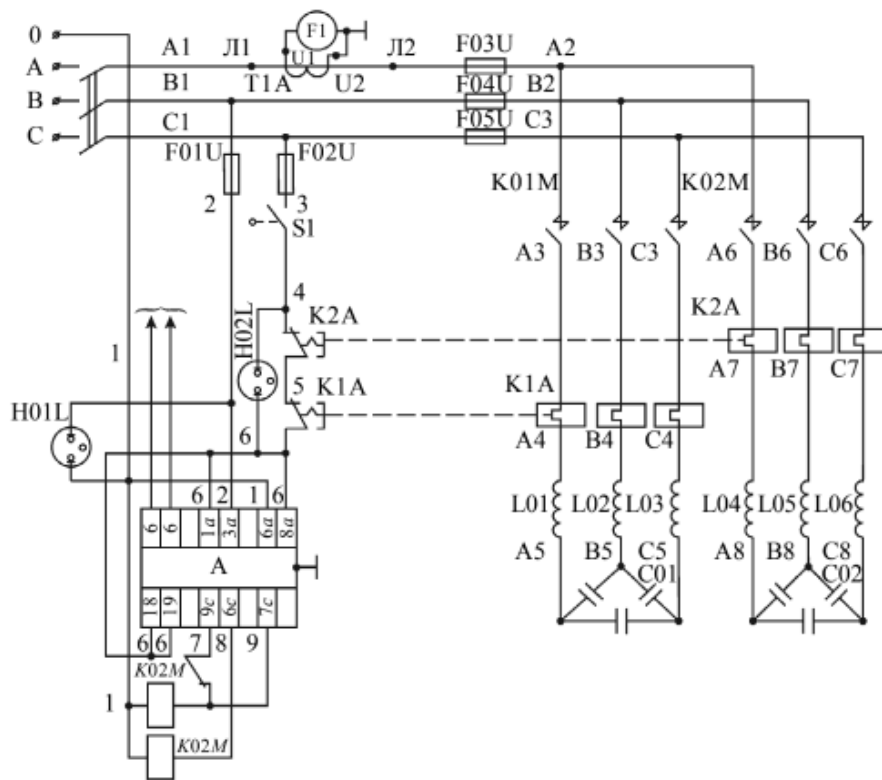


Рисунок 5.3 - Схема комплектної конденсаторної установки типу УКМ

Струмоведачі елементи й апарати вибирають за тривалим струмом:

$$I_{\text{ном.ап}} = 1,3 I_{\text{ном.КБ}}$$

Для запобігання аваріям застосовується захист від підвищення напруги із витримкою часу 3–5 хв.

Повторне ввімкнення допускається не раніше ніж через 5 хв після відключення.

У випадках можливих перевантажень струмами вищих гармонік передбачають максимальний струмовий захист із налаштуванням на спрацювання при:

$$I_{\text{спр}} = 1,3 I_{\text{ном}}$$

#### Вимоги безпеки та монтажу

- Конденсатори високої напруги захищаються зовнішніми запобіжниками, а низьковольтні — вбудованими плавкими вставками.
- Установки потужністю до 400 квар можуть мати амперметр лише в одній фазі, понад 400 квар — у трьох.
- Конденсатори з маслом понад 600 кг монтують в окремих приміщеннях із маслоприймачем на 20 % загальної маси масла.
- Відстань між конденсаторами — не менше 50 мм, елементи з'єднуються гнучкими перемичками.

- Конденсатори з негорючою рідиною або малою кількістю масла допускається встановлювати в приміщеннях розподільчих пристроїв.

*Маркування конденсаторних установок*

Приклад позначення:

УКМ-0.38-200-5ОУЗ,

де

УК — установка конденсаторна;

М — з автоматичним регулюванням;

0.38 — номінальна напруга, кВ;

200 — номінальна потужність, квар;

5 — потужність ступеня регулювання, квар;

ОУЗ — виконання для помірного клімату, категорія 3, у закритому приміщенні (1 на вільному повітрі).

Комутація конденсаторних установок і захист від струмів вищих гармонік

Для підвищення надійності та довговічності роботи конденсаторних установок особливу увагу приділяють методам комутації й захисту від впливу гармонік у мережі.

*Комутація в моменти переходу струму через нуль*

КУ напругою до 1000 В необхідно обладнувати пристроями для полегшення комутації струму.

Щоб зменшити пускові струми при вмиканні батарей конденсаторів, у коло кожної фази вводяться реактори, що обмежують амплітуду зарядного струму. Для забезпечення плавного переходу застосовується герконова схема комутації, яка спрацьовує в момент, коли струм проходить через нуль (рис. 5.4).

Принцип дії такий:

- при вмиканні напруга на реакторі створює сигнал на обмотках герконів, які замикають контакти в потрібний момент фази;
- при вимиканні контакти контактора розмикаються, а коло розривається герконами при проходженні струму через нуль.

Це дозволяє уникнути перенапруг і зменшити електричний знос комутаційної апаратури.

При вмиканні конденсаторної батареї амплітуда зарядного струму обмежується індуктивністю реактора. Струм у реакторі викликає падіння напруги, що прикладається до обмоток герконів. Контакти герконів замикаються, проте струм, що тече герконами, незначний, бо опір їх набагато вищий за перехідний опір контактів контактора конденсаторної батареї.

Реактори являють собою малогабаритні котушки проводу з числом витків 11-15 і кріпляться прямо до конденсаторної батареї.

При вимкненні батареї контакти контактора розходяться, струм у герконах короткочасно зростає до номінального струму батареї і при переході через нульове значення коло кожної фази рветься контактами герконів.

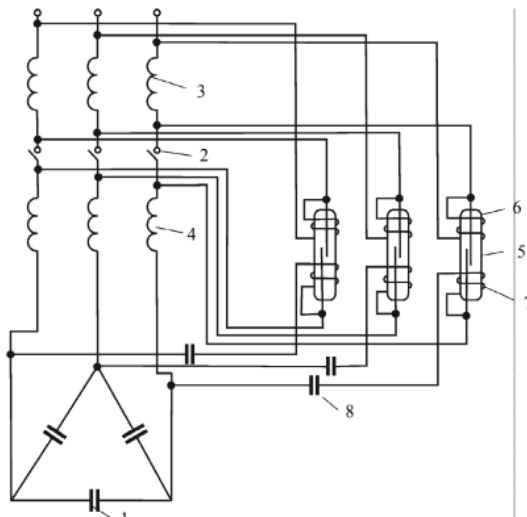
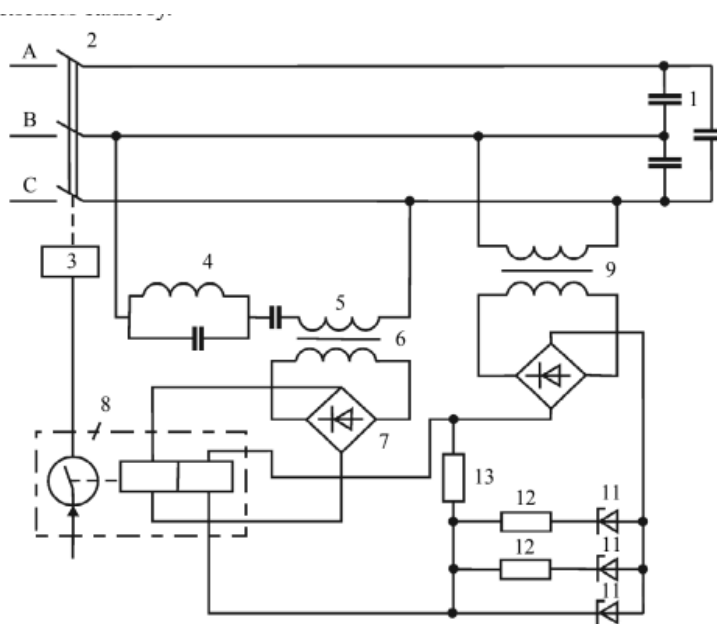


Рисунок 5.4 - Схема конденсаторної установки з комутацією в моменти переходу струму через нульове значення

### Захист конденсаторної установки

Вплив струмів вищих гармонік у мережі може викликати перегрів конденсаторів та пробіи ізоляції, тому конденсаторні установки оснащуються спеціальними фільтрами й пристроями контролю

На рис. 5.5 зображено принципову схему конденсаторної установки з блоком захисту.



1 - конденсаторна батарея, 2 комутаційний апарат, 3 привід, 4 загороджувачий фільтр, 5 комутаційний апарат, 6 трансреактор, 7 випрямляч, 8 комутаційний апарат на герконі, 9 трансформатор напруги, 10 випрямляч, 11 напівпровідниково-вий стабілітрон, 12 струмообмежувачий резистор, 13 резистор навантаження

Рисунок 5.5 - Схема шунтової конденсаторної установки із захистом від струмів вищих гармонік

Принципова схема включає:

1. загороджувальний фільтр, налаштований на промислову частоту 50 Гц;
2. полосовий фільтр, настроєний на частоту переважаючої гармоніки;
3. трансреактор і герконовий контактор, які реагують на збільшення рівня гармонічних струмів.

Напруга, пропорційна струмам гармонік, подається на обмотку керування герконового контактора. При перевищенні допустимого рівня він формує сигнал на відключення комутаційного апарата конденсаторної батареї.

Схема також включає стабілітрони для захисту від небезпечного підвищення напруги та резистор навантаження, який забезпечує стійкість спрацьовування.

Таким чином, блок захисту автоматично відключає установку при небезпечних режимах — як при перенапругах, так і при підвищеній гармонічній складовій, запобігаючи пробією ізоляції конденсаторів.

Схема працює таким чином: загороджувальний фільтр 4 настроюється на промислову частоту 50 Гц, полосовий фільтр 6 на частоту, амплітуда якої максимальна в даній мережі. Струми вищих гармонік проходять через фільтри 4 та 5. З вторинної обмотки трансреактора 6 знімається напруга, пропорційна струмам вищих гармонік, випрямляється та подається на одну з обмоток управління герконового контактора 8. Складання сигналів на герконі (герсиконі, вакуумному вимикачі) дозволяє ізолювати кола, що мають різний потенціал. При певному рівні вищих гармонік, незалежно від напруги в мережі, геркон спрацьовує і подає сигнал на відключення в привід 3 вимикача 2.

Захист від небезпечної напруги виконується за допомогою стабілітронів 11, підключених до мережі через трансформатор 9 напруги та випрямляч 10. Стабілітрони підбираються таким чином, щоб напруга стабілізації всього кола збільшувалася. При значному підвищенні напруги струм стабілізації останнього стабілітрона викликає різке падіння напруги на резисторі 13, що призводить до спрацювання геркона 8 незалежно від рівня вищих гармонік.

В інших випадках момент спрацювання геркона 8 залежить від суми струмів, що визначаються вищими гармоніками та підвищенням напруги в мережі.

Розміщення компенсуючих пристроїв.

Після орієнтовного визначення необхідної потужності компенсуючих пристроїв виникає завдання раціонального розподілу їх у мережі електропостачання підприємства.

Вибір місця встановлення суттєво впливає як на ефективність компенсації, так і на економічні показники системи.

### *Принципи оптимального розміщення.*

Найменша вартість конденсаторних установок досягається при їх розташуванні у мережах напругою 6–10 кВ, але при цьому втрати електроенергії в розподільних мережах зростають, адже частина реактивної потужності передається нижчими напругами.

Оптимальне розміщення компенсуючих пристроїв має забезпечувати мінімальні сумарні витрати при технічно допустимих режимах роботи.

Таке розташування дозволяє не лише зменшити втрати активної енергії, а й підвищити рівень напруги на шинах електроприймачів

Відхилення напруги від номінального значення впливає й на техніко-економічні показники системи електропостачання, і на кількісні і якісні показники продукції, що випускається. Тому завдання визначення раціонального ступеня компенсації реактивних навантажень і регулювання напруги в електричних мережах повинні вирішуватися спільно.

### *Взаємозв'язок компенсації та регулювання напруги*

Регулювання напруги та компенсація реактивної потужності взаємопов'язані процеси.

Спільний вибір компенсуючих і регулюючих пристроїв являє собою складне завдання. Складність її обумовлена великій кількістю взаємозалежних факторів. Так, підвищення напруги в технічно припустимих межах для промислових підприємств з великим числом асинхронних двигунів і електротермічних установок викликає прискорення технологічного процесу й, як наслідок, підвищення продуктивності промислових механізмів. З іншого боку, підвищене напруга викликає додаткове споживання активної й реактивної потужностей, що приводить до зростання втрат активної потужності й енергії, скороченню терміну служби елементів системи електропостачання.

Тому рішення питань оптимального вибору й розміщення пристроїв, що компенсують, в електричних мережах промислових підприємств із урахуванням економічних збитків від низької якості напруги може бути здійснене на основі системного підходу, який би враховував весь комплекс виникаючих при цьому взаємозалежних факторів і зв'язків. У зв'язку із цим становить інтерес побудова комплексних математичних моделей, у яких повною мірою відбиті як питання компенсації реактивних навантажень, так і питання оптимального регулювання напруги з урахуванням збитків від низької якості напруги:

$$Z(Q, U) = Z_k + Z_u \rightarrow \min$$

де

$Z_k$  — витрати на компенсацію,

$Z_u$  — збитки від відхилення напруги від номінального рівня.

### *Розрахункові залежності для оптимізації*

Необхідно вказати на два можливих підходи до рішення поставленого завдання:

– рішення визначається з урахуванням дійсної зміни напруги й дійсних графіків реактивних навантажень у характерних вузлах системи електропостачання. Така постановка завдання вимагає знаходження не тільки оптимальних значень потужностей пристроїв, що компенсують, і макету їхньої установки, але й визначення закону регулювання цими установками;

– більше спрощений підхід заснований на використанні числових статистичних характеристик досліджуваних процесів (математичне очікування відхилення напруги й реактивних навантажень) і припускає установку нерегульованих пристроїв, що компенсують.

Однією з умов успішного рішення цільової функції є побудова техніко-економічних характеристик вузлів навантаження, що представляють собою математичне вираження сумарних збитків на шинах цехової підстанції у функції зміни рівня напруги. Такі характеристики дозволяють визначити не тільки оптимальний рівень напруги розподільної, але й проаналізувати можливі відхилення від оптимуму, викликані наявністю складової  $Z_k$ .

Раціональний рівень напруги на шинах головного розподільчого пункту можна визначити за формулою:

$$U_{p.ГПП} = U_{opt.ТП} + \Delta U_{\Sigma} - \delta U_{\Sigma},$$

де

$\Delta U_{\Sigma}$  – сумарні втрати напруги в лініях і трансформаторах системи електропостачання;

$\delta U_{\Sigma}$  – сумарна добавка напруги за рахунок трансформатора, лінійного регулятора й т.п.

Можливі шляхи регулювання напруги:

– безпосередній вплив на величину напруги, сюди ставляться перемикання обмоток трансформаторів цехових ТП (сезонні) і ГЗП (добові);

– непряме регулювання здійснюється за допомогою зміни параметрів і режимів роботи електричної мережі, найчастіше зміною коефіцієнта реактивної потужності  $tg\varphi$  або потужності встановлених компенсуючих пристроїв

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + (Q_i - Q_{к\у\textit{i}}) x_i}{U_{\text{НОМ}}} = \sum_{i=1}^n \Delta U_a + \sum_{i=1}^n \Delta U_p$$

де  $\Delta U$  – сумарні втрати напруги на  $n$  ділянках мережі;  $P_i$ ,  $Q_i$  – активна й реактивна потужності, передані по  $i$ -ої ділянці мережі;  $R_i$ ,  $x_i$  – активний і реактивний опори  $i$ -ої ділянки мережі;  $Q_{к\у\textit{i}}$  – потужність пристрою, що компенсує, встановленого наприкінці  $i$ -ої ділянки;  $U_{\text{НОМ}}$  – номінальна напруга мережі.

*Практичні рекомендації з розміщення конденсаторних установок*  
Відповідно до нормативних вказівок:

- у мережах 0,66 кВ рекомендується встановлення конденсаторів на 0,66 кВ;
- якщо на підприємстві є двигуни високої напруги, можливе використання батарей 6–10 кВ;
- у мережах 0,38 кВ ефективними є або комбіновані установки (0,38 та 6–10 кВ), або тільки 0,38 кВ — вибір визначається техніко-економічними розрахунками;
- у мережах 0,22 кВ доцільно встановлювати конденсатори лише тоді, коли природний коефіцієнт потужності менший за 0,7;
- конденсатори 0,22–0,5 кВ бажано монтувати біля групових щитків (для зменшення довжини реактивних потоків), а не централізовано;
- потужність батареї біля групового щитка має становити не менше 30 квар, щоб уникнути непропорційного зростання вартості апаратури.

Методи регулювання компенсуючих пристроїв

Для забезпечення стабільного режиму компенсації реактивної потужності в промислових мережах застосовують різні способи регулювання джерел реактивної потужності (ДРП).

Вибір методу залежить від характеру навантаження, динаміки змін реактивного струму та вимог до якості електроенергії.

Класифікація способів регулювання ДРП.

Регулювання потужності ДРП може вестись за:

1. Напругою.
2. Струмом навантаження.
3. Реактивною потужністю навантаження.
4. Часом доби.
5. Зовнішнім сигналом.
6. Зовнішнім сигналом та реактивною потужністю навантаження.

*Регулювання за напругою*

Метод ефективний у мережах із великим індуктивним опором (переважно в повітряних лініях сільських електромереж).

У таких випадках зміна напруги суттєво впливає на рівень реактивного навантаження, тому вмикання та вимикання секцій конденсаторів здійснюють у відповідь на відхилення напруги від заданої межі.

Перевага методу — покращення якості напруги на шинах споживачів.

*Регулювання за струмом навантаження*

У цьому випадку секції конденсаторів автоматично відключаються при зменшенні повного струму споживання.

Метод простий у реалізації, проте має обмежену ефективність, якщо компенсуючі пристрої встановлені на підстанції, а не безпосередньо біля приймачів.

При зменшенні навантаження знижується також і коефіцієнт потужності, тому метод рекомендований переважно для побутових та дрібнопромислових мереж.

#### *Регулювання за реактивною потужністю*

Це найбільш точний і енергетично доцільний спосіб, оскільки він безпосередньо враховує зміну реактивної складової навантаження.

Регулятор встановлюється у вузлі живлення мережі, а секції батареї вмикаються або вимикаються відповідно до поточного значення реактивної потужності.

Такий підхід забезпечує високу точність компенсації та оптимальний розподіл реактивних потоків

#### *Регулювання за часом доби*

Засноване на програмному керуванні комутацією секцій конденсаторів за заздалегідь визначеним графіком навантаження.

У системі використовується таймер, який формує сигнали для вмикання або вимикання КУ в задані години.

Метод простий і надійний, однак ефективний лише за стабільного добового графіка споживання.

#### *Регулювання за зовнішнім сигналом та реактивною потужністю*

Це комплексна система автоматичного керування, яка поєднує дані про стан енергосистеми (зовнішній сигнал) та локальні показники реактивного навантаження.

Вона забезпечує оптимізацію потоків реактивної потужності в реальному часі й запобігає відключенню компенсуючих пристроїв у періоди дефіциту реактивної енергії в мережі.

Такі системи є основою сучасних інтелектуальних систем компенсації (Smart Compensation Systems).

Діапазон використання нерегульованих джерел реактивної потужності

До нерегульованих джерел реактивної потужності (ДРП) належать шунтові конденсаторні батареї постійної потужності, які підключаються в місцях стабільного індуктивного навантаження.

Такі установки не змінюють величину генерованої реактивної потужності в процесі роботи, тому їх доцільно застосовувати для компенсації постійної (базової) складової графіка споживання реактивної енергії.

Переваги нерегульованих батарей конденсаторів

1. Малі питомі втрати електроенергії під час роботи.
2. Висока гнучкість у розміщенні — можливість установлення практично в будь-якій точці мережі, без значних обмежень щодо конфігурації.

3. Модульність — потужність системи можна нарощувати поступово, підключаючи додаткові секції в міру зростання потреб споживачів.

#### Недоліки

Основним недоліком є відсутність можливості регулювання реактивної потужності залежно від зміни навантаження.

Такі батареї можуть ефективно працювати лише в умовах сталих енергетичних режимів і використовуються переважно для компенсації базового рівня реактивного навантаження, який не зазнає значних коливань протягом доби.

#### Експлуатаційні вимоги

- Потужність нерегульованих батарей має відповідати мінімальному значенню реактивного навантаження у мережі, щоб уникнути передачі реактивної потужності назад у енергосистему.

- Протягом доби генерована потужність повинна збігатися із графіком споживання реактивної енергії не менше ніж на 80–90 %.

- У вихідні дні та в неробочі години такі пристрої необхідно відключати вручну або автоматично.

Нерегульовані джерела реактивної потужності характеризуються простотою, надійністю та низькою вартістю, тому вони широко застосовуються як основа комбінованих систем компенсації, у поєднанні з регульованими або плавнорегульованими пристроями.

#### Дискретне регулювання потужності ДРП

Ступінчасте (дискретне) регулювання передбачає зміну реактивної потужності компенсуючого пристрою шляхом послідовного вмикання або вимикання окремих секцій конденсаторної батареї.

Такі системи реалізуються за допомогою контакторів або напівпровідникових ключів (тиристорів, симісторів), що комутують секції між собою та мережею.

#### Принцип дії.

Конденсаторна установка складається з декількох секцій визначеної потужності.

Регулювання здійснюється автоматично — у міру зміни реактивного навантаження на шинах живлення.

Коли потужність споживачів зростає, умикається необхідна кількість секцій; при зменшенні — частина з них вимикається.

#### Рекомендації щодо побудови системи:

- Для підприємств із нерівномірним графіком навантаження необхідно передбачати автоматичне регулювання, що здійснюється шляхом керування:

- збудженням синхронних двигунів;
- або потужністю частини конденсаторних секцій.

- Потужність нерегульованої частини батареї вибирають відповідно до мінімального реактивного навантаження у мережі.

- Доцільно застосовувати багатоступеневе регулювання, щоб досягати високої точності компенсації при змінних навантаженнях.

Експлуатаційні вимоги:

- Загальна потужність нерегульованих джерел реактивної енергії не повинна перевищувати мінімальну споживану потужність у години найменшого навантаження.

- Це виключає передачу реактивної потужності з підприємства до енергосистеми.

- У робочому режимі протягом доби генерована потужність має відповідати графіку споживання не менше ніж на 80–90 %.

- У вихідні та неробочі періоди усі компенсуючі пристрої необхідно вимикати, вручну або за допомогою таймерів.

Переваги та обмеження

Переваги:

- висока надійність і простота реалізації;
- можливість використання типових комутаційних апаратів;
- гнучкість у виборі кількості секцій і ступенів регулювання.

Обмеження:

- потужність змінюється дискретно, що унеможливорює плавне регулювання;

- при кожному вмиканні виникають кидки струму;

- точність компенсації залежить від кількості секцій і якості алгоритму керування.

Для реалізації ступінчастого регулювання промисловість випускає установки з різною кількістю секцій, які можуть керуватися регуляторами типу Б-2201, SBR, EBR та іншими аналогічними пристроями.

Такі системи підтримують необхідне значення параметра (напруга, струм або реактивна потужність) у заданих межах, забезпечуючи енергоекономічний режим роботи мережі.

### Плавне регулювання потужності ДРП

Плавне (безступеневе) регулювання реактивної потужності передбачає зміну її значення без дискретних переходів, що забезпечує високу точність компенсації та швидкодію системи.

Найчастіше цей принцип реалізується в тиристорних джерелах реактивної потужності (ДРП), де регулювання здійснюється зміною кута провідності вентилів.

Принцип дії

Суть методу полягає у зміні часу, протягом якого тиристор перебуває у відкритому стані.

При зменшенні кута провідності зменшується ефективне значення струму через конденсатор, а отже — зменшується реактивна потужність, яку установка віддає у мережу.

Для забезпечення плавного керування використовують схеми примусового вимкнення тиристорів, які формують зворотну напругу між анодом і катодом.

Технічні показники плавнорегульованих пристроїв

Основні параметри, що характеризують роботу тиристорних компенсаторів:

- Діапазон регулювання — від мінімального до номінального значення реактивної потужності;
- Швидкодія — час зміни потужності не перевищує 1–2 періодів промислової частоти (0,02...0,04 с);
- Гармонічний склад струму — визначає якість компенсації та впливає на спотворення напруги у мережі.

Розширення діапазону регулювання може призводити до погіршення гармонічного складу струму, а також до появи резонансних явищ при невеликому співвідношенні між потужністю ДРП та потужністю короткого замикання в точці його приєднання.

Межі ефективного регулювання

Регулювання реактивної потужності в області малих кутів провідності є малоефективним.

Нижня межа регулювання визначається значенням кута, при якому спотворення напруги на шинах живлення не перевищують норм, установлених ГОСТ 13109-97.

Практично нижня межа регулювання становить 10–20 % від номінальної потужності батареї конденсаторів.

Склад системи

Тиристорні компенсатори зазвичай містять:

- конденсаторну батарею як основний реактивний елемент;
- тиристорний комутаційний блок для керування струмом;
- пристрій примусового вимкнення вентилів;
- систему керування для зміни кута відкривання залежно від поточного навантаження.

Потужність допоміжного пристрою для примусового вимкнення тиристорів становить приблизно 20–30 % від номінальної потужності КБ.

Інші типи плавнорегульованих джерел

До плавнорегульованих ДРП також належать:

- синхронні компенсатори, які змінюють реактивну потужність регулюванням струму збудження;
- синхронні двигуни, здатні генерувати або споживати реактивну енергію;
- статичні компенсатори реактивної потужності (СКРП), що поєднують у собі конденсаторну батарею та керований реактор.

Плавнорегульовані системи відзначаються високою швидкодією, стабільністю та можливістю роботи в автоматизованих режимах. Вони ефективно застосовуються в динамічних промислових навантаженнях і системах з підвищеними вимогами до якості електроенергії.

## Непряме регулювання потужності ДРП

Непряме регулювання реактивної потужності базується на принципі взаємної компенсації між двома пристроями, підключеними до однієї точки мережі:

конденсаторною батареєю, що генерує реактивну енергію, і реактором, який її споживає.

У результаті зміни параметрів реактора відбувається плавна зміна сумарної реактивної потужності всієї установки.

### Принцип роботи

Якщо потужності конденсаторної батареї (КБ) і керованого реактора (КР) рівні, тобто:

$$Q_{КБ} = Q_{КР},$$

то при повністю відкритих тиристорах уся потужність КБ споживається реактором, а при закритих тиристорах — повністю віддається в мережу.

Проміжні значення реактивної потужності досягаються плавним керуванням струмом через реактор, що змінює його індуктивний опір.

Реалізація на базі статичних компенсаторів реактивної потужності (СКРП)

СКРП містить:

- конденсаторну батарею (джерело реактивної потужності);
- тиристорно-керований реактор (ТКР) — споживач реактивної енергії;
- систему керування для регулювання кута відкривання вентилів.

У схемі тиристори з'єднані зустрічно-паралельно й увімкнені послідовно з реактором.

Це дає змогу змінювати індуктивну складову опору, регулюючи тим самим реактивну потужність у напрямках як споживання, так і генерації.

### Енергетичні та експлуатаційні властивості

- Напруга на тиристорах у закритому стані не перевищує амплітудного значення напруги мережі, тому елементи СКРП працюють у помірних електричних режимах, що підвищує їх надійність.
- Завдяки тиристорному керуванню СКРП дозволяє регулювати реактивну потужність плавно або дискретно, з високою швидкістю.
- Час реагування становить близько 0,8–1,0 с, що забезпечує ефективну роботу навіть при швидких змінах навантаження.

### Гармонічні складові та способи їх компенсації

Струм, який споживає керований реактор, містить вищі гармоніки, кількість яких зростає зі збільшенням кута керування тиристорами.

Для усунення цих спотворень застосовуються фільтри гармонік, найчастіше реалізовані на основі конденсаторних секцій, налаштованих разом із допоміжними реакторами на потрібну частоту.

### Переваги СКРП

- висока точність і швидкодія регулювання;
- можливість роботи в обох напрямках потоку реактивної енергії;
- покращення якості напруги та зменшення коливань напруги в перехідних процесах;
- здатність підтримувати стійкий режим мережі під час неповнофазних або аварійних станів.

СКРП ефективно використовуються у системах із змінним графіком навантаження, особливо там, де традиційні конденсаторні батареї або синхронні компенсатори не можуть забезпечити необхідної динаміки регулювання.

#### Комбіноване регулювання потужності ДРП

Комбіноване регулювання — це поєднання ступінчастого (дискретного) та плавного способів зміни реактивної потужності, що дозволяє використати переваги обох методів.

Такі системи забезпечують високу точність регулювання та мінімальні електромагнітні спотворення, що особливо важливо для промислових мереж із динамічним навантаженням.

#### Принцип дії комбінованої системи

Конденсаторна установка складається з кількох секцій, з яких:

- частина працює ступінчасто, підключаючись за потреби за допомогою комутаційних апаратів;
- одна секція — плавнорегульована, потужність якої змінюється тиристорним або керованим реактором.

У межах одного ступеня регулювання реактивна потужність плавно змінюється від нуля до межі, що відповідає потужності секції.

Коли ця межа досягнута, система вмикає наступну ступінь і одночасно зменшує потужність плавнорегульованої секції до нуля — таким чином забезпечується неперервна характеристика регулювання.

#### Переваги комбінованого способу

- поєднання плавного регулювання (для точної компенсації) і ступінчастого (для розширення діапазону потужності);
- мінімальні спотворення форми струму в порівнянні з повністю тиристорними схемами;
- висока швидкодія — така сама, як у плавнорегульованих ДРП;
- енергоефективність і зниження кількості комутаційних операцій.

#### Недоліки комбінованих систем

- потреба у складній системі керування та синхронізації, яка забезпечує узгодження між ступенями;
- вища вартість порівняно з простими дискретними схемами;
- необхідність точного налаштування параметрів плавнорегульованої секції для уникнення резонансних режимів.

#### Галузі застосування

Комбіновані компенсуючі пристрої широко використовуються:

- у системах електропостачання з високою динамікою навантаження (електродугові печі, зварювальні установки, великі приводи);
- у мережах підвищеної потужності 6–35 кВ, де потрібна висока точність підтримання коефіцієнта потужності;
- у Smart Grid-системах, що реалізують автоматичне керування потоками реактивної енергії.

Комбіновані джерела реактивної потужності поєднують точність плавного регулювання з простотою ступінчастого, забезпечуючи стабільну роботу мережі, мінімальні втрати енергії та оптимальний режим напруги у широкому діапазоні навантажень.

### Регулятори реактивної потужності

Для автоматизації процесу компенсації реактивної потужності в системах електропостачання застосовують автоматичні регулятори реактивної потужності (РРП).

Вони забезпечують своєчасне вмикання та вимикання секцій конденсаторних батарей або інших компенсуючих пристроїв відповідно до змін навантаження, підтримуючи оптимальний коефіцієнт потужності мережі.

### Призначення та загальні принципи роботи

Регулятори автоматично порівнюють поточне значення контрольованого параметра (напруга, струм, реактивна потужність тощо) з установленим рівнем і формують командні сигнали для комутації секцій конденсаторів.

Залежно від конструкції, регулятори можуть працювати:

- у ступінчастому режимі, вмикаючи певну кількість секцій;
- або у плавному режимі, змінюючи потужність тиристорних елементів у реальному часі.

### Типи автоматичних регуляторів

1. Регулятори типу ВАКО. Призначені для керування одноступеневими конденсаторними установками. Робота здійснюється за середнім значенням повного струму навантаження з витримкою часу близько 75 с. Якщо напруга мережі перевищує номінальну на 10 %, регулятор блокує ввімкнення батареї. Уставки струму задаються дискретно та незалежно одна від одної.

2. Регулятори типу АРКОН. Використовуються для багатоступеневого регулювання потужності конденсаторних батарей. Як параметр регулювання може використовуватися:

- напруга;
- напруга з компенсацією за активним або реактивним струмом;
- безпосередньо реактивний струм.

Пристрій складається з блока команд (БК), програмної приставки (ПП) та кнопок керування. При відхиленні контрольованого параметра за межі зони нечутливості БК видає імпульсний сигнал на ПП, який здійснює вмикання або вимикання однієї секції.

Для багатоступеневих систем перемикавання виконується за кодом:

Якщо приєднано  $n$  приставок, кількість ступенів регулювання дорівнює  $3n$ .

3. Регулятори типу Б2201-9А (9Б). Застосовуються для автоматичного регулювання за реактивною потужністю. Пристрій може керувати дев'ятьма секціями батареї з різним кодуванням. Регулятор має дві уставки — нульову та регульовану (у межах 0,1–0,6 від повної потужності). Ширина зони нечутливості задається в межах 0,02–0,24 номінального значення потужності. Витримка часу вмикання секцій змінюється від 5 до 180 с залежно від величини розузгодження сигналу.

#### Додаткові функції

- Світлова індикація наявності команд на ввімкнення або вимкнення секцій;
- Ручний режим керування для технічного обслуговування;
- Можливість зовнішнього вибору уставок за сигналом з диспетчерської або системи автоматизованого контролю.

Контакти регулятора забезпечують комутацію кіл змінного струму напругою 220 В і струмом до 2,5 А при індуктивному навантаженні з  $\cos \varphi \geq 0,35$ .

#### Практичне значення

Застосування регуляторів реактивної потужності дозволяє:

- автоматизувати підтримання оптимального режиму  $\cos \varphi$ ;
- зменшити втрати електроенергії у мережі;
- уникнути штрафів за перевищення реактивного навантаження;
- підвищити надійність і довговічність електрообладнання.

#### Висновки

1. Компенсація реактивної потужності є одним із ключових напрямів підвищення енергоефективності систем електропостачання. Вона зменшує втрати активної енергії, покращує умови регулювання напруги й забезпечує раціональне використання потужності електричних мереж і трансформаторів.

2. Основними споживачами реактивної потужності на промислових підприємствах є асинхронні двигуни, трансформатори та лінії електропередачі. Для зниження реактивних потоків доцільно впроваджувати як організаційні, так і технічні заходи.

3. До організаційних заходів належать: оптимізація технологічних процесів, заміна малозавантажених двигунів, зниження напруги живлення, обмеження холостого ходу, підвищення якості ремонту та раціоналізація роботи трансформаторів. Вони не потребують значних капітальних витрат і забезпечують суттєве поліпшення коефіцієнта потужності.

4. Технічні методи передбачають установлення компенсуючих пристроїв — конденсаторних батарей, синхронних компенсаторів, тиристорних і комбінованих систем. Їх вибір залежить від характеру

навантаження, напруги мережі, вимог до точності регулювання та економічної доцільності.

5. Сучасні тенденції розвитку систем компенсації пов'язані з використанням плавнорегульованих та комбінованих джерел реактивної потужності, що забезпечують високу швидкість, стабільність напруги й автоматичне керування потоками енергії в режимі реального часу.

6. Автоматичні регулятори реактивної потужності (ВАКО, АРКОН, Б2201 тощо) дозволяють повністю автоматизувати роботу компенсуючих пристроїв, підтримуючи заданий рівень коефіцієнта потужності та мінімізуючи втрати електроенергії.

7. Раціональне розміщення, вибір і налаштування компенсуючих установок мають здійснюватися на основі комплексного техніко-економічного аналізу, який враховує баланс активних і реактивних потужностей, втрати напруги, стабільність режимів і надійність роботи всієї системи електропостачання.

Код роботи 1	Режим роботи 2	Номер команди 3	Номер секції			
			1 4	2 5	3 6	4 7
1:1:1:1	Вмикання	0	-	-	-	-
		1	+	-	-	-
		2	+	+	-	-
		3	+	+	+	-
		4	+	+	+	+
1:1:1:1	Вимикання	5	+	+	+	-
		6	+	+	-	-
		7	+	-	-	-
		8	-	-	-	-
1:1:2:2	Вмикання	0	-	-	-	-
		1	+	-	-	-
		2	+	+	-	-
		3	+	-	+	-
		4	+	+	+	-
		5	+	-	+	+
		6	+	+	+	+
1:1:2:2	Вимикання	7	+	-	+	+
		8	-	-	+	+
		9	+	-	+	-
		10	-	-	+	+
		11	+	-	-	-
		12	-	-	-	-
1:2:4:4	Вмикання	0	-	-	-	-
		1	+	-	-	-
		2	-	+	-	-
		3	+	+	-	-
		4	-	-	+	-
1:2:4:4	Вмикання	5	+	-	+	-
		6	-	+	+	-
		7	+	+	+	-
		8	-	-	+	+
		9	+	-	+	+
		10	-	+	+	+
		11	+	+	+	+
		12	-	+	+	+
1:2:4:4	Вимикання	13	+	-	+	+
		14	-	-	+	+
		15	+	+	+	-
		16	-	+	+	-
		17	+	-	+	-
		18	-	-	+	-
		19	+	+	-	-
		20	-	+	-	-
		21	+	-	-	-
		22	-	-	-	-

Рисунок 5.6 - Порядок перемикання секцій КУ при різних кодах роботи

### Контрольні питання

1. Що таке реактивна потужність і яку роль вона відіграє в електричних мережах?
2. Яким чином передача реактивної потужності впливає на втрати активної енергії в системі електропостачання?
3. Поясніть поняття *економічного еквівалента* реактивної потужності.
4. Які основні споживачі реактивної потужності на промислових підприємствах?
5. Чому передача реактивної потужності від електростанцій до споживачів вважається економічно недоцільною?
6. Як співвідносяться активна, реактивна та повна потужності у трифазній системі?
7. У чому полягає негативний вплив реактивної потужності на рівень напруги в мережі?
8. Які заходи дозволяють зменшити обсяги переданої реактивної потужності?
9. Наведіть класифікацію заходів зі зменшення споживання реактивної потужності.
10. Поясніть різницю між природним і загальним коефіцієнтами потужності.
11. Як визначається середньозважене значення коефіцієнта потужності?
12. Які організаційні заходи дозволяють підвищити коефіцієнт потужності без додаткових витрат?
13. Як впливає завантаження асинхронного двигуна на його коефіцієнт потужності?
14. У яких випадках доцільно знижувати напругу живлення двигуна?
15. Як впливає якість ремонту асинхронних двигунів на енергетичні показники мережі?
16. У яких випадках доцільна заміна трансформаторів або їх відключення?
17. Які пристрої використовуються для компенсації реактивної потужності?
18. У чому полягає принцип роботи синхронного компенсатора?
19. Які переваги та недоліки мають батареї конденсаторів порівняно з синхронними компенсаторами?
20. Як впливає місце розташування компенсуючих пристроїв на ефективність компенсації?
21. Які основні схеми приєднання конденсаторних установок застосовуються в промислових мережах?
22. Які вимоги висуваються до конструкції та захисту конденсаторних батарей?

23. Поясніть принцип комутації конденсаторних установок у моменти переходу струму через нуль.
24. Для чого необхідний захист конденсаторних установок від вищих гармонік?
25. Які критерії визначають оптимальне розміщення компенсуючих пристроїв у системі електропостачання?
26. Які методи регулювання реактивної потужності використовуються на практиці?
27. У чому полягають переваги та недоліки регулювання за напругою і за струмом навантаження?
28. Поясніть принцип дії автоматичних регуляторів типу ВАКО, АР-КОН та Б2201.
29. Що таке статичний компенсатор реактивної потужності (СКРП) і які його функції?
30. У чому полягає різниця між дискретним, плавним і комбінованим способами регулювання потужності компенсуючих пристроїв?

#### Використана література

1. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.
2. Василега П. О. Електропостачання : підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.
3. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств : підручник. Вінниця : Нова Книга, 2004. 656 с.

## ТЕМА 6. РОЗПОДІЛЬЧІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ДО 1000 В ТА ВИЩЕ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Розподільчі елементи електричних мереж вище 1000 В. Розподільчі пристрої цехового електропостачання. Вибір розподільчих пристроїв.

Класифікація розподільних установок

Розподільна установка – це сукупність електрообладнання, призначеного для приймання і розподілу електричної енергії одного класу напруги. Розподільна установка містить набір комутаційних апаратів, збірні та з'єднувальні шини, допоміжні пристрої РЗіА, засоби обліку та вимірювання.

Розподільні установки класифікуються за призначенням: комплектні розподільчі пристрої (КРУ); збірні розподільчі пристрої.

Комплектна розподільна установка (КРУ) – це розподільна установка, що складається із закритих шаф з апаратами, вимірювальних й захисних приладів й допоміжних пристроїв, що вбудовані в них. Шафи повністю зібрані на заводі, і готові до роботи одразу після встановлення. Комплектні установки в порівнянні зі збірними конструкціями електротехнічних установок мають наступні основні переваги: менші обсяги будівельно-монтажних робіт; економія трудовитрат; більша надійність і безпека при їх обслуговуванні; менші експлуатаційні витрати; зручність і швидкість при реконструкції; менші терміни проектування.

За місцем розташування – відкриті та закриті. Відкриті розподільні установки (ВРУ) – розподільні установки, у яких силові провідники розташовуються на відкритому повітрі без захисту від впливу навколишнього середовища. Зазвичай у вигляді ВРУ виконуються розподільні установки на напругу від 27,5 кВ.

Закриті розподільні установки (ЗРУ) – розподільні установки, обладнання яких встановлюється в закритих приміщеннях, або захищене від контакту з навколишнім середовищем спеціальними кожухами (в т. ч. шафи КРУЗ – комплектні розподільні установки зовнішнього виконання). Зазвичай такі розподільні установки застосовують на напруги до 35 кВ. Застосування ЗРУ високих напруг доцільно: у місцевості з агресивним середовищем (морське повітря, підвищене запилення), холодним кліматом, при будівництві в обмежених умовах, у міських умовах для зниження рівня шуму та для архітектурної естетичності.

Відкрита розподільна установка.

Відкрита розподільна установка (ВРУ) – розподільна установка, обладнання якої розташовується на відкритому повітрі і призначена для прийому та розподілення електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц номінальною напругою 35-220 кВ. ВРУ використовуються для комплектування блочних трансформаторних підстанцій (КТПБ) напругою 35-220 кВ. Відкриті розподільні установки виконуються з уніфікованих транспортбельних блоків заводського виготовлення, що складаються з

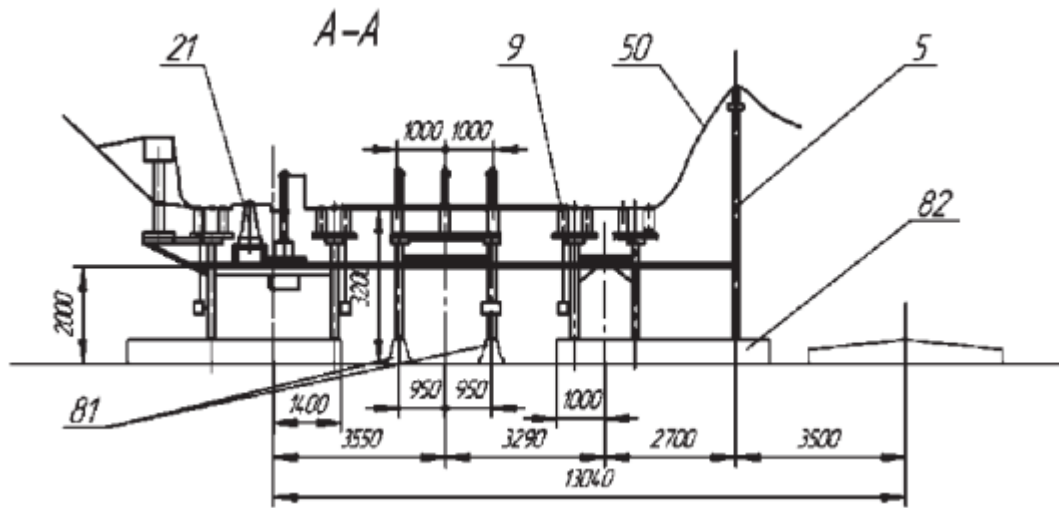
металевого каркасу і змонтованим на ньому високовольтним обладнанням, елементами ошиновування та додаткових кіл. Ошиновування ВРУ здійснюється з труб алюмінієвого сплаву. Кожний блок представляє собою шафу відкритої розподільної установки та виконує функції приєднання. Обладнання ВРУ монтується на попередньо спроектований та підготовлений майданчик зі змонтованим фундаментом. Кабелі допоміжних кіл на території ВРУ прокладаються в підвісних металевих лотках із збірного залізобетону. Для забезпечення безпеки виробництва ремонтних робіт на блоках приєднань ВРУ 35-220 кВ струмопровідні частини, що знаходяться під напругою. Територія обов'язково огорожується. Такі розподільні установки мають переваги, а саме: можливість застосовувати габаритні елементи ВРУ на високих класах напруги; виготовлення ВРУ не потребує додаткових витрат на будівництво приміщень; зручність при розширенні та модернізації; можливе візуальне спостереження всіх апаратів ВРУ.

Недоліки: експлуатація ВРУ затруднена в несприятливих кліматичних умовах, крім того, навколишнє середовище сильніше впливає на елементи ВРУ, що призводить до їх раннього зносу; більші габарити ВРУ ніж ЗРУ.

Відкриті ВРУ (рис. 6.1 та рис. 6.2) входять до складу комплектних трансформаторних підстанцій 35-220 кВ.

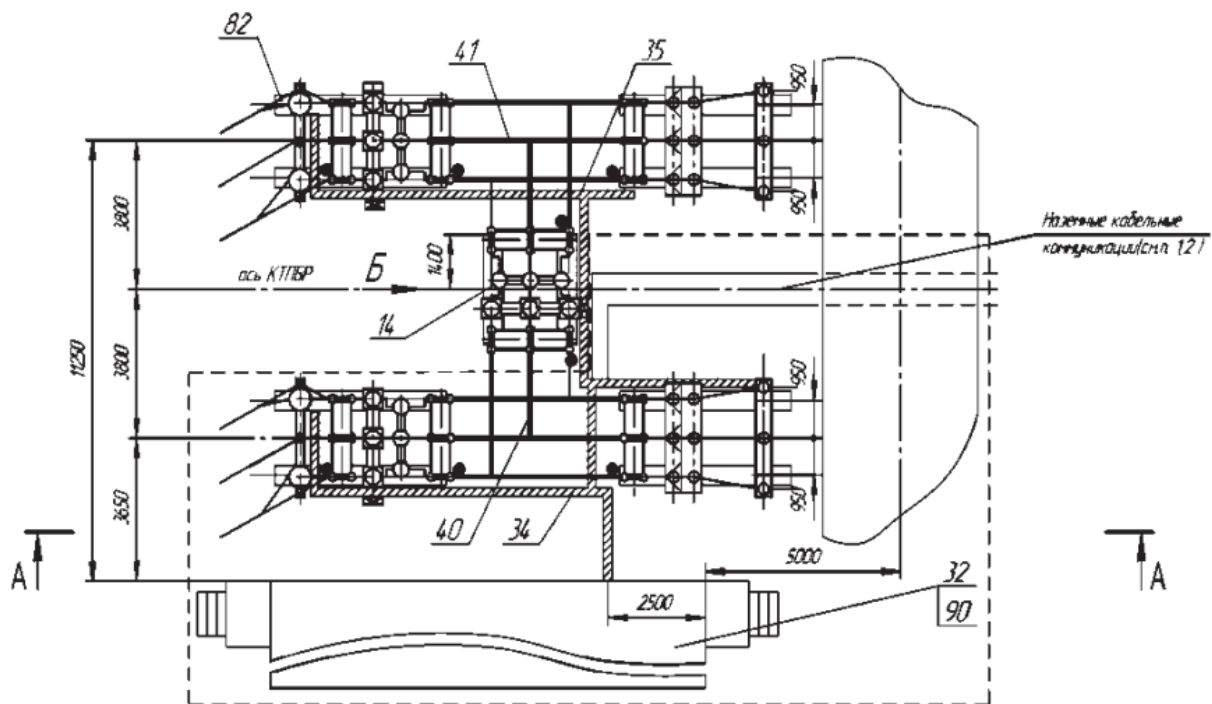
Таблиця 6.1 -Технічні характеристики ВРУ 35-220 кВ

Найменування параметру	Клас напруги ВРУ			
	35	110	150	220
Номинальна напруга, кВ	35	110	150	220
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5	126	172	252
Номинальний струм, А:				
- головних кіл	630	630	630	630
- збірних шин	1000	1000, 2000	1000, 2000	1000, 2000
Ударний струм короткого замикання, кА	52	52	52	65, 81
Струм термічної стійкості протягом 3 с, кА	20	20	20	20, 31,5
Номинальна напруга допоміжних кіл, В:				
- змінного струму	380/220	380/220	380/220	380/220
- постійного струму	220	220	220	220
- трансформаторів напруги	100	100	100	100



5- блок опорних ізоляторів 35 кВ; 9 блок шин апаратів 35 кВ;  
21- блок вимикача 35 кВ; 50 шина; 81, 82 лежень

Рисунок 6.1 - Розріз А-А модуля ВРУ 35 кВ



14 – блок вимикача 35 кВ; 32 – загальнопідстанційний пункти керування; 34, 35 – розкладка кабельної конструкції; 40, 41– ошиновка ОРУ 35 кВ; 90 – фундамент

Рисунок 6.2 - Вид зверху модуля ВРУ 35 кВ

### Закриті розподільні установки

У деяких випадках для ЗРУ використовується те ж обладнання, що і для ВРУ, але з розміщенням усередині приміщення. Типовий клас напруги: 35-110 кВ, рідше 220 кВ. Більш практично застосовувати для ЗРУ спеціальне обладнання. На напругу до 35 кВ виготовляють РП у вигляді шаф, що сполучаються боковими стінками в загальний ряд. У таких шафах елементи з напругою до 1 кВ виконують проводами в твердій ізоляції, а елементи від 1 до 35 кВ – провідниками з повітряної ізоляцією. В ЗРУ напругою вище 35 кВ повітряна ізоляція не застосовується, а модулі різного технологічного призначення розміщуються у середині корпусів, що заповнюється еле5 газом (КРУЕ).

Комплектні розподільні установки серії КУ-10Ц, К30, К-35 (ТОВ ВС РЗВА).

КРУ серії КУ-10Ц комплектуються вакуумними вимикачами ВР1 і ВР2. КРУ серії КУ-10 комплектуються вакуумними вимикачами ВР3, або вакуумними вимикачами VD4 (виробництва АВВ) або елегазовими вимикачами LF (виробництва Schneider Electric).

Надійність шаф за механічним і комутаційним ресурсом визначається параметрами встановлених вимикачів, і для шаф з вимикачами серій ВР становить:

- механічний ресурс – до 100 000 циклів;
- комутаційний ресурс при номінальному струмі – до 50 000 цикл;
- комутаційний ресурс при номінальному струмі вимкнення – до 100

вимкнень.

Шафи з вакуумними вимикачами комплектуються обмежувачами пуренапруг типів Polim D (виробництва АВВ) або ОПНС. Велика кількість типовиконань і висока універсальність шаф КРУ серій КУ-10Ц і КУ-10 дозволяє застосовувати їх як при будівництві нових, так при реконструкції або нарощуванні потужності діючих розподільних установок 6-10 кВ будь-якої складності:

- одностороннє обслуговування і малі габаритні розміри шаф дозволяють розмістити РП на будівельній площі мінімальних розмірів;
- за схемними рішеннями шафи КУ-10Ц, спільно з КУ-10, можуть замінити як шафи більшості старих серій, так і шафи, що виробляються наразі;
- КУ-10Ці КУ-10 можуть стикуватися по збірних шинах з шафами інших серій, від будь-яких виробників, за допомогою перехідних шаф;
- великий вибір схем допоміжних з'єднань, як на змінному, так і на постійному оперативному струмі:
- схеми допоміжних з'єднань виконуються як на традиційних реле, так і з використанням сучасних мікропроцесорних пристроїв;
- схеми обліку активної і реактивної енергії виконуються як з використання звичайних, так і багатотарифних програмованих лічильників;

– можливість інтеграції в інформаційно-комп'ютерні системи контролю та управління, завдяки використанню пристроїв мікропроцесорного релейного захисту.

Комплектні розподільні установки внутрішнього встановлення серії КУ-10Ц (рис. 6.3) призначені для прийому і розподілу електроенергії трифазного змінного струму з частотою 50 і 60 Гц і номінальною напругою 6-10 кВ в системах з ізольованою або частково заземленою нейтраллю. КРУ серій КУ10Ц використовуються в розподільних установках власних потреб електростанцій всіх видів, на електричних підстанціях, в електроустановках підприємств всіх галузей промисловості, залізниць і метрополітенів.

В залежності від призначення і виду комплектації шафи можуть бути з викотним елементом або без нього. Вибір схем головних з'єднань визначає наявність або відсутність фасадних дверей: КРУ серії КУ- 10Ц на струми від 1600 А до 3150 А мають підйомноповоротні двері оригінальної конструкції; шафи на номінальні струми 2000 А і 3150 А (струм відключення 31,5 кА) мають укорочені фасадні двері і фартух, який опускається при переміщенні викотного елемента.



Рисунок 6.3 - Зовнішній вигляд комірки комплектного розподільного пристрою серії КУ-10Ц

Шафи серії КУ-10Ц можуть виготовлятися як з одностороннім так і з двостороннім обслуговуванням. Комутаційні апарати. КРУ серії КУ-10Ц комплектуються вакуумними вимикачами ВР1, ВР2 і ВР3. Ці вимикачі розраховані на роботу при номінальних струмах до 3150 А і номінальних струмах вимкнення до 40 кА. Апарати мають комутаційні ресурси до 50 000 циклів ВВ при номінальних струмах, і 100-при номінальних струмах вимкнення.

Комплектні розподільні установки внутрішньої установки серії КУ-10С призначені для роботи в мережах трифазного змінного струму, класу напруги 6; 10 кВ частоти 50 і 60 Гц у системах з ізольованою або заземленою через дугогасний реактор або активний опір нейтраллю. Шафи КРУ серії КУ-10С (рис. 6.4.) створені для установки в розподільні установки

електричних станцій всіх видів, на електричних підстанціях і в електроустановках промислових підприємств.



Рисунок 6.4 - Комплектна розподільна установка серії КУ-10С

Таблиця 6.2 – Основні технічні характеристики КУ10Ц

Параметр	Значення параметра
Номінальна напруга, кВ	6; 10
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2; 12
Номінальний струм головних з'єднань, А	630; 1 000; 1 600; 2 000; 2 500; 3 150
Номінальний струм збірних шин, А	1 000; 1 600; 2 000; 2 500; 3 150
Номінальний струм вимкнення вимикача, кА	20; 31,5
Струм термічної стійкості, кА (3 с)	20; 31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	51; 81
Номінальна напруга допоміжних кіл змінного струму, В	220
Номінальна напруга допоміжних кіл постійного (випрямленого) струму, В	220
Габаритні розміри, мм	
- ширина	750; 900
- глибина	1 000; 1 200; 1 300
- висота	2 000
Маса, кг	560 -1 250

Конструкція шафи КРУ представляє собою металоконструкцію, виготовлену зі сталі з алюциновим покриттям. З'єднання виконані на посиленних сталевих витяжних заклепках і різьбових з'єднаннях.

Комутаційні апарати. Для встановлення в КУ-10С використовується серія вакуумних вимикачів ВРС, а також вимикачі HD4 і VD4. Вимикачі серії ВРС-10 розраховані на роботу при номінальних струмах до 4 000 А і номінальних струмах вимкнення до 40 кА. Апарати ВРС-10 мають кому-

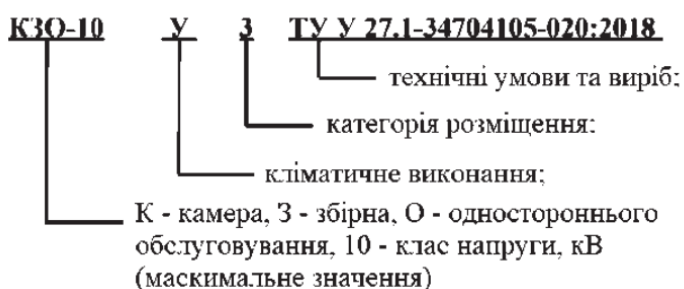
таційні ресурси до 50 000 циклів ВВ при номінальних струмах, і 100 при струмах вимкнення.

Камери збірні одностороннього обслуговування серії КЗО-10 (рис. 6.5) внутрішньої установки, призначені для використання в розподільних установках власних потреб електростанцій усіх видів, на електропідстанціях, в електроустановках промислових підприємств та на об'єктах загальнопромислового, сільськогосподарського призначення. Камери призначені для роботи в мережах трифазного змінного струму, класу напруги 6; 10 кВ і частоти 50 Гц, на номінальні струми 630 1250 А, зі струмом вимикання 20 кА для систем з ізолюваною або заземленою через дугогасний реактор або активний опір нейтраллю. Кліматичне виконання камер – У категорії 3.



Рисунок 6.5 - Комплектна розподільна установка серії КЗО-10

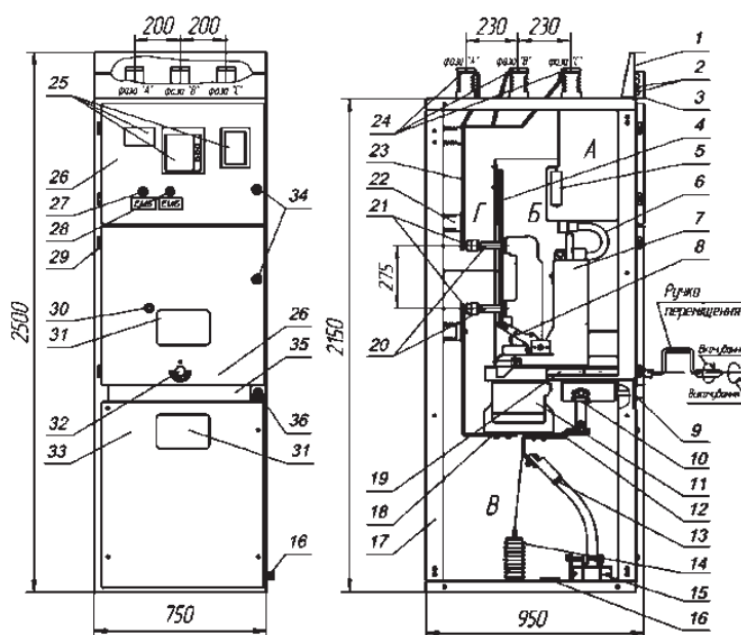
Структура умовного позначення серії КЗО:



У якості базової комплектації камер за-стосовуються:

- вимикач вакуумний: ВРС;
- вимикач навантаження: ВНР;
- трансформатори струму типів: ТОЛУ;
- трансформатори напруги типів: IVS1F; IVD (ф. Веontop);
- трансформатор власних потреб: ТСКС;
- - обмежувачі перенапруги: ОПНп;
- трансформатори струму нульової послідовності: ТЗЛУ;
- запобіжники силові (патрони): ПКТ і ін.

Габаритні, установочні та приєднувальні розміри лінійної шафи КЗО-10 показані на рис. 6.6.



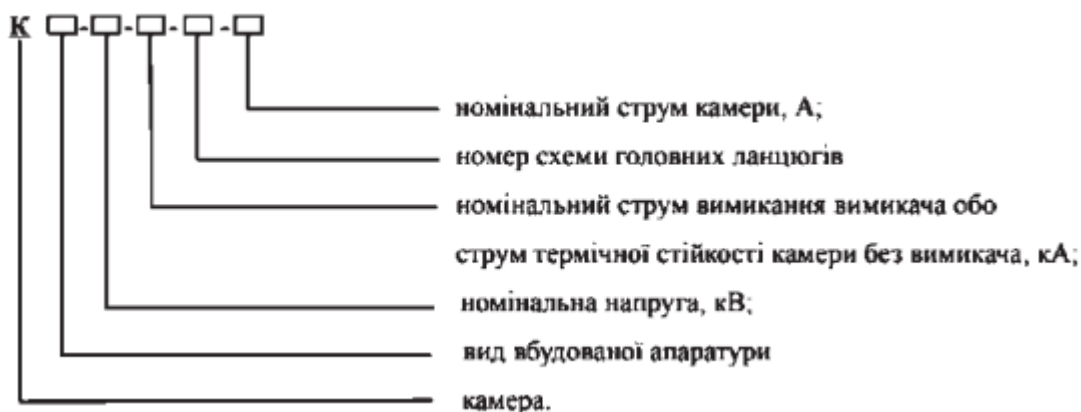
А - відсік релейний; Б — відсік висувного елемента; В - відсік лінійних шин та ТС; Г — відсік відпайок збірних шин 1-перегородка, 2 – кабелі; 3 кожух; 4 - механізм шторочний; 5 — отвір міжрелейного зв'язку; 6 - джгут; 7 - висувний елемент; 8 — привод механізму шторного; 9 — перегородка легкоземна; 10 - заземлювач; 11 — ТС; 12 — контакт; 13 — кабель силовий; 14 — ОПН; 15 — ТС нульової послідовності; 16 шина заземлення магістральна; 17 — каркас; 18 — відпайка ТС; 19 — напрямні; 20 контакти втичні рухомі; 21 контакти втичні нерухомі; 22 — ізолятор опорний; 23 — відпайка збірних шин; 24 шина збірна; 25 - елементи РЗА; 26 - двері; 27 кнопка ЕМБ висувного елемента; 28 кнопка ЕМБ заземлювача; 29 — завіси дверей; 30 — отвір аварійного вимкнення вимикача пружинним приводом; 31 - вікно оглядове; 32 - отвір ручки переміщення висувного елемента; 33 — перегородка фасадна; замок дверей; 35— перегородка легкоземна; 36 — отвір ручки вмикання-вимкання заземлювача

Рисунок 6.6 - Габаритні, установочні, приєднувальні розміри камери КЗО-10

Таблиця 6.3 – Основні параметри камер КЗО

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна напруга	кВ	6; 10
Номінальний струм головних ланцюгів	А	400, 630; 1000; 1250
Номінальний струм головних ланцюгів з запобіжником	А	20, 31,5; 40; 50; 80; 100; 125; 160
Частота	Гц	50
Номінальний струм збірних шин	А	630; 1000; 1250
Номінальний струм вимикання вимикача, вбудованого в камеру	кА	20; 0,63
Струм термічної стійкості	кА	20
Проміжку часу термічної стійкості	с	3;1
Номінальний струм електродинамічної стійкості головних ланцюгів камер	кА	51
Номінальна напруга вторинних ланцюгів: - змінного струму; - постійного (випрямленого) струму	В	-220 -220
Тривалість термічної стійкості блокуючих електромагнітів заземлювача та висувного елемента	с	Не більше 60

Умовне позначення типовиконання камери в залежності від вбудованої в неї апаратури або приєднання та його розшифровка:



Приклади запису умовного позначення КЗО:

КВВ-10-20-01-630 -камера з вимикачем вакуумним напругою 10 кВ, номінальний струм вимикання 20 кА, виконана по схемі головних кіл 01 з номінальним струмом 630 А.

КШР-10-20-101-1000 камера з шин-ним роз'єднувачем напругою 10 кВ, номінальний струм термічної стійкості 20 кА, виконана по схемі головних кіл 101 з номінальним струмом 1000 А.

ШШП-10-20-720-1000-2000 - шинопровід шинної перемички напругою 10 кВ, номінальний струм термічної стійкості 20 кА, виконаний по схемі

головних кіл 720 з номінальним струмом 1000 А, з відстанню між фасадами 2000 мм.

Таблиця 6.4 – Класифікація виконання камер

Найменування показників класифікації	Виконання
Рівень ізоляції	нормальний
Наявність ізоляції струмоведучих частин	з не ізольованими шинами
Наявність висувних елементів в камерах	з висувними елементами; без висувних елементів
Від лінійних високовольтних приєднань	1. Шинні 2. Кабельні 3-з фазні до 240 мм кв. до 2 шт.; до 12 шт в ККС 3. Кабельні 1-но фазні до 185 мм кв. до 2-х шт.; до 10 шт. на фазу в ККС
Умови обслуговування	з одностороннім обслуговуванням
Тип основних камер в залежності від вбудованої апаратури і приєднання	КВВ - з вимикачем вакуумним КВН - з вимикачем навантаження КШР - з шинним роз'єднувачем КТН - з трансформаторами напруги ККС - з кабельними збірками КГВ - з глухим вводом (шинним) КСТ - з трансформатором власних потреб КПС - з силовими запобіжниками КЗЗШ- з заземлювачем збірних шин
Тип вбудованого вимикача	ВРС, ВНР
Вид управління	Місцеве, дистанційне
Типи шинопроводів	ШШВ- шино проводи шинного вводу від стіни на камеру ШШП - шино провід шинної перемички між рядами камер по збірним шинам

Комплектні розподільні установки внутрішнього устанавлення серії КУ35 призначені для прийому і розподілу електроенергії трифазного змінного струму з частотою 50 і 60 Гц і номінальною напругою 35 кВ

Шафи серії КУ35 (рис. 6.7) призначені для використання як у складі комплектних трансформаторних підстанцій, так і як самостійної розподільної установки внутрішнього встановлення.

Всі металеві вузли і деталі шафи виконані зі сталевих листів. З'єднання всіх елементів здійснюється болтами і гайками типу М8.

Комутаційні апарати. КРУ серії КУ35 комплектуються вакуумними вимикачами ВР35 з литими полюсами з епоксидного компаунда. Вимикачі розраховані на роботу при номінальних струмах до 3150 А і номінальних струмах вимкнення до 31,5 кА.

Апарати мають комутаційні ресурси до 30 000 циклів ВВ при номінальних струмах і 50 при струмах вимкнення.



Рисунок 6.7 - Комплектний розподільний пристрій серії КУ35

Таблиця 6.5. Основні технічні характеристики КУ35

Параметр	Значення
Номинальна напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
Номинальний струм головних кіл шаф, А	630; 1 000; 1 600; 2 500; 3 150
Номинальний струм збірних шин, А	1 000; 1 600; 3 150
Номинальний струм вимкнення вимикача, кА	20; 25; 31,5
Номинальний струм електродинамічної стійкості головних кіл, кА	51; 81
Габаритні розміри, мм	
ширина	1 500
глибина	2 800; 3 150*
висота	2 532
Маса, кг	не боільше 2000

Розподільні установки типу NXAIR (компанії Siemens AG)

NXAIR - це розподільна установка середньої напруги до 40,5 кВ в металевому корпусі для внутрішнього встановлення з класифікацією за стійкістю до внутрішньої дуги до 50 кА, при тривалості горіння дуги впродовж 1 сек.

Розподільна установка середньої напруги NXAIR (рис. 6.8) до 17,5 кВ, до 40 ка випускається для підприємств електропостачання та різних промислових підприємств. Перевагами NXAIR є: безпека персоналу, висока експлуатаційна надійність і зручність в роботі; компактні розміри, мінімальна кількість компонентів, що вимагають технічного обслуговування; приводний механізм.



Рисунок 6.8 - Комплектний розподільний пристрій NXAIR компанії «Siemens» до 40,5 кВ

Таблиця 6.6 - Технічні характеристики NXAIR (компанії «Siemens»)

Параметр	Од. виміру	Значення			
		7.2	12	15	17,5
Номінальна напруга	кВ	7.2	12	15	17,5
Номінальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20 (32)	28 (42)	36	38
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95
Номінальний короткочасний струм, 3 сек	кА	40	40	40	40
Номінальний піковий струм 50 Гц / 60 Гц	кА	100/104	100/104	100/104	100/104
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	40	40	40	40
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	100/104	100/104	100/104	100/104
Номінальний струм збірних шин	А	4000	4000	4000	4000
Номінальний струм фідерів	А	4000	4000	4000	4000

Розподільна установка середньої на5 пруги NXAIR (рис. 6.9) до 17,5 кВ для 50 кА застосовується в різних галузях промисловості та в окремих областях виробництва і розподілу електроенергії. Розподільна установка також може застосовуватися як генераторна КРУ до 15 кВ на всіх типах електростанцій шляхом установки вакуумних вимикачів.



Рисунок 6.9 - Комплектна розподільна установка NXAIR компанії «Siemens» до 17,5 кВ

Таблиця 6.7 - Технічні характеристики NXAIR до 17,5 кВ, 50 кА, до 4000 А

Параметр	Од. виміру	Значення			
		7,2	12	15	17,5
Номінальна напруга	кВ	7,2	12	15	17,5
Номінальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20 (32)	28 (42)	36	38
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95
Номінальний короткочасний струм, 3 сек	кА	50	50	50	50
Номінальний піковий струм 50 Гц / 60 Гц	кА	125/130	125/130	125/130	125/130
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	50	50	50	50
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	125/130	125/130	125/130	125/130
Номінальний струм збірних шин	А	4000	4000	4000	4000
Номінальний струм фідерів	А	4000	4000	4000	4000

Розподільна установка середньої напруги NXAIR М 24 кВ до 25 кА призначені для підприємств електропостачання, об'єктів інфраструктури та промислових підприємств.

Таблиця 6.8 - Технічні характеристики NXAIR M 24 кВ, до 25 кА

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна напруга	кВ	24
Номінальна частота	Гц	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	50 (65)
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	125
Номінальний короткочасний струм, 3 сек	кА	25
Номінальний піковий струм 50 Гц / 60 Гц	кА	63/65
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	25
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	63/65
Номінальний струм збірних шин	А	2500
Номінальний струм фідерів	А	2500

Розподільна установка середньої напруги NXAIR S 40,5 кВ, до 31,5 кА призначені для підприємств електропостачання, об'єктів інфраструктури та промислових підприємств.

Таблиця 6.9 - Технічні характеристики NXAIR M 24 кВ, до 25 кА

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна напруга	кВ	40,5
Номінальна частота	Гц	50/60
Номінальна однохвилинна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	95
Номінальна напруга грозового імпульсу	кВ	190
Номінальний короткочасний струм, 3 сек	кА	31,5
Номінальний піковий струм 50 Гц / 60 Гц	кА	80
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	31,5
Номінальний струм вмикання КЗ	кА	80
Номінальний струм збірних шин	А	3150
Номінальний струм фідерів	А	2500

КРУ типу SIMOSEC (ф. Siemens AG)

SIMOSEC (рис. 6.10) до 24 кВ; 25 кА; струм збірних шин 1250 А, струм фідерів 1250 А:

- металевий корпус;
- одинарна система збірних шин;
- технологія повітряної ізоляції в поєднанні з функціями комутації в газовій ізоляції.

Переваги:

- безпека експлуатації та надійність;
- безпека персоналу;
- компактна конструкція;
- економічність, екологічність



Рисунок 6.10 - Комплектний розподільний пристрій SIMOSEC до 24 кВ (компанії Siemens)

Таблиця 6.10 - Технічні характеристики SIMOSEC до 24 кВ; 25 кА

Параметр	Од.виміру	Значення				
		7,2	12	15	17,5	24(25)
Номінальна напруга	кВ	7,2	12	15	17,5	24(25)
Номінальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Номінальна змінна випробувальна напруга промислової частоти	кВ	20	28(42)	36	38	50
Номінальна випробувальна напруга грозового імпульсу	кВ	60	75	95	95	120
Номінальний короткочасний струм, 3 сек	кА	21	21	21	21	21
Номінальний короткочасний струм, 2 сек	кА	25	25	25	25	25
Номінальний робочий струм	кА	63,65	63,65	63,65	63,65	63,65
Номінальний струм вимкнення при КЗ	кА	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Номінальний струм КЗ	А	63, 65	63, 65	63, 65	63, 65	63, 65
Номінальний оптимальний струм збірних шин	А	630	630	630	630	630
Номінальний струм фідерів	А	1250	1250	1250	1250	1250

Розподільні пристрої серії UniSec, SafeRing (ф. ABB Ltd).

Розподільні пристрої середньої напруги з повітряною ізоляцією. Для вторинного розподілу електроенергії використовуються КРУ ABB серії UniSec (рис 6.11), оснащені вимикачами, вимикачами навантаження і запобіжниками. Знімні і вкатні вакуумні та елегазові вимикачі. Широкий асортимент захисних реле сучасного технічного рівня, вбудованих в знімні вимикачі або окремо розташовані, що виконують функції захисту, контролю та вимірювання. Кожна комірka повністю виконана з оцинкованого металевого листа і складається з різних відсіків. Кріпиться до підлоги і закриває обладнання пластиною з отворами для проходження кабелів середньої напруги.

Кожна комірka (рис. 6.12) складається з декількох силових відсіків: відсік кабелів 8, відсік шин 4, відсік апаратів 9. Відсіки відокремлені один від одного металевими перегородками, вимикачем навантаження, багатофункціональним апаратом або металевими шторками (або ізольованими якщо на 24 кВ) 10 в разі вкатних вимикачів. Шафи можуть бути обладнані відсіком допоміжних кіл 7, в якому розміщуються всі прилади і кабельна проводка.



Рисунок 6.11 - Розподільні установки середньої напруги серії UniSec ( ABB)

Як правило, захищене від внутрішньої дуги КРУ обладнано каналом для відводу газів, що утворюються під час горіння дуги. Всі шафи мають доступ спереду, і операції обслуговування можуть виконуватися при установці КРУ до стіни. Комірki середньої напруги SafeRing (ф. ABB Ltd). Компактні розподільні пристрої (КРП) з елегазовою ізоляцією 10520 кВ SafeRing (рис. 6.13) –установки для мереж 10, 20 кВ. Має різні конфігурації, які використовуються в більшості варіантів трансформаторних підстанцій 10, 20 кВ. КРУ SafeRing та SafePlus мають однаковий зовнішній вигляд. SafeRing оснащується герметичним контейнером з нержавіючої

сталі, в якому розміщуються робочі механізми та комутаційні апарати. Контейнер заповнений елегазом, який знаходиться під невеликим надлишковим тиском і забезпечує високий рівень надійності, безпеки персоналу та мінімальні вимоги до обслуговування. Для захисту трансформатора, можливе використання комбінації вимикача навантаження з запобіжником або силового вимикача з пристроєм релейного захисту. Шафи середньої напруги SafePlus призначені для використання на об'єктах міських компактних трансформаторних підстанцій; невеликих промислових виробництв; на вітрових електростанціях.

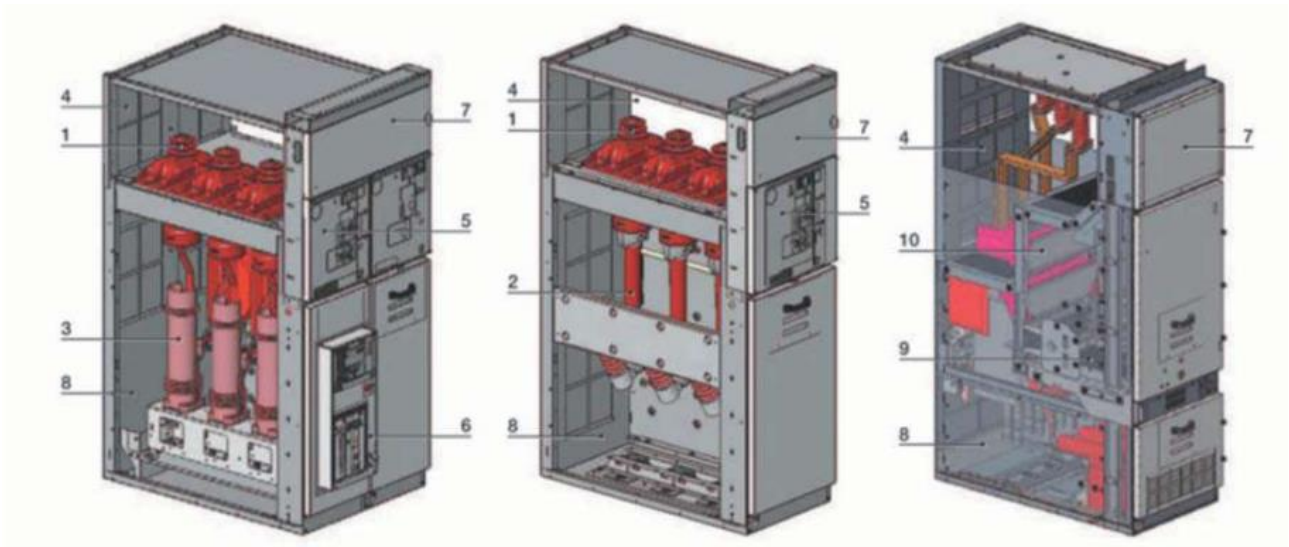


Рисунок 6.12 - Варіанти типовиконань розподільних пристроїв UniSec



Рисунок 6.13 - Компактний розподільний пристрій ABB SafeRing

SafePlus дозволяє використовувати широкий спектр мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Також, SafePlus може поставлятися з інтегрованим обладнанням телемеханіки

Таблиця 6.11 - Технічні параметри комірки середньої напруги SafePlus

Параметр	Од. виміру	Значення			
Номінальна напруга	кВ	12	15	17,5	24
Випробувальна напруга промислової частоти	кВ	28	38	38	50
Випробувальна імпульсна напруга	кВ	95	95	95	125
Номінальний струм	А	630			
Вимикаюча здібність:					
Струм навантаження	А	630			
Струм заряду ненавантаженого кабелю	А	135			
Струм замикання на землю	А	200	150		
Струм заряду кабелю з замкненням на землю	А	115	87		
Вмикаюча здібність	кА	62,5	52,5	50	
Номінальний струм термічної стійкості, 1 сек.	кА	25	-	-	-
Номінальний струм термічної стійкості, 3 сек.	кА	21			
Кількість операцій		1000 ВВ (вручну)			

Розподільні пристрої RM 6, SM6 (ф. Schneider Electric).

Комірки середньої напруги Schneider Electric RM6 (рис. 6.14) – компактна розподільна установка, призначена для установки в розімкнених/замкнених кільцевих і радіальних схемах живлення середньої напруги. Виконує функції приєднання, живлення та захисту трансформаторів потужністю до 4000 кВА за допомогою силового вимикача та пристрою релейного захисту. Комутаційні апарати і збірні шини розташовані в герметичному корпусі, заповненому елегазом на весь термін служби.

RM6 дозволяє організувати розподільну підстанцію на 2, 3 або 4 приєднання: із захистом лінії вимикачем 630 А; з комутацією лінії вимикачем 630 А; з вбудованим живленням для пристроїв телекерування.

Корпус RM6 заповнений елегазом з надлишковим тиском 0,2 бар. Строк служби не менше 30 років. Обслуговування RM6 протягом зазначеного терміну не потрібно. Вимикач навантаження з гасінням електричної дуги на основі принципу автодугття в елегазі. Вимикачі на 200 А і 630 А – гасіння електричної дуги здійснюється методом обертання дуги і автокомпресії в елегазі, що дозволяє вимикати струми короткого замикання. Приєднання, живлення, захист ліній і трансформаторів здійснюється за допомогою вимикачів. Вимикачі оснащені незалежними реле захисту. Пристрій релейного захисту не потребує додаткового джерела живлення і живиться від первинних перетворювачів струму. Комутаційний апарат поєднує в собі одночасно функції двох пристроїв, вимикача навантаження (вимикача) і заземлюючого роз'єднувача, і має три положення: ввімкнено,

вимкнено, заземлено. Рухомий контакт переміщається в вертикальній площині. Така конструкція повністю виключає можливість накладання заземлення при ввімкненому вимикачі навантаження (вимикачі).



Рисунок 6.14 - Комірки середньої напруги RM6 (Schneider Electric)

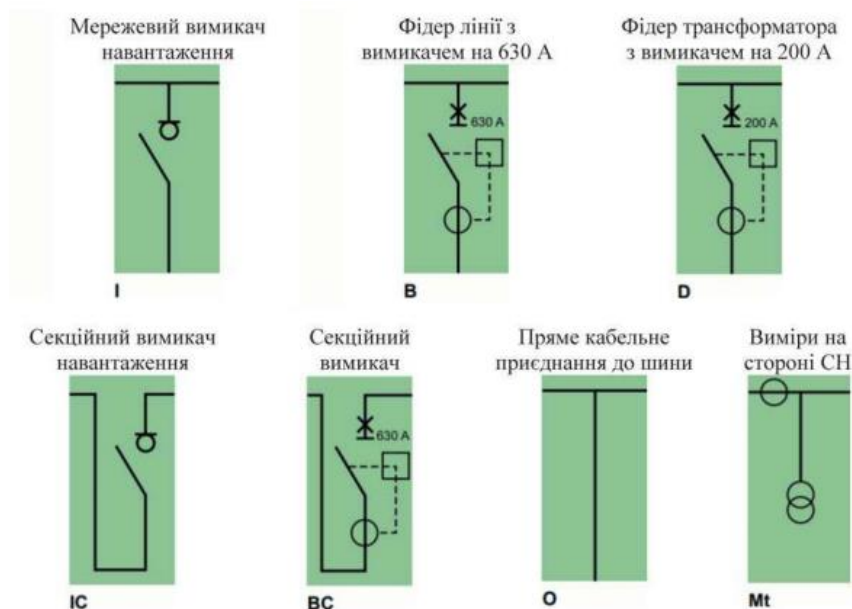


Рисунок 6.15 - Схеми приєднань у комірках RM6 (Schneider Electric)

Конструкція RM6 практично виключає коротке замикання всередині розподільної установки. Разом з тим, для забезпечення повної безпеки персоналу, RM6 має стійкість до внутрішньої дуги.

РУ на базі RM6 має функції СН, які дозволяють здійснювати: приєднання, живлення та захист трансформаторів у радіальних або розімкнутих кільцевих мережах за допомогою вимикачів з номінальним струмом 200 А з незалежним ланцюгом захисту; захист ліній за допомогою вимикачів 630 А; побудова понижуючих під-станцій на стороні СН.

Комірки середньої напруги SM6 (Schneider Electric)

SM6 (рис. 6.16) - серія модульних комірок у металевих корпусах, для внутрішнього встановлення зі стаціонарними або викатними елегазовими або вакуумними комутаційними апаратами, а саме: вимикачами навантаження; вимикачами серії SF1, SFset або Evolis; контакторами Rollarc 400 або 400D; роз'єднувачами.



Рисунок 6.16 - Комірки середньої напруги SM6 (Schneider Electric)

Приєднання кабелів здійснюється спереду. Всі органи управління розташовані на передній панелі, що спрощує експлуатацію. Комірки можуть бути укомплектовані додатковими пристроями (РЗА, трансформаторами струму нульової послідовності, вимірювальними трансформаторами, обмежувачами перенапруги і т.д.). Роз-подільний пристрій SM6 добре адаптований для дистанційного керування.

Таблиця 6.12 - Основні характеристики SM6

Параметр	Од. виміру	Значення			
		7,2	12	17,5	24
Номинальна напруга	кВ				
Рівень ізоляції					
Ізоляція	50/60 Гц 1 хв	20	28	38	50
Ізоляційний пром.	50/60 Гц 1 хв	23	32	45	60
Ізоляція	1,2/50 мкс (кВ пік)	60	75	95	125
Ізоляційний пром.	1,2/50 мкс (кВ пік)	70	85	110	145
Вимикаюча здатність					
Трансформатор без навантаження	А	16			
Кабель без навантаження	А	31,5			
Номинальний струм	А	400-630-1250			
Струм термічної стійкості	кА/1 с				
		25	630-1250		
		20	630-1250		
		16	630-1250		
		12.5	400-630-1250		
Струм вмикання	кА	62.5	630		
		50	630		
		40	630		
		31.5	400-630		

Комірки розподільні середньої напруги Xiria (Eaton Corporation plc).

Нове покоління комірок Xiria (рис. 6.17) характеризується високим рівнем експлуатаційної безпеки та придатністю для використання в мережах з напругою до 24 кВ. КРУ Xiria можуть складатися з двох, трьох або чотирьох секцій. Основна частина первинних кіл і механізмів приводів поміщені в повністю герметичний корпус який захищає їх від впливу навколишнього середовища. У кожній з трьох або чотирьох секцій можна довільно вибрати функціональний блок з двох варіантів: вакуумний вимикач навантаження КРУ для кабельних ліній; вакуумний автоматичний вимикач для захисту трансформаторів і кабельних з'єднань. Механізм вимикачів був розроблений з мінімальним числом деталей, а також спеціально адаптований для комутації після тривалого періоду бездіяльності.

Повністю адаптовані до роботи в автоматизованих мережах. Основне ізолююче середовище чисте зневоднене повітря, дугогасне середовище вакуум.



Рисунок 6.17 - Комірки середньої напруги Xiria (Eaton Holec)

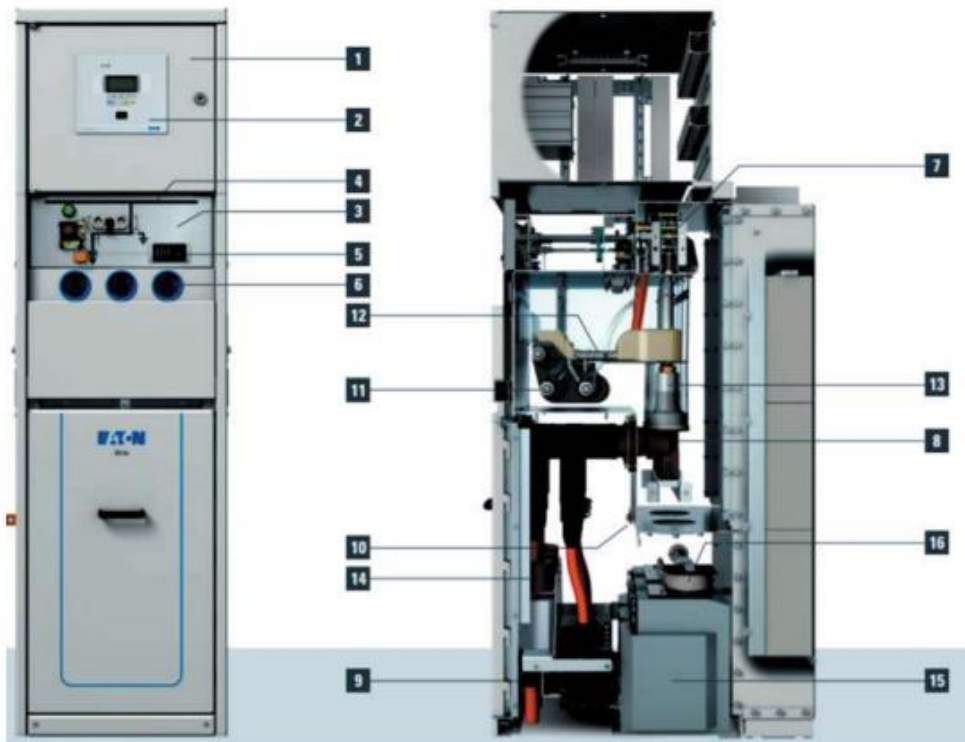
Таблиця 6.13 - Технічні характеристики Xiria E від «Eaton Holec»

Параметри	Од. виміру	Значення				
Номінальна напруга	кВ	3,6	7,2	12	17,5	24
Імпульсна напруга	кВ	40	69	75	95	125
Перенапруга промислової частоти	кВ	10	20	28	38	50
Номінальна частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Стійкість до електричної дуги	кА-с	20-1	20-1	20-1	16-1	16-1
Збірні шини						
Номінальний струм	А	630	630	630	630	630
Струм термічної стійкості при КЗ	кА-с	20-3	20-3	20-3	16-3	16-3
Струм вмикання на КЗ	кА	50	50	50	40	40
Автоматичний вимикач						
Номінальний струм	А	200/500	200/500	200/500	200/500	200/500
Вимикаюча здібність	кА	20	20	20	16	16
Струм вмикання на КЗ	кА	50	50	50	40	40
Струм термічної стійкості при КЗ	кА-с	20-3	20-3	20-3	16-3	16-3
Вимикач навантаження						
Номінальний струм	А	630	630	630	630	630
Струм вмикання на КЗ	кА	50	50	50	40	40
Струм термічної стійкості при КЗ	кА-с	20-3	20-3	20-3	16-3	16-3

Розподільні пристрої середньої напруги з комбінованою ізоляцією серії XIRIA E (рис. 6.18) для застосування в «інтелектуальних мережах». Система характеризується високим рівнем експлуатаційної безпеки і підходить для використання в мережах напругою до 24 кВ.

Розподільний пристрій Xiria E виконано з вакуумним вимикачем компанії Eaton, що не потребує обслуговування, кількість комутацій якого становить 30000 циклів. У комірці Xiria E всі первинні ланцюги і механізми

знаходяться в повністю герметичному корпусі, який захищає всю систему від впливу навколишнього середовища. Є досить компактним з шириною секції 500 мм і підключенням кабелю з фронту комірки.



1- відсік низьковольтного обладнання; 2 захисне реле; 3 - панель керування з приводом автоматичного вмикання з двохпозиційного перемикача; 4 - мнемосхема; 5 система індикації напруги; 6 вікно; 7 механізм; 8 кабельні конуси; 9 - кабельні зажими; 10 заземлююча шина; 11 головні шини; 12- двохпозиційний перемикач/заземлювач; 13 вакуумна камера; 14 трансформатори струму; 15- трансформатори напруги; 16 котушка та резистор для захисту ТН від ферорезонансу

Рисунок 6. 18 - Базова комплектація секції Хігія Е з вакуумним вимикачем

## Висновки

1. Розподільна установка (РУ) — це сукупність електрообладнання, призначеного для прийому, перетворення та розподілу електроенергії одного класу напруги. Вона включає комутаційні апарати, шини, пристрої РЗА, обліку та вимірювання.

2. Класифікація РУ:

- За конструкцією: комплектні (КРУ) і збірні.
- За місцем розташування: відкриті (ВРУ) і закриті (ЗРУ).

3. Відкриті розподільні установки (ВРУ):

- Виконуються з уніфікованих блоків, розташованих просто неба.
- Напруга 35–220 кВ.

- Переваги: простота монтажу, візуальний контроль, зручна модернізація.

- Недоліки: вплив клімату, більші габарити, потреба в огорожі.

#### 4. Закриті розподільні установки (ЗРУ):

- Розміщуються в приміщеннях або захищених кожухах.

- Напруга до 35 кВ (іноді вище).

- Застосовуються у складних кліматичних умовах, міських зонах, при дефіциті площі.

- Виконуються у вигляді шаф із повітряною або газовою ізоляцією.

#### 5. Комплектні розподільні пристрої (КРУ):

- Повністю збираються на заводі.

- Переваги: висока надійність, безпека, мінімальні монтажні витрати.

- Основні серії:

- КУ-10Ц, КУ-10С, КУ-35 — внутрішні КРУ до 35 кВ з вакуумними або елегазовими вимикачами.

- КЗО-10 — камери збірні одностороннього обслуговування.

- NXAIR, SIMOSEC (Siemens) — КРУ середньої напруги до 40,5 кВ, з високою дугостійкістю.

- UniSec, SafeRing/SafePlus (ABB) — модульні елегазові або повітряні КРУ середньої напруги.

- RM6, SM6 (Schneider Electric) — компактні елегазові коміртки для мереж 6–24 кВ.

- Xiria, Xiria E (Eaton) — безелегазові КРУ з повітряною ізоляцією для «розумних» мереж.

#### 6. Сучасні тенденції розвитку РУ:

- Перехід на вакуумну та елегазову комутацію.

- Використання модульних, герметизованих і безобслуговуваних конструкцій.

- Інтеграція мікропроцесорних систем захисту, контролю та зв'язку (Smart Grid).

#### Контрольні питання

1. Що таке розподільна установка та які її основні елементи?

2. За якими ознаками класифікуються розподільні установки?

3. У чому полягає різниця між комплектними та збірними розподільними пристроями?

4. Які особливості конструкції та переваги відкритих РУ (ВРУ)?

5. Де доцільно застосовувати закриті РУ (ЗРУ)?

6. Які переваги мають комплектні розподільні установки порівняно зі збірними?

7. Назвіть основні серії КРУ, що застосовуються на промислових підприємствах України.

8. Які типи вимикачів використовуються у КРУ серій КУ-10Ц, КУ-10С, КУ-35?
9. У чому полягають особливості камер серії КЗО-10?
10. Які технічні характеристики та переваги має система NXAIR компанії Siemens?
11. Чим відрізняються розподільні пристрої UniSec та SafeRing (ABB)?
12. Які конструктивні особливості комірок RM6 і SM6 (Schneider Electric)?
13. Які інноваційні рішення реалізовані у КРУ серії Xiria (Eaton)?
14. Які тенденції розвитку розподільних пристроїв середньої напруги спостерігаються нині?
15. Як забезпечується електробезпека персоналу при експлуатації КРУ?

#### Використана література

1. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович та ін. Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.

## *ТЕМА 7. СХЕМИ ТА КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ ДО 1000 В*

Магістральні, радіальні, змішані та кільцеві схеми електропостачання. Переваги, недоліки та особливості застосування.

Схеми розподільних мереж до 1000 В визначають архітектуру системи електропостачання підприємства. Вибір схеми впливає на надійність, енергоефективність, вартість і гнучкість технологічного обладнання. Тому при проектуванні враховують категорію надійності споживачів, конфігурацію цехів, умови експлуатації та вимоги ПУЕ.

Основні вимоги до мереж.

Електричні мережі промислових підприємств повинні забезпечувати безперебійне, безпечне та економічно доцільне постачання електроенергії до всіх споживачів. Схеми, конструктивне виконання та вибір елементів мереж мають відповідати вимогам ПУЕ, ДСТУ EN 50110-1:2014, ДСТУ ІЕС 60364 (усі частини), ДСТУ EN 61439-1:2016, а також ДБН В.2.5-23:2010 “Електрообладнання”.

Розподіл електричної енергії на промислових підприємствах здійснюється електричними мережами, що являють собою сукупність провідників, розподільчих пристроїв, захисних і пускових апаратів.

Електричні мережі промислових підприємств можуть бути внутрішніми та зовнішніми. Внутрішні електричні мережі мають велике розповсюдження і називаються цеховими мережами. Зовнішні мережі застосовуються рідко, оскільки на сучасних промислових підприємствах живлення цехових навантажень здійснюється від трансформаторних підстанцій, які вбудовано або прибудовано до цеху.

Схеми електропостачання сучасних промислових підприємств повинні відповідати наступним вимогам:

- Економічність і енергоефективність
  - Вибір перерізів проводів і кабелів повинен забезпечувати мінімальні втрати енергії при допустимих падіннях напруги.
  - Необхідно враховувати повний життєвий цикл мережі — не лише початкові інвестиції, а й експлуатаційні витрати, втрати енергії, технічне обслуговування.
  - Рекомендується застосування енергоефективних рішень: алюмінієвих шинопроводів, шинопроводів з мінімальними втратами, багатожильних кабелів з поліпшеною ізоляцією, LED-освітлення.
  - Для оптимізації споживання електроенергії впроваджуються системи енергоменеджменту (Power Monitoring Expert, EcoStruxure Power).

- Надійність і резервування
  - Рівень надійності мережі повинен бути вищим за надійність технологічного обладнання.
  - Електроприймачі класифікуються за категоріями надійності:
    - I категорія — живлення двома незалежними джерелами (автоматичне резервування, АВР).
    - II категорія — допускається короточасне припинення живлення на час перемикання резерву.
    - III категорія — живлення від одного джерела з можливістю ручного відновлення.
  - Для підвищення надійності застосовують:
    - – дублювання живильних ліній;
    - – кільцеві та змішані схеми;
    - – низьковольтні перемички між магістралями;
    - – автоматичне введення резерву (АВР).
  
- Безпека експлуатації
  - Конструкція та схема мережі повинні забезпечувати захист людей від ураження електричним струмом, згідно з ДСТУ ІЕС 60364-4-41.
  - Обов'язкове виконання системи заземлення відповідно до типу:
    - TN-S — рекомендована для сучасних промислових об'єктів;
    - TN-C-S — допускається для реконструйованих систем;
    - IT — для критичних або вибухонебезпечних виробництв.
  - Передбачаються захисні апарати:
    - автоматичні вимикачі з тепловими й електромагнітними розчіплювачами;
    - пристрої захисного вимкнення (ПЗВ);
    - обмежувачі перенапруг (ПЗІП).
  - Усі елементи повинні мати ступінь захисту IP не нижче, ніж вимагається для категорії приміщення за ПУЕ.
  
- Гнучкість та розвиток системи
  - Конфігурація мережі має забезпечувати можливість подальшого розширення або реконструкції без повного демонтажу існуючих ліній.
    - Застосування модульних шинопроводів (ШМА, ШРА, ШОС) та комплектних розподільчих пристроїв (КРУН, КРП) дає змогу швидко змінювати схему живлення.
  - Гнучкість досягається використанням:
    - збірних шинних модулів;
    - секціонування ліній;
    - дистанційного моніторингу та автоматизації комутації.
  
- Якість електроенергії

- Якість електричної енергії в точках підключення повинна відповідати ДСТУ EN 50160:2014 і ГОСТ 13109-97:
  - відхилення напруги не більше  $\pm 10$  % від номінального значення;
  - коефіцієнт несинусоїдності — не більше 8 %;
  - коефіцієнт несиметрії — до 2 %.
  - Для підтримання параметрів якості застосовуються фільтри гармонік, компенсатори реактивної потужності (КРП), активні фільтри.
  
- Індустріальність і зручність монтажу
  - Монтаж мереж повинен бути максимально індустріалізованим: використання збірних шинопроводів, кабельних лотків, модульних клемних систем, швидкокорознімних з'єднань.
    - Прокладання проводів здійснюється відкрито на лотках або в коробах з оцинкованої сталі, або приховано в гофрованих трубах/трасах, що відповідають класу пожежної безпеки.
    - Усі кабельні траси повинні мати етикетки маркування, ідентифікаційні номери, та відповідати вимогам IEC 60445 щодо позначення провідників.
  
- Вимоги до експлуатації та обслуговування
  - У мережах до 1000 В повинна бути забезпечена можливість відключення окремих ділянок для обслуговування без знеструмлення всього цеху.
    - Повинні бути передбачені засоби контролю струму, напруги, температури шин (тепловізійний контроль, Smart-датчики).
    - Усі елементи мають відповідати вимогам ДСТУ EN 60204-1:2017, ДСТУ EN 61439-1:2016 щодо конструкції, ізоляції, міцності та умов роботи.
  
- Екологічна безпека та пожежостійкість
  - Вибір кабельних матеріалів здійснюється з урахуванням класу пожежної небезпеки ВВГнг-LS, N2XH, FRLS.
    - У вибухо- і пожежонебезпечних приміщеннях застосовують вибухозахищене електрообладнання відповідно до ДСТУ EN 60079-0/-14/-31.
    - Кабельні лінії повинні мати вогнестійкість не менше 180 хв (E90) для систем аварійного живлення.
  
- Цифровізація та моніторинг
  - Для сучасних промислових підприємств рекомендується впровадження інтелектуальних систем розподілу електроенергії (Smart Distribution), які забезпечують:
    - дистанційне керування та діагностику стану мереж;

- автоматичну фіксацію аварійних режимів;
- прогнозування навантаження.
- Такі системи реалізуються через цифрові вимикачі, комунікаційні модулі Ethernet/Modbus, IoT-платформи моніторингу.

Отже, сучасні розподільні мережі напругою до 1000 В мають забезпечувати високий рівень надійності, енергоефективності та здатності адаптуватися до змін у виробничій структурі підприємства. Застосування модульних шинопроводів, засобів цифрового моніторингу та сучасних пристроїв захисту дає змогу підвищити ефективність експлуатації мереж, зменшити втрати електричної енергії та забезпечити дотримання вимог електробезпеки.

Несприятливі умови експлуатації, зокрема пил, вологість, хімічно активне середовище, підвищена температура тощо, можуть спричинити пошкодження ізоляції електричної мережі та електрообладнання. Це, у свою чергу, може призвести до пробоя ізоляції, виникнення коротких замикань, виходу з ладу електричної мережі й електрообладнання, а також до ураження обслуговуючого персоналу електричним струмом. Для правильного вибору електричної мережі та електрообладнання для конкретного приміщення необхідно визначити його категорію за умовами навколишнього середовища та небезпеки ураження електричним струмом. Після цього, відповідно до вимог ПУЕ, для кожного приміщення обирають відповідні марки проводів і кабелів, спосіб прокладання мереж, а також необхідну апаратуру й електрообладнання.

Електричні мережі промислових підприємств поділяють на мережі для електропостачання силових установок і мережі для живлення освітлювальних установок. Перші називають силовими мережами, а другі — освітлювальними мережами.

#### Схеми силових мереж.

Тип схеми розподілу електричної енергії визначається характером навантажень, плануванням цеху, а також вимогами до надійності та економічності електропостачання. Найбільш поширеними є радіальні, магістральні, змішані та кільцеві схеми.

Під час проектування розподілу електроенергії в цехах основним завданням є вибір раціональної схеми електричної мережі.

Розподіл електричної енергії в цехових мережах може здійснюватися за магістральною, радіальною, змішаною або замкнутою схемою. Вибір конкретної схеми залежить від територіального розміщення навантажень, їх потужності, необхідного рівня надійності електропостачання та інших особливостей об'єкта, що проектується.

#### Радіальні схеми.

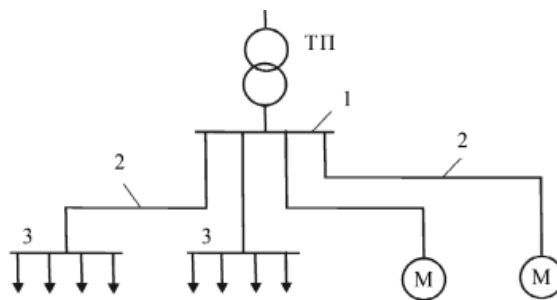
Радіальні схеми доцільно застосовувати тоді, коли навантаження розміщені в різних напрямках від джерела живлення.

Для радіальних схем характерно те, що від джерела живлення, наприклад від розподільного щита підстанції, відходять окремі лінії, які живлять потужні електроприймачі, зокрема електродвигуни, або групові розподільні пункти (рис. 7.1). Від цих розподільних пунктів через установлені в них захисні апарати окремими лініями живляться інші електроприймачі меншої потужності.

Одноступеневі радіальні схеми найбільш доцільно застосовувати для живлення потужних зосереджених навантажень, зокрема насосних, компресорних, перетворювальних підстанцій, електричних печей тощо (рис. 7.1).

Двоступеневі радіальні схеми використовують на великих і середніх підприємствах для живлення цехових підстанцій та електроприймачів напругою понад 1 000 В через розподільні підстанції.

У розподільному пункті 6–10 кВ доцільно застосовувати схеми із загальним реактором на 2–4 лінії та вимикачем на кожній лінії.



1-шини ТП, 2 радіальна лінія, 3 силовий пункт

Рисунок 7.1 - Схема радіальної цехової мережі

Допускається застосування схем, у яких під один вимикач приєднують дві лінії, прокладені до різних трансформаторних підстанцій. У такому випадку живлення цих підстанцій має передбачатися не менш ніж двома лініями, що відгалужуються від різних секцій джерела живлення.

Сумарна потужність секцій високовольтних розподільних пунктів не повинна перевищувати пропускну здатність головних вимикачів ліній, які живлять ці секції.

Радіальне живлення цехових двотрансформаторних підстанцій необхідно виконувати від різних секцій високовольтних розподільних пунктів окремими лініями для кожного трансформатора. Кожна така лінія і відповідний трансформатор мають бути розраховані на покриття всіх навантажень I категорії та основних навантажень II категорії цієї підстанції в аварійному режимі. За відсутності точних даних щодо характеру навантажень кожену лінію та кожний цеховий трансформатор, як правило, попередньо вибирають на 50–80 % сумарного навантаження всієї підстанції. Нижня межа цього діапазону відповідає однозмінному режиму роботи та

нерівномірному графіку навантаження, а верхня — тризмінному режиму роботи й рівномірному графіку навантаження.

Взаємне резервування в обсязі 15–30 % на однострансформаторних підстанціях слід здійснювати за допомогою низьковольтних перемичок, виконаних кабелями або шинопроводами. У разі застосування схеми блоку «трансформатор — магістраль» напругою до 1000 В таке резервування передбачають для окремих підстанцій, де воно необхідне за умовами надійності електропостачання, а також у випадках, коли потрібно вимкнути один із трансформаторів за малих навантажень. При магістральних схемах живлення сусідніх підстанцій, між якими передбачені низьковольтні перемички, необхідно здійснювати від різних магістралей.

Кількість трансформаторів, що приєднуються до однієї магістралі, орієнтовно може становити 2–3 одиниці за потужності трансформаторів 1000–1600 кВ·А та від 4 до 8 одиниць за потужності 250–630 кВ·А.

Електропроводки при радіальних схемах, як правило, виконують кабелями або проводами, прокладеними в трубах. Такі способи прокладання мають відносно високу вартість і потребують використання дефіцитних матеріалів, зокрема труб.

Останнім часом замість прокладання проводів у трубах дедалі частіше застосовують відкрите прокладання провідників у сталевих лотках і коробах, які кріпляться до будівельних або технологічних конструкцій. Такі електропроводки є дешевшими, однак поступаються за рівнем надійності.

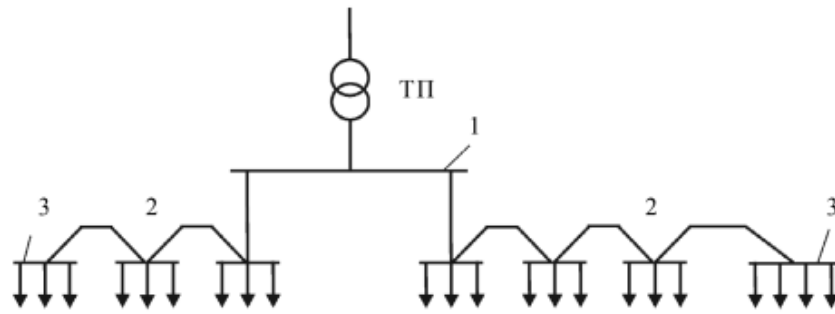
Типовим прикладом застосування радіальних схем є електричні мережі насосних або компресорних станцій.

Радіальні схеми також використовують у вибухонебезпечних і пожежонебезпечних виробництвах. До їх основних переваг належать висока надійність електропостачання, оскільки аварія на одній лінії не впливає на роботу електроприймачів, що живляться від іншої радіальної лінії, а також зручність для впровадження засобів автоматизації.

Недоліком радіальної схеми є необхідність установа на підстанції більшої кількості комутаційних апаратів і значні витрати кабельної продукції. Крім того, така схема має меншу гнучкість порівняно з магістральними схемами. За будь-якого, навіть незначного, переміщення технологічного обладнання відбувається перерозподіл навантажень, що потребує перероблення електричних мереж. В умовах діючих цехів виконати такі роботи досить складно.

Магістральні схеми.

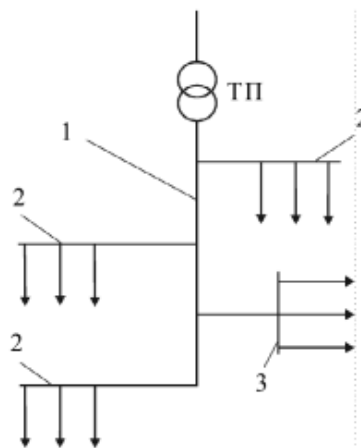
Схеми застосовуються в мережах живлення при великій кількості електроприймачів невеликої потужності, які рівномірно розподілено по площі цеху (металообробні і деревообробні цехи, текстильні фабрики та ін.) (рис. 7.2).



1-шини ТП, 2 магістральна лінія, 3 силовий пункт

Рисунок 7.2 - Схема магістральної цехової мережі

Застосування для цехового електропостачання магістральних схем дозволяє відмовитися від обладнання на ТП і виконати її за більш досконалою схемою блоку трансформатор магістраль (рис. 7.3).



1- магістральний шинопровід, 2 - розподільчі шинопроводи,  
3 - силові пункти в цеху

Рисунок. 7.3. Схема блоку трансформатор-магістраль

Застосовують магістральні схеми з використанням комплектних шинопроводів: магістральних шинопроводів серії ШМА та розподільчих шинопроводів серії ШРА.

Магістральні схеми, виконані із застосуванням шинопроводів, забезпечують високу надійність, гнучкість і універсальність цехових електричних мереж. За їх використання переміщення технологічного обладнання або встановлення нового обладнання, як правило, не потребує суттєвої переробки мереж. Такі схеми створюють широкі можливості для застосування збірних конструкцій шинопроводів, що сприяє індустріалізації та прискоренню монтажу електричних мереж.

Поряд зі схемами типу «трансформатор — магістраль» застосовують схеми з кількома, зокрема двома або трьома, магістралями,

приєднаними до одного цехового трансформатора. У таких випадках на цеховій комплектній трансформаторній підстанції встановлюють один автоматичний вимикач на ввіді та кілька лінійних вимикачів за кількістю магістралей.

Такі схеми використовують у великих цехах із трансформаторами потужністю 2500 кВ·А та 1600 кВ·А за наявності значної кількості електроприймачів, розміщених у різних напрямках від цехової підстанції.

Розподіл навантажень між магістралями виконують таким чином, щоб електроприймачі однієї технологічної лінії не приєднувалися до різних магістралей.

Розподільчі шинопроводи насамперед застосовують для живлення електроприймачів цехів зі змінною технологією, а також у разі розміщення обладнання рядами.

При однострансформаторних підстанціях для резервування застосовують робочі магістралі, які живляться від різних підстанцій. Улаштування такого резервування не потребує значних додаткових витрат і, як свідчить досвід проектування, у разі аварії забезпечує живлення більшої частини електроприймачів, приєднаних до трансформатора, що був вимкнений.

Якщо врахувати, що магістральні мережі в аварійному режимі допускають такі самі перевантаження, як і силові трансформатори, можна зробити висновок, що зазначене резервування здатне забезпечити надійне електропостачання не лише електроприймачів I та II категорій, а й значної кількості інших споживачів.

Важливою перевагою магістральних схем є також те, що вони дають змогу спрощувати конструкцію підстанцій і зменшувати їхні габаритні розміри.

За магістральних схем можливі певні перевитрати провідникового матеріалу, особливо в разі уніфікації перерізів магістралей для підвищення їх універсальності. Однак такі витрати швидко компенсуються під час технологічних реконструкцій цеху.

До недоліків магістральних схем належить нижча, порівняно з радіальними схемами, надійність електропостачання, оскільки в разі пошкодження магістралі одночасно вимикаються всі споживачі, які від неї живляться.

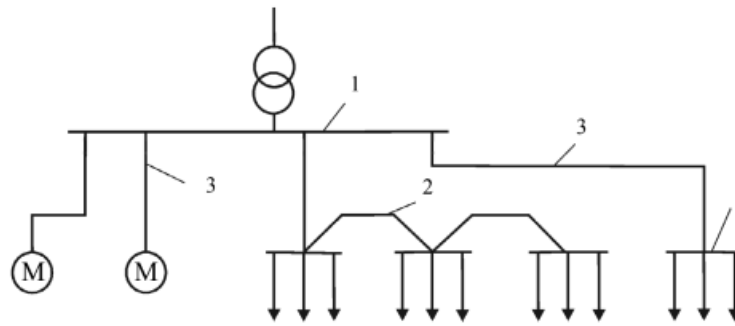
**Змішані схеми.**

Для електропостачання цехових споживачів радіальні або магістральні схеми в чистому вигляді застосовують порівняно рідко. Найбільшого поширення набули так звані змішані схеми електричних мереж, які поєднують елементи радіальних і магістральних схем.

Змішані схеми характеризуються вищою надійністю, простотою експлуатації та меншими капітальними витратами порівняно з окремими варіантами радіальних або магістральних схем.

Такі схеми застосовують у прокатних і мартенівських цехах металургійної промисловості, ливарних, ковальських і механоскладальних цехах,

на збагачувальних фабриках, заводах штучного волокна, у котельнях тощо (рис. 7.4).



1 - шини ТП, 2 - магістральна лінія, 3 - радіальна лінія, 4 - силовий пункт

Рисунок 7.4. Схема змішаної цехової мережі

Залежно від характеру середовища виробничих приміщень і розміщення електроприймачів по площі цеху можуть застосовуватися різні конструктивні варіанти змішаних схем. У механічних цехах до основної магістралі приєднують розподільчі магістралі типу ШРА, прокладені вздовж рядів верстатного обладнання. Від цих магістралей радіальними лініями здійснюється живлення електроприймачів цеху.

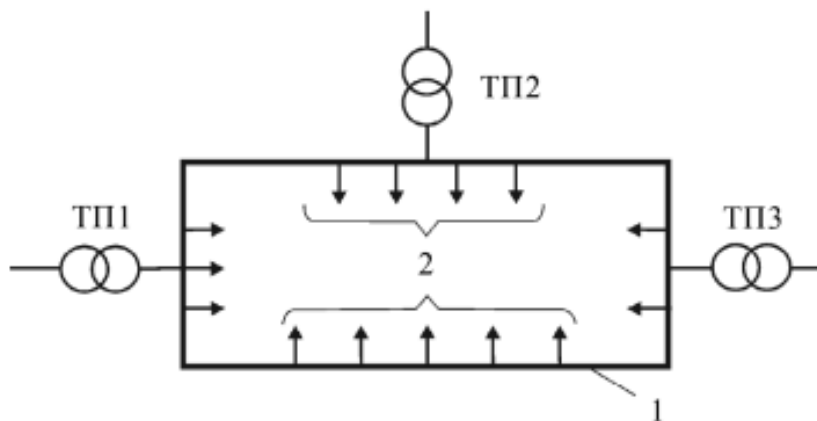
У тих відділеннях цеху, де через особливості розташування обладнання прокладання шинопроводів є недоцільним, для живлення електроприймачів установлюють силові пункти (СП). Такі пункти отримують живлення безпосередньо від найближчих шинопроводів.

Для розподільчих мереж найбільш поширеною є радіальна схема живлення окремих електроприймачів і шинопроводів типу ШРА. Для живлення менш відповідальних груп електроприймачів, розташованих на значній відстані від силового пункту або шинопроводу, застосовують невеликі магістралі.

До таких магістралей рекомендується приєднувати електроприймачі, що належать до різних технологічних потоків або мають різне технологічне призначення, наприклад електродвигуни верстатів, вентиляторів тощо.

Замкнуті схеми.

Крім незамкнутих магістральних, радіальних і змішаних схем застосовують замкнуті схеми мереж на напругу 1 000 В і вище (рис. 7.5).



1- шинопровід, 2 лінії до електроприймачів

Рисунок 7.5 - Схема замкнутої цехової мережі

У міських розподільчих мережах поширене застосування кільцевих магістралей і багаторазово замкнутих схем із кількома центрами або вузлами живлення.

До основних переваг замкнутих схем належать менші втрати напруги та потужності, а також підвищена надійність електропостачання споживачів.

Водночас у замкнутих мережах істотно зростають струми короткого замикання, ускладнюється система релейного захисту та збільшується вартість спорудження мережі.

Таблиця 7.1 – Порівняльна характеристика схем розподільчих мереж до 1000 В

Тип схеми	Характеристика	Переваги	Недоліки	Типові сфери застосування (приклади)
<b>Радіальна</b>	Від джерела живлення до кожного споживача прокладається окрема лінія.	- Висока надійність живлення;- Простота в експлуатації;- Зручність автоматизації та захисту.	- Значні втрати кабелию;- Велика кількість комутаційних апаратів;- Обмежена гнучкість при реконструкції.	Насосні станції, компресорні цехи, поодинокі потужні механізми (електричні печі, підйомні механізми).
<b>Магістральна</b>	Електроприймачі живляться від однієї загальної	- Простота та швидкість монтажу;- Економія кабелю та комутаційних	- Менша надійність: при пошкодженні магістралі	Металообробні, деревообробні, текстильні цехи, конвеєрні лінії.

Тип схеми	Характеристика	Переваги	Недоліки	Типові сфери застосування (приклади)
	магістралі з відгалуженнями.	пристроїв;- Зручність реконструкції.	знеструмлюються всі споживачі;- Складність селективного захисту.	
<b>Змішана</b>	Поєднує елементи радіальної та магістральної схем.	- Оптимальне співвідношення вартості та надійності;- Гнучкість і можливість секціонування;- Простота модернізації.	- Складніша у проектуванні та налаштуванні;- Потребує точного балансування навантажень.	Прокатні, ковальські, ливарні та механоскладальні цехи; збагачувальні фабрики.
<b>Кільцева (замкнута)</b>	Лінії утворюють замкнуте кільце, споживачі можуть житися з двох боків.	- Максимальна надійність;- Мінімальні втрати напруги;- Можливість ремонту без відключення споживачів.	- Висока вартість;- Ускладнений захист від КЗ;- Підвищені струми короткого замикання.	Розподільчі мережі міських і заводських підстанцій, великі корпуси підприємств, об'єкти з безперервним циклом (аглофабрики, прокатні стани).

Окрім систем силового електропостачання, важливе місце займають мережі освітлення, що забезпечують необхідну освітленість робочих зон, безпечні умови праці та енергоефективність виробництва.

#### Схеми мереж електричного освітлення

Освітлювальне навантаження становить відносно невелику частину загального навантаження цеху і за звичайних умов, як правило, не перевищує 10–15 % від сумарного навантаження. Лише в окремих виробництвах зі спеціальними технологічними вимогами, які потребують підвищеного рівня освітленості, потужність освітлювального навантаження може досягати 25–30 %. Водночас за своїм функціональним призначенням освітлювальні мережі мають важливе значення і можуть істотно відрізнятись між собою за протяжністю.

Нині майже в усіх галузях промисловості для живлення силових та освітлювальних установок застосовують спільні трансформатори з

глухозаземленою нейтраллю і вторинною напругою 380/220 В. Інші рівні напруги можуть застосовуватися лише у випадках, коли напруга силової мережі відрізняється від 380 В, а також за наявності спеціальних вимог або відповідного техніко-економічного обґрунтування.

Для живлення спеціальних ламп, зокрема ксенонових, ртутних і натрієвих, розрахованих на напругу 380 В, а також пускорегулювальних апаратів для газорозрядних ламп зі спеціальними схемами вмикання, наприклад трифазними схемами з послідовним з'єднанням ламп, допускається застосування напруги вище 220 В, але не більше 380 В. За певних умов може використовуватися також фазна напруга системи 660/380 В із заземленою нейтраллю.

Незважаючи на те, що в більшості випадків освітлювальні установки живляться від спільних трансформаторів разом із силовим навантаженням, лінії живлення освітлення зазвичай не об'єднують із силовими лініями. У магістральних схемах для живлення освітлення допускається використовувати лише головні ділянки живильних шинопроводів. Це пояснюється тим, що на якість освітлення значною мірою впливають пікові значення силового навантаження, а також тривалі відхилення напруги ламп від номінального значення.

З цієї причини в сучасній проєктній практиці магістралі застосовують переважно для живлення аварійного освітлення, а також для живлення силових і освітлювальних установок, значно віддалених від джерела живлення, наприклад підстанції. До таких об'єктів належать невеликі будівлі: насосні станції, котельні, склади тощо.

В усіх інших випадках освітлювальні навантаження живляться окремими лініями від щитів підстанцій за радіальної схеми силової мережі або від головних ділянок магістралей за магістральних схем і підстанцій, виконаних за системою блоку «трансформатор — магістраль».

У великих цехах від щита підстанції за радіальної схеми або від головної ділянки магістралі до розподільчого освітлювального щитка, встановленого в цеху, прокладають самостійну мережу. Від розподільчих освітлювальних щитків додатковою мережею здійснюється живлення групових щитків.

У невеликих цехах розподільчі освітлювальні щитки можуть не встановлюватися. У такому разі мережу від джерела живлення підводять безпосередньо до групових щитків. Групові лінії освітлювальної мережі приєднують до групових щитків через апарати захисту та керування.

Групові щитки встановлюють у місцях, зручних для обслуговування, а також у зонах із найбільш сприятливими умовами виробничого середовища. Групові лінії, що живлять світильники, необхідно розміщувати так, щоб у разі випадкового вимкнення ламп однієї групи персонал мав змогу продовжувати роботу зі зниженою інтенсивністю протягом часу, необхідного для усунення пошкодження.

В окремих виробництвах, де перерва в живленні освітлення є недопустимою, застосовують живлення групових ліній від двох трансформаторів.

Освітлювальні мережі можуть виконуватися за магістральними, радіальними та змішаними схемами.

За магістральних схем до однієї лінії, як правило, підключають не більше 4–5 щитків. Якщо навантаження на щиток невелике, а магістраль виконана шинопроводом, кількість щитків може бути збільшена. Іноді застосовують магістральні освітлювальні щитки, у яких здійснюється розподіл потужного фідера підстанції на кілька відгалужень.

Групові освітлювальні мережі здебільшого виконують за радіальною схемою. Відповідно до ПУЕ струм захисних апаратів на групових лініях не повинен перевищувати 25 А. Для ліній, що живлять лампи розжарювання одиничною потужністю 500 Вт і більше, а також газорозрядні лампи потужністю 125 Вт і вище, струм захисних апаратів не повинен перевищувати 63 А.

Кожна групова лінія, як правило, повинна мати на одну фазу не більше 20 ламп розжарювання, ДРЛ, ДРІ або натрієвих ламп. Для світильників із люмінесцентними лампами допускається не більше 50 ламп на одну фазу. У групових лініях, які живлять лампи потужністю 10 кВт і більше, до кожної фази приєднують не більше однієї лампи.

Групові лінії можуть бути однофазними, двофазними, трифазними, а також чотирипровідними трифазними. Найбільш доцільними є чотирипровідні трифазні лінії, оскільки вони дають змогу застосовувати проводи меншого перерізу, зменшити загальну кількість провідників, знизити втрати напруги та витрати провідникового матеріалу. Крім того, за раціонального розподілу світильників по фазах зменшується пульсація світлового потоку.

Такі схемні рішення ефективно реалізуються із застосуванням освітлювальних шинопроводів типу ШОС.

## Висновки

1. Системи розподілу електроенергії напругою до 1000 В є основною ланкою внутрішнього електропостачання промислових підприємств. Вони забезпечують живлення технологічного, допоміжного та освітлювального обладнання й повинні гарантувати безперервність технологічних процесів.

2. Вибір типу схеми (радіальної, магістральної, змішаної або кільцевої) визначається характером навантаження, вимогами до надійності, категорією електроприймачів, а також конфігурацією виробничого простору. Для малих концентрованих навантажень ефективною є радіальна схема, для рівномірно розподілених споживачів — магістральна, а для великих цехів зі складним розташуванням устаткування — змішана або кільцева.

3. Основними критеріями якості проектування розподільчих мереж є:

– економічність і енергоефективність, що досягаються правильним вибором перерізів проводів, зменшенням втрат напруги та впровадженням систем енергоменеджменту;

– надійність і резервування, які забезпечуються дублюванням джерел живлення, секціонуванням і застосуванням автоматичного введення резерву;

– електробезпека, гарантована правильним вибором систем заземлення (TN-S, TN-C-S, IT) та використанням сучасних захисних апаратів;

– гнучкість та індустріальність, що реалізуються через використання модульних шинопроводів, комплектних розподільчих пристроїв і швидкокомонтажних систем.

4. У сучасних умовах важливим напрямом розвитку є цифровізація та автоматизація систем електропостачання. Інтелектуальні розподільчі мережі (Smart Distribution) забезпечують моніторинг, прогнозування навантаження та підвищення рівня безпеки завдяки використанню цифрових вимикачів і засобів діагностики.

5. Раціональне поєднання технічних рішень, вимог енергоефективності та безпеки дозволяє підвищити надійність електропостачання підприємства, зменшити експлуатаційні витрати та створити умови для подальшої модернізації енергетичної інфраструктури.

#### Контрольні питання

1. Які основні вимоги висуваються до електричних мереж напругою до 1000 В на промислових підприємствах?

2. Які фактори визначають вибір типу схеми розподілу електроенергії у цеху?

3. У чому полягають конструктивні відмінності між внутрішніми та зовнішніми електричними мережами?

4. Дайте характеристику радіальної схеми електропостачання: принцип побудови, переваги та недоліки.

5. Для яких умов експлуатації доцільно застосовувати магістральні схеми розподілу?

6. У чому полягає сутність змішаних схем електропостачання і які їх основні переваги?

7. Поясніть принцип роботи кільцевої (замкнутої) схеми мережі. У яких випадках вона застосовується?

8. Які вимоги ПУЕ регламентують категорії електроприймачів за надійністю живлення?

9. Які основні заходи забезпечують енергоефективність та зниження втрат у розподільних мережах?

10. Назвіть типи систем заземлення (TN-S, TN-C-S, IT) і вкажіть, у яких умовах кожна з них використовується.

11. Які сучасні технологічні рішення забезпечують цифровізацію та моніторинг розподільчих мереж?

12. Які основні критерії вибору схеми електропостачання з погляду економічності, надійності та безпеки?

#### Використана література

1. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.

2. Васи́лега П. О. Електропостачання : підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.

3. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств : підручник. Вінниця : Нова Книга, 2004. 656 с.

## ТЕМА 8. СИСТЕМИ КАНАЛІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ

Особливості конструктивного виконання цехових електричних мереж. Вибір елементів цехових розподільчих мереж.

Конструктивне виконання електричних мереж промислових підприємств

При прокладанні мереж застосовують електричні проводи, кабелі, шинопроводи та струмопроводи.

У нормальних приміщеннях при невеликих силових навантаженнях і напругою не вище за 380 В для освітлювальних мереж використовують плоскі проводи з пластмасовою оболонкою (ППВ, АППВ, ППВС, АПН, ППН, АППВС), які кріплять до стін або стель будівель цвяхами. Прокладка здійснюється по горючим і негорючим основам. Коли горючі основи не штукатурені, під проводи підкладають листовий азбест або склотканину. Проводи можна прокладати на ізолюючих опорах, на роликах, ізоляторах, клицях (рис. 8.1).

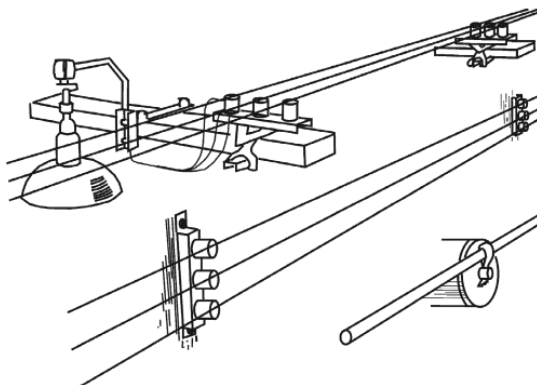


Рисунок 8.1 - Прокладка проводів на ізоляторах.

Ця електропроводка трудомістка, недовговічна, її монтаж мало піддається індустріальним методам, тому вона використовується рідко (особливо електропроводка на роликах).

Легкі неброньовані кабелі з гумовою та пластмасовою ізоляцією прокладають по поверхні стін і стель на струнах. Для їхнього кріплення використовують скоби, які кріплять шурупами та розпірними дюбелями, чи іншими способами (рис. 8.2). Для з'єднання або відгалуження кабелів застосовують спеціальні відгалужувальні коробки.

Струнні електропроводки застосовують всередині та зовні для магістральних, розподільчих і групових ліній в освітлювальних і силових мережах напругою до 380 В змінного струму. Проводи та кабелі в струнних проводках підвішують до сталюого дроту-струни, який приєднують впритул до будівельної основи або виступів будівельних конструкцій кінцевими

або проміжними кріпленнями. Діаметр несучої струни залежить від її довжини, перерізу та кількості закріплених на ній жил проводів і кабелів. При перерізі жил 10-16 мм<sup>2</sup> рекомендований діаметр струни 4 мм, найбільша відстань між анкерними кріпленнями 60 м (рис. 8.3).

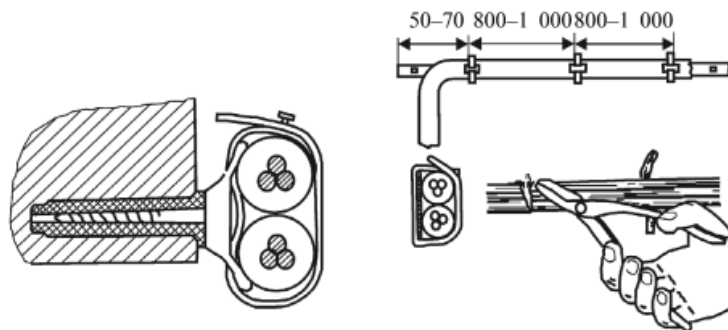
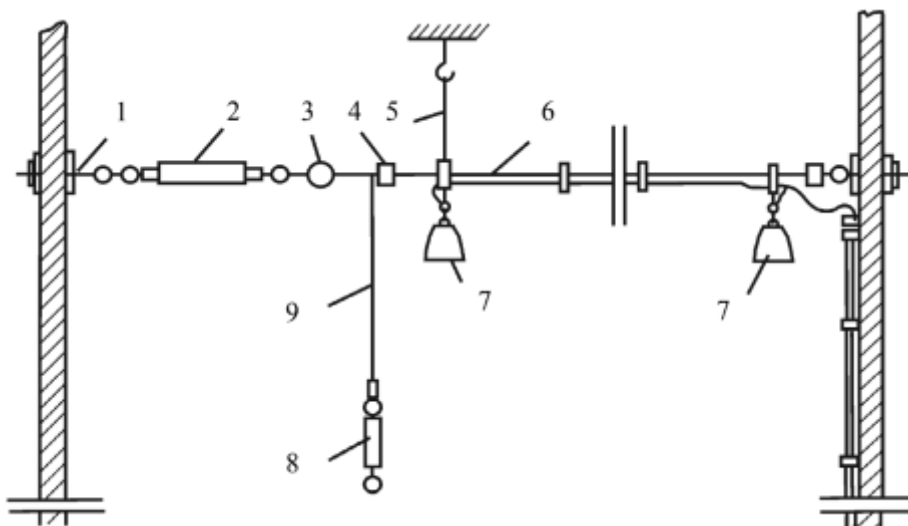


Рисунок 8.2 – Прокладка кабелів на будівельних конструкціях



1 - анкерне кільцеве кріплення, 2 поліспаг, 3 динамометр, 4 клиновий зажим, 5- вертикальна тросова підвіска, 6 комплект тросової підвіски, 7 світильник

Рисунок 8.3 - Тросова електропроводка

Широкого застосування набув спосіб прокладки неброньованих кабелів по дроту з кріпленням бандажними пряжками.

Тросові електропроводки застосовують для освітлювальних і силових мереж. При наявності в цеху мостового крана тросові проводки можуть бути застосовані для мережі загального освітлення, якщо вони розташовані у вільному просторі між нижнім поясом ферм і мостом крана (рис. 8.4).

За способом виконання розрізняють такі види тросових електропроводок: з кріпленням проводів і кабелів безпосередньо до троса;

на тросових підвісках; на підвішених до троса конструкціях з ізоляторами або клицями; з прокладкою проводів у коробах, лотках, трубах і на рейках, що підвішені до троса.

Найбільш досконалыми є тросові електропроводки, що виконані спеціальними тросовими проводами марки АРТ і АВТ, які мають власний несучий трос.

Прокладка проводів і кабелів на лотках і в коробах застосовується в будь-яких приміщеннях за умови прокладки проводів і кабелів в освітлювальних і силових мережах. Лотки прокладають по стінах, колонах, під площадками, перекриттям у приміщеннях і цехах, де допускається відкрита прокладка проводів і кабелів. Лотки випускають у вигляді готових для складання елементів, які дозволяють виконати трасу з необхідними поворотами і розгалуженнями в горизонтальній та вертикальній площинах.

Лоток не захищає прокладені в ньому проводи та кабелі від зовнішніх механічних пошкоджень. Він виготовляється з негорючих матеріалів і може бути суцільним, перфорованим або решітчастим (рис. 8.4). Лотки розташовують на висоті не менш ніж 2 м від рівня підлоги або майданчика обслуговування.

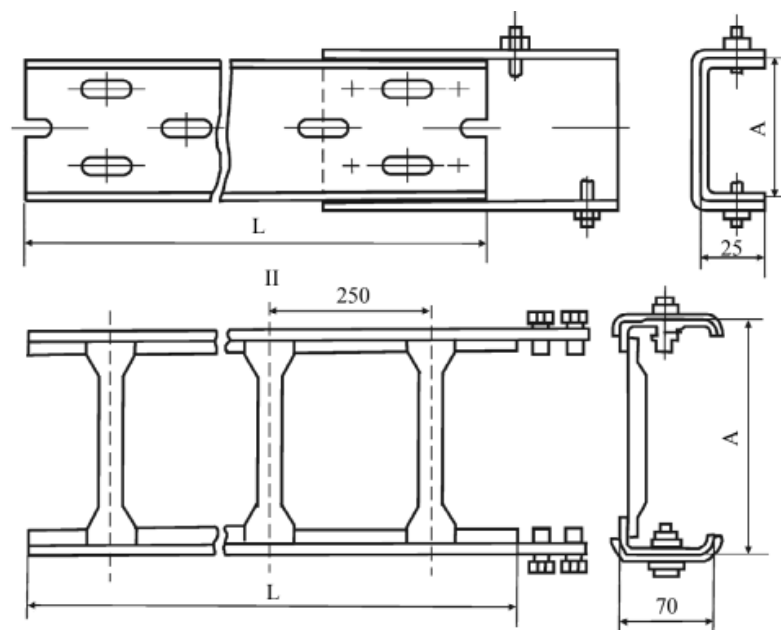


Рисунок 8.4 - Лотки для прокладки проводів та кабелів

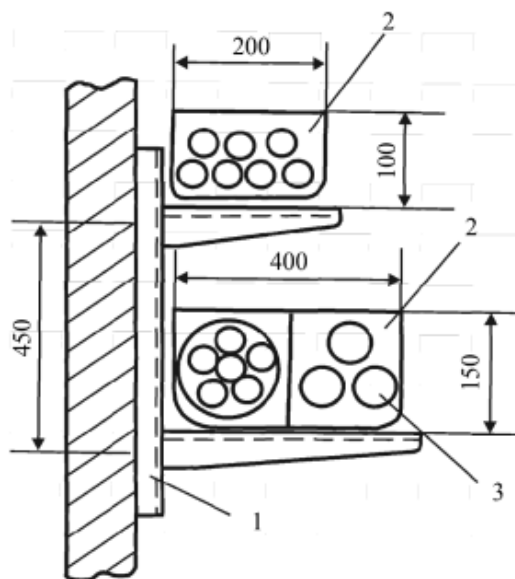
Короби застосовують у цехах з великою кількістю дрібних електроприймачів, які потребують розгалужених розподільчих мереж.

Коробом називається закрита порожня конструкція прямокутного або іншого перерізу, призначена для прокладки в ній проводів і кабелів. Короб захищає прокладені в ньому проводи та кабелі від механічних пошкоджень.

Короби можуть бути глухими або з кришками. Глухі короби мають тільки суцільні стінки з усіх боків і не мають кришок.

Випускають коробки у вигляді комплекту готових для складання елементів. Це прямі, хрестоподібні, трийникові або кутові для повороту траси в різноманітних площинах та ін. Елементи короба забезпечують прокладку траси з необхідними поворотами та розгалуженнями в горизонтальній та вертикальній площинах. Довжина прямої секції короба дорівнює двом або трьом метрам.

У коробах прокладаються, як правило, проводи та кабелі перерізом до  $16 \text{ мм}^2$  в один два ряди з відстанню між ними 5 мм. Допускається прокладка проводів і кабелів пучками на відстані між ними 20 мм. Всередині коробів відгалуження можуть бути виконані за допомогою стискачів у пластмасовій оболонці (рис. 8.5).



1 - настінна конструкція, 2 - короб, 3 – кабель

Рисунок 8.5 - Прокладка проводів та кабелів у коробах

Короби зручні в експлуатації, добре піддаються методам індустріалізації.

Застосування лотків і коробів дозволяє значно скоротити витрати труб для електропроводок і зменшити трудомісткість монтажних робіт.

Прокладка проводів у трубах застосовується в будь-яких приміщеннях. Це найбільш надійна і в той же час найбільш трудомістка та дорога електропроводка. Для її виконання застосовують сталеві та пластмасові труби.

Звичайні сталеві водогазопровідні та легкі водогазопровідні (з умовним проходом 20-50 мм) труби допускається застосовувати в пожежонебезпечних та вибухонебезпечних зонах. Тонкостінні електрозварні труби не допускається застосовувати у вибухонебезпечних зонах.

Проводи закладають у повністю змонтовані труби з протяжними коробками, заздалегідь надівши на кінці труб пластмасові втулки для захисту ізоляції проводів при протягненні проводів. Для збереження ізоляції від пошкоджень необхідно правильно вибрати діаметр труби, який

залежить від діаметра та якості проводів, конфігурації трубопроводу, його довжини і наявності на ньому вигинів.

Кріплення сталевих труб при відкритій прокладці здійснюється скобами різної конфігурації.

Ділянки електропроводок, як правило, виконують з наборів блоків, прямих ділянок труб у комплекті і фасонними відводами, кутами та необхідними деталями для з'єднання та кріплення.

У приладобудівній промисловості, харчовій, медпрепаратів та інших для живлення електроприймачів невеликої потужності, змонтованих рядами, застосовують модульні мережі, тобто прокладку проводів у сталевих трубах в підлозі. Така мережа забезпечує електроживленням технологічне обладнання, яке треба часто замінювати або переміщати у виробничих приміщеннях з нормальним навколишнім середовищем. Електроживлення здійснюється завдяки рівномірному розміщенню в підлозі цеху спеціальних відгалужувальних модульних коробок з визначеним кроком модулем або розподільчих колонок, до яких приєднуються електроприймачі. Це не потребує особливих матеріальних витрат і зусиль, а також істотних змін мережі та пошкоджень підлоги цеху.

Приєднання технологічного обладнання у відгалужувальній коробці до проводів магістралі здійснюється спеціальними затискачами без розрізання самих проводів. Розподільчі колонки виконують зі штепсельним роз'ємом, автоматом або ввідним рубильником і запобіжником і встановлюють на кришку відгалужувальної коробки.

Застосування пластмасових труб дозволяє економити сталеві труби, а також знизити трудомісткість і вартість трубних електропроводок.

Пластмасові труби виготовляються з вініласту, поліетилену та поліпропілену. Їх заборонено застосовувати у вибухо- та пожежонебезпечних приміщеннях. Вони використовуються в нормальних та в приміщеннях сприятливих до корозії, а також у фундаментах під обладнання, в бетонних підлогах (крім гарячих цехів). З'єднання проводів всередині пластмасових труб не допускається, його виконують тільки в коробках.

На поліетилен і поліпропілен шкідливо впливають жири, нафтопродукти та тривала дія денного світла. З огляду на це труби допускається застосовувати тільки для закритої прокладки по негорючій основі та конструкціях, а також використовують їх для захисту кабелів в агресивних ґрунтах.

#### Проектування цехової мережі

Згідно з ПУЕ автоматичні вимикачі або запобіжники мають застосовуватися як апарати захисту цехових мереж. Апарати захисту слід встановлювати в місцях мережі, де переріз провідника зменшується, а також у місцях приєднання провідників, що захищаються, до живильної лінії.

Запобіжники мають встановлюватися на всіх незаземлених полюсах або фазах. Установлення запобіжників у нульових робочих провідниках заборонено. При захисті мережі з глухозаземленою нейтраллю

розчеплювачі автоматичних вимикачів мають установлюватися в усіх незаземлених провідниках.

Пристрої захисту встановлюють у місцях приєднання відгалужень, що захищаються, до живильної лінії. Допускається установка апарата захисту на відстані до трьох метрів від живильної лінії у таких випадках:

- 1) провідник має оболонку, що не горить;
- 2) лінія виконана проводом у трубі.

При цьому переріз провідника до апарата захисту має бути не меншим, ніж після апарата.

Апарати захисту можна не встановлювати у вимірювальних колах і колах керування у разі виконання таких вимог:

- 1) провідники не виходять за межі машин і щитів;
- 2) провідники мають незаймисту ізоляцію;
- 3) проводи прокладено у трубі.

Установка апаратів захисту заборонена:

- 1) у нульових провідниках, що використовуються для заземлення;
- 2) у колах керування та сигналізації, якщо вимкнення їх може спричинювати небезпечні наслідки (пожежні насоси та ін.).

Від перевантаження необхідно захищати:

- 1) мережі у приміщеннях, що виконані відкрито прокладеними провідниками із займистою зовнішньою оболонкою чи ізоляцією;
- 2) освітлювальні мережі в пожежонебезпечних зонах, а також освітлювальні мережі в жилих і громадських будинках, у торговельних приміщеннях, службово-побутових приміщеннях промислових підприємств;
- 3) силові мережі промислових підприємств, житлових і громадських будинків, торговельних приміщень, коли за умовами технологічного процесу може виникати тривале перевантаження провідників;
- 4) мережі усіх видів у вибухонебезпечних зонах.

Кабельні ЛЕП.

Кабельні лінії прокладають у місцях, де заборонено будівництво повітряних ЛЕП. Завдяки захисту від атмосферних впливів, великій надійності та безпечності в експлуатації кабельні лінії широко застосовують в електричних мережах зовнішнього та внутрішнього електропостачання.

Кабель складається зі струмопровідних жил, ізоляції та захисних оболонок. За кількістю жил кабелі виготовляють одножильними, дво-жильними, трижильними та чотирижильними. Струмопровідні жили можуть виконуватися з мідного або алюмінієвого дроту, бути однодротяними або багатодротяними.

Ізоляцію кабелів напругою до 1000 В зазвичай виконують із гуми та синтетичних матеріалів. Для кабелів напругою понад 1000 В застосовують ізоляцію з багатошарового просоченого паперу, а також різних пластичних матеріалів, зокрема поліетилену, полівінілхлориду тощо.

Захисні оболонки кабелів призначені для запобігання проникненню вологи, газів і кислот. Їх виготовляють зі свинцю, алюмінію або

полівінілхлориду. Для механічного захисту поверх оболонки накладають сталеву або дротяну броню. У кабелях, які прокладають у землі або у воді, поверх броні додатково влаштовують захисний покрив із просоченої джутової пряжі.

На головних понижувальних підстанціях підприємств для введів напругою 35–10 кВ останнім часом застосовують кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену.

Кабельні лінії напругою до 1000 В великих перерізів прокладають для живлення потужних електроприймачів, розподільних щитів або шаф, а також електроприймачів, установлених у середовищах з особливими умовами, де прокладання проводів у трубах є обмеженим або недоцільним (рис. 8.6).



1 - алюмінієва струмопровідна жила, 2 - внутрішній екструдований шар, що напівпроводить, 3 - екструдована ізоляція із зшитого поліетилену, 4 - зовнішній екструдований шар, що напівпроводить, 5 - обмотка полотном, що напівпроводить, 6 - мідний екран, 7 - екструдована внутрішня оболонка, 8 - броня із сталевих оцинкованих дротів, 9 - екструдована зовнішня оболонка з ПВХ пластику

Рисунок 8.6. - Конструкція високовольтного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену

Прокладка кабелів відкрито на конструкціях.

Виконується по кабельних опорних конструкціях, що складаються з окремих деталей стояків і полиць. Кабельні конструкції серійно виготовляються заводами, та можуть бути встановлені вздовж стін приміщень, каналів і інших кабельних споруд, а також підвішені до перекриття, балок і інших елементів будівель. Кабелі, що прокладені горизонтально, жорстко

закріплюють в кінцевих точках з обох боків вигинів та біля з'єднувальних муфт, а прокладені вертикально по всій опорній конструкції. Для трифазної мережі з метою зменшення витрат три кабелі різних фаз прокладають в загальному пучці трикутником, закріплюючи спеціальними немагнітними скобами.

На кабельних конструкціях можуть прокладатися відкрито різні кабелі (броньовані та неброньовані). Такий спосіб прокладки дозволяє забезпечити якісний та індустриальний монтаж, але не гарантує захисту від механічного пошкодження кабелів. Тому цей вид прокладки знайшов застосування в електротехнічних і виробничих приміщеннях, де відсутня можливість механічного пошкодження (рис. 8.7).

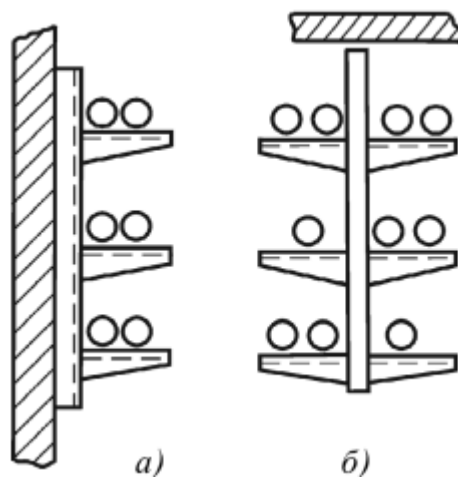


Рисунок 8.7 - Кабельні конструкції: а) настінна, б) із кріпленням на стелі

Виробництво з великою кількістю порівняно дрібних електроприймачів потребує прокладки розгалужених розподільчих мереж. Такі мережі доцільно виконувати кабелями, прокладеними на лотках або в коробах. Як виняток, в окремих, технічно виправданих випадках, у них можуть прокладатися кабелі перерізом понад 16 мм<sup>2</sup>. Взагалі, прокладка кабелів великих перерізів недоцільна через необхідність зниження допустимих навантажень на кабелі та дотримання всіх правил, які відносяться до прокладки силових провідників (відстань між ними та ін.). Це в багатьох випадках може призвести до недоцільності застосування коробів і лотків.

Прокладка кабелів у земляних траншеях.

Забезпечує захист кабелю від механічних пошкоджень, завдяки його прикриттю цеглою або бетонними плитами. Як кабельну подушку застосовують просіяну землю або пісок. Глибина прокладки кабелю не менша за 0,7 м від поверхні землі. При прокладці на меншій глибині (0,5 м), наприклад: при вводі в будівлю, кабель повинен мати надійний захист від механічних пошкоджень.

Ця прокладка є найпростішою та найдешевшою (рис. 8.8, 8.9).

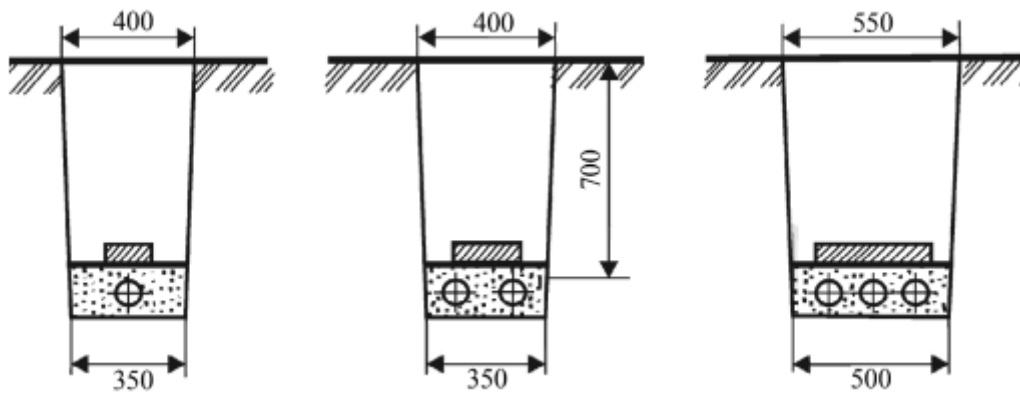


Рисунок 8.8 - Прокладка кабелів у земляних траншеях

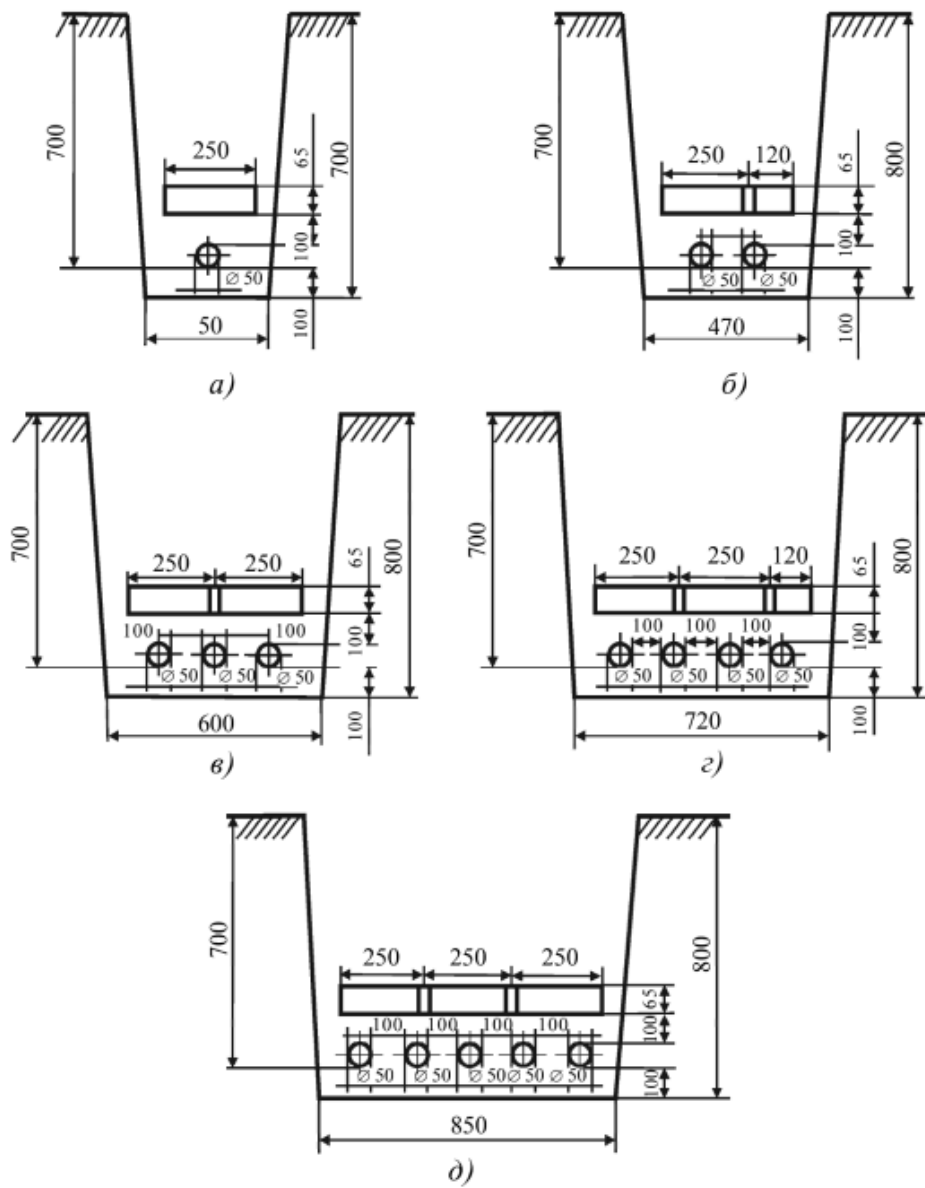


Рисунок 8.9 - Конструкція та розміри кабельних траншей у залежності від кількості паралельних кабелів

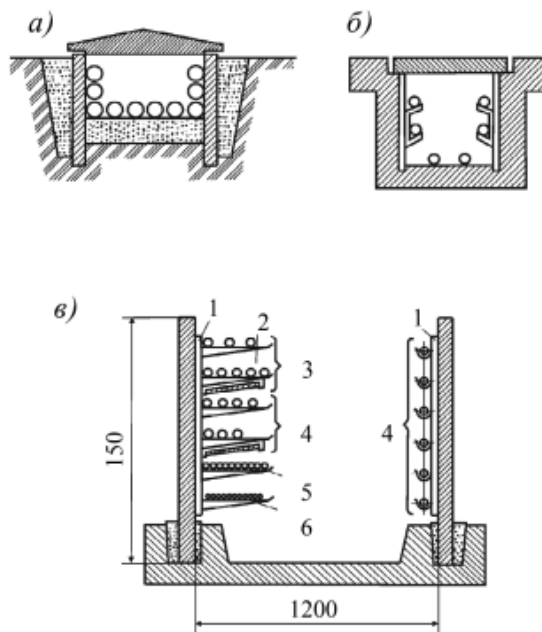
### Прокладка кабелів у каналах.

Застосовується при невеликій кількості кабелів. Кабелі, які прокладені в каналах, добре захищені від механічних пошкоджень. В електротехнічних приміщеннях кабельні канали перекривають плитами на рівні підлоги приміщення (рис. 8.10).

Як правило, застосовують канали із збірних залізобетонних елементів. Можливо також спорудження кабельних каналів з монолітного залізобетону. Ширина та висота каналів 300-1200 мм. Канали можуть бути підземними з заглибленням на 300-700 мм або напівпідземними - на 150-300 мм.

Якщо число кабелів, що прокладаються в одному напрямі, невелике, то їх можна прокладати в трубах або прикривати швелерним чи кутовим залізом.

На ділянках, де можуть бути пролиті розплавлений метал або речовина, яка руйнує оболонку кабелів, спорудження кабельних каналів не допускається.



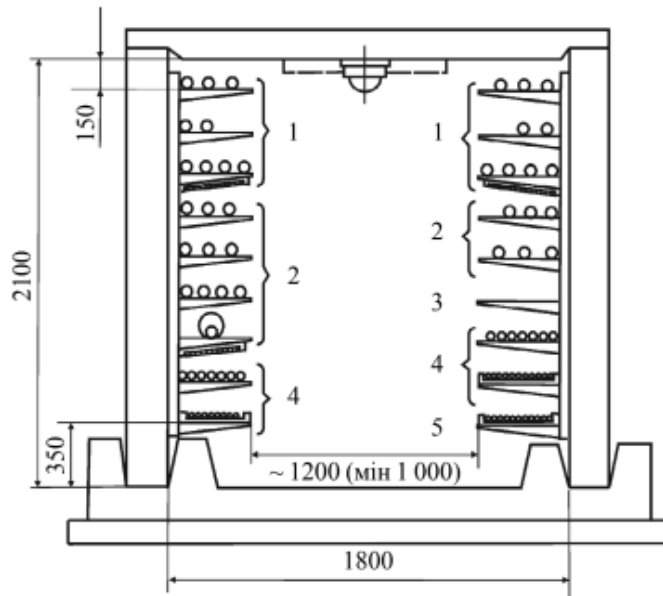
1 - кабельні конструкції; 2 вогнестійка перегородка; 3, 4 силові кабелі напругою понад 1 кВ та до 1 кВ відповідно; 5, 6 контрольні кабелі та кабелі зв'язку.

а) канал зовнішній, б) канал всередині приміщення, в) розміщення кабелів у приміщеннях

Рисунок 8.10 - Прокладка кабелів у каналах

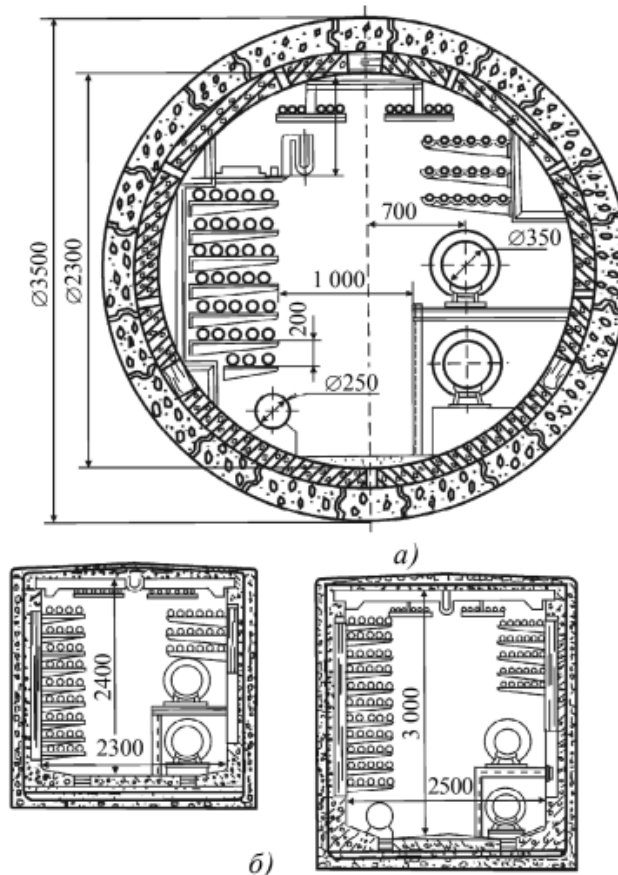
### Прокладка кабелів у тунелях

Здійснюється при великій кількості кабелів (30 і більше), а також за відсутності кабельної естакади. При прокладанні кабелів у тунелях на території промислових підприємств повинні бути передбачені протипожежні заходи (поділ тунелю на відсіки з незалежною вентиляцією, наявність люків для пожежогасіння та ін.). Це найдорожчий спосіб прокладки (рис. 8.11, 8.12).



1 , 2 - силові кабелі напругою понад 1кВ та до 1 кВ відповідно,  
3 - полки для муфт, 4 - контрольні кабелі, 5 - кабелі зв'язку

Рисунок 8.11 - Розміщення кабелів у тунелях



а) тунель круглого перерізу; б) тунель прямокутного перерізу

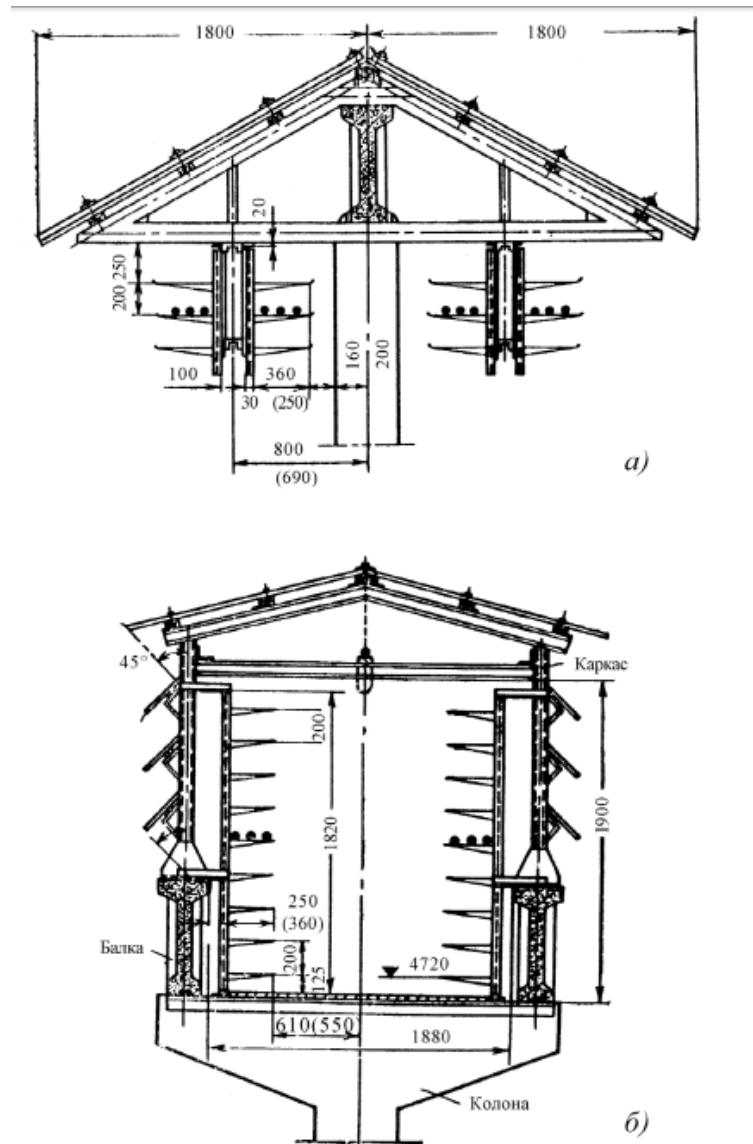
Рисунок 8.12 - Розміщення кабелів та трубопроводів у тунелях

### Прокладка кабелів на естакадах

Її широко застосовують на підприємствах з великими концентрованими навантаженнями та при наявності в ґрунті хімічних реагентів.

Перевагами даної прокладки кабелів є зручність монтажу та експлуатації, можливість проведення монтажних робіт незалежно від повної готовності всього об'єкта, мала імовірність механічних пошкоджень.

Кабельні естакади бувають у вигляді відкритої споруди або у вигляді кабельної галереї відкритого типу (рис. 8.13). Для прокладки кабелів можна також використовувати естакади з технологічними трубопроводами.



а) дволанцюгова естакада, б) галерейна естакада

Рисунок 8.13 - Види кабельних естакад

### Прокладка в блоках

Кабельним блоком називають підземну споруду з каналами, призначеними для прокладки кабелю (рис. 8.14).

Для спорудження кабельних блоків використовують одноотворні (одноканальні) гончарні, азбестоцементні або бетонні труби, які укладаються

в один або декілька рядів у траншею на бетонну основу. Після стикування труби скріплюють бетоном у загальний блок. Для блочної прокладки застосовують збірні багатоканальні бетонні блоки. В місцях з'єднання та відгалуження кабелів, а також на прямих ділянках кабель-них ліній довжиною понад 150 м для полегшення протяжки кабелів через отвори блоків влаштовують колодязі, в які вводять труби блока. Блоки та колодязі, які споруджені у вогих ґрунтах або нижче за рівень ґрунтових вод, покривають гідроізоляцією. Труби в блоках укладають з невеликим нахилом до колодязів, куди стікає вода (рис. 8.15).

Прокладка кабелю в тунелях, каналах і блоках забезпечує його захист від механічних пошкоджень і зменшує витрати на ремонт, який у таких випадках роблять без земляних робіт, не заважаючи пішохідному та автомобільному руху. Але така прокладка кабелю коштує значно дорожче за інші і тому застосовується тільки для особливо відповідальних ліній або магістралей з великою кількістю кабелів.

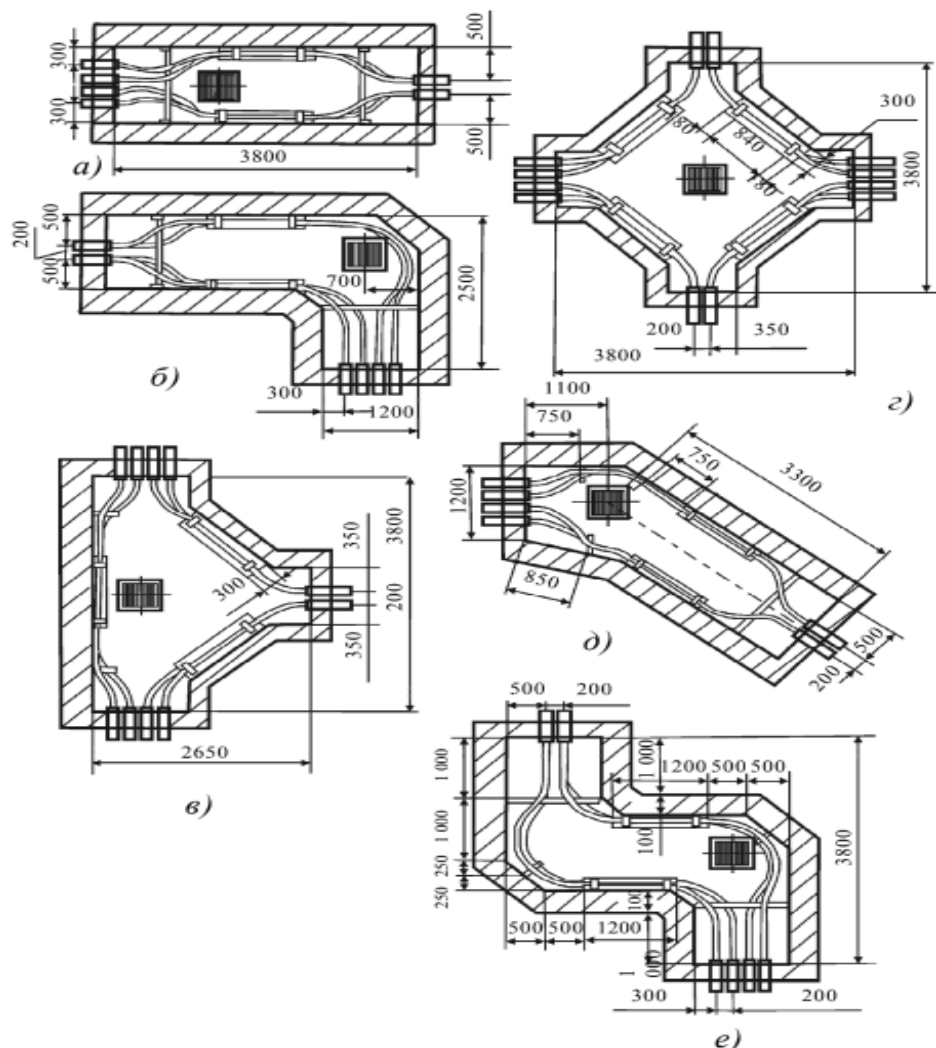


Рисунок 8.14 - Види колодязів при прокладці кабелів у кабельних блоках

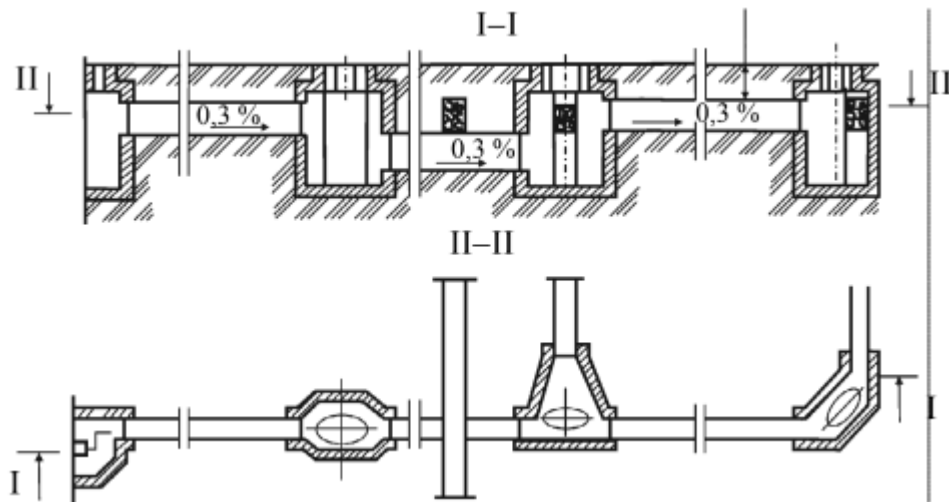


Рисунок 8.15 - Схема розміщення колодязів по трасі

### Конфігурація мереж живлення промислових підприємств

При потужності підприємства близько 100 кВт і наявності електроприймачів тільки третьої категорії живлення здійснюється по одиначній ЛЕП повітряній або кабельній (рис. 8.16).

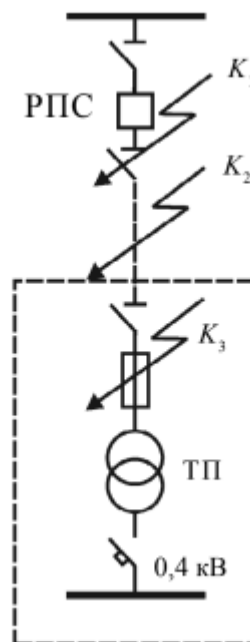


Рисунок 8.16 - Схема живлення невеликих підприємств

При пошкодженні в будь-якій точці електропостачання порушується на тривалий час.

При потужності підприємства близько 1000 кВт і наявності приймачів II і III категорій підприємство може отримувати електроенергію від кільцевої міської мережі (рис. 8.17).

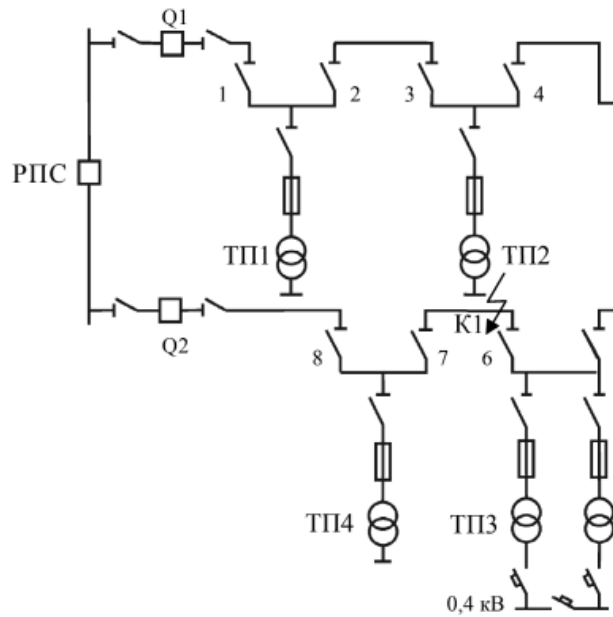


Рисунок 8.17 - Схема живлення підприємства від кільцевої мережі міста

ТП3 - це ТП промислового підприємства.

Інші підстанції для живлення житлових будинків.

Кільцева мережа працює в розімкненому режимі. Наприклад: роз'єднувач 4 знаходиться в розімкненому режимі. Під час аварій мережа працює так.

Наприклад: аварія в точці К1, спрацьовує релейний захист на вимикачі О, і виключає ТП4 і ТП3. Виїзна бригада протягом 30 хв. повинна локалізувати аварію, відключивши роз'єднувачі 6 і 7. Після цього включається роз'єднувач 4 і вимикач О. Електропостачання всіх ТП поновлюється.

Ремонт лінії виконується у зручний для ремонтних робіт час.

При потужності підприємства близько 10 000 кВт і наявності електроприймачів I і II категорій електрична мережа виконується дволанцюговою ЛЕП, повітряною або кабельною (рис. 8.17).

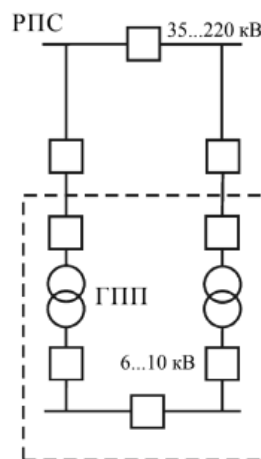
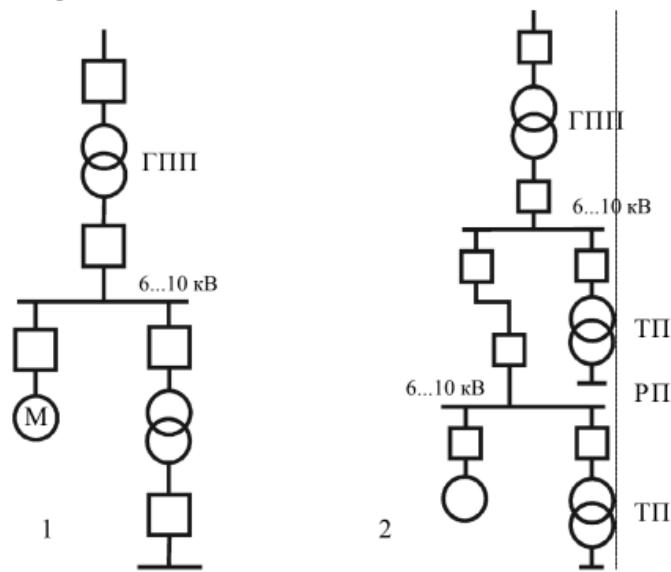


Рисунок 8.18 - Схема мережі живлення великого підприємства

Високовольтні розподільчі мережі можуть бути радіальні та магістральні.

На рис. 8.19 подано схеми радіальних розподільчих мереж промислових підприємств.



1 - одноступенева радіальна мережа, 2 двоступенева радіальна мережа

Рисунок 8.19 - Радіальна розподільча мережа

Одноступенева радіальна схема мережі рекомендується на невеликих і середніх підприємствах, двоступенева на великих підприємствах із значною кількістю високовольтних електроприймачів (високовольтні електродвигуни, електропечі) (рис. 8.19).

Радіальні мережі відзначаються високою надійністю (рис. 8.20).

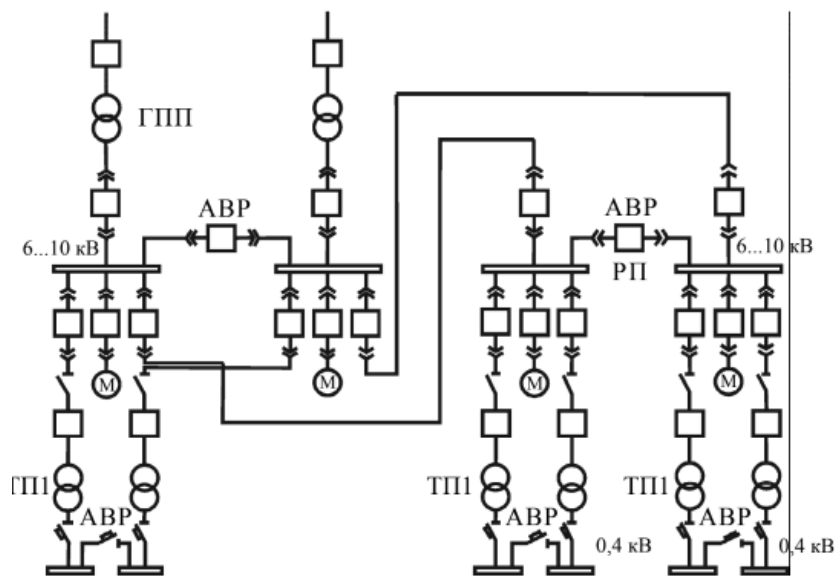


Рисунок 8.20 - Радіальна схема з глибоким резервуванням

Схема застосовується для живлення електроприймачів усіх категорій. Автоматичне включення резерву передбачене на ГПП, РП, ТП (рис. 3.27).

На рис. 8.24 подано найпростішу схему магістральної мережі одностороннім живленням.

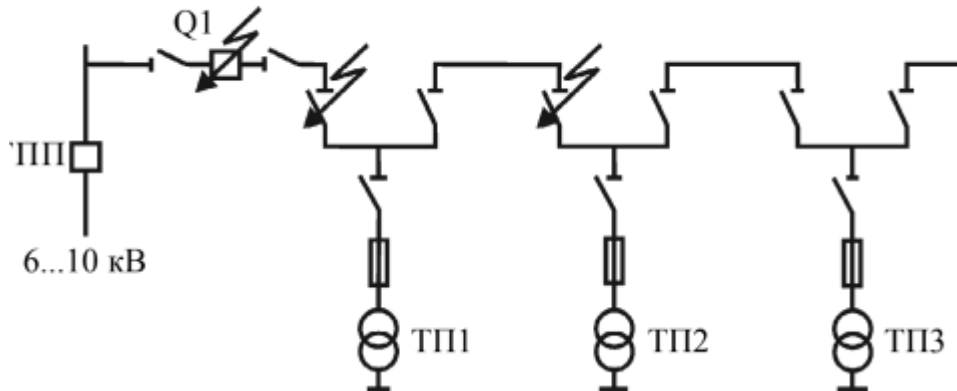


Рисунок 8.21 - Одностороння магістраль з одностороннім живленням

Схема застосовується для живлення електроприймачів тільки III категорії. При виході з ладу одного з елементів (вимикача Q, роз'єднувача) порушується електропостачання всіх електроспоживачів (рис. 8.21).

Для живлення електроприймачів II і III категорій застосовується кільцева магістраль (рис. 8.22).

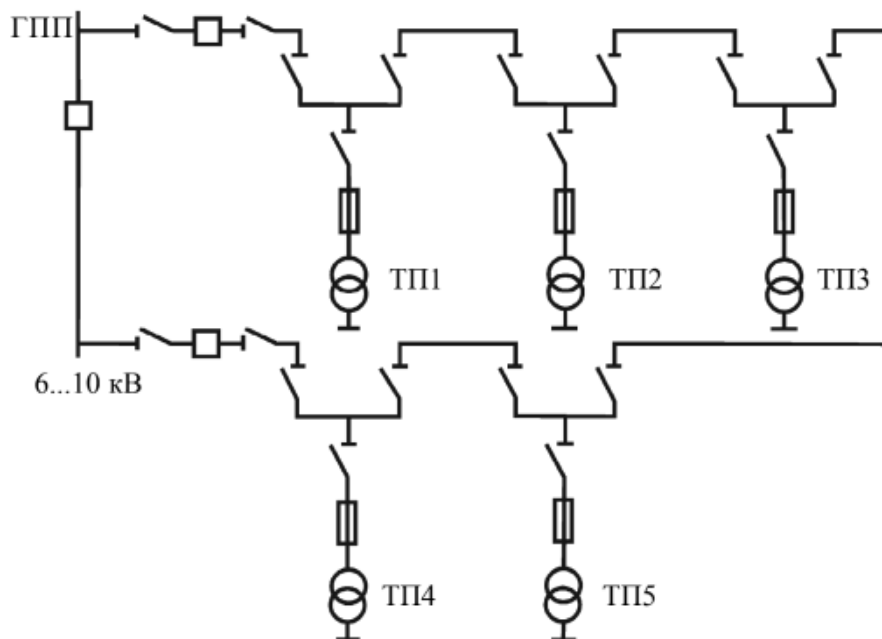


Рисунок 8.22 - Кільцева магістраль

Схема підключається до двох секцій шин однієї підстанції, тобто схема замкнена, але працює в розімкнутому режимі. Один із роз'єднувачів схеми розімкнений.

На великих підприємствах, які мають декілька РП, може застосовуватися одинична магістраль з двостороннім живленням (рис. 8.23).

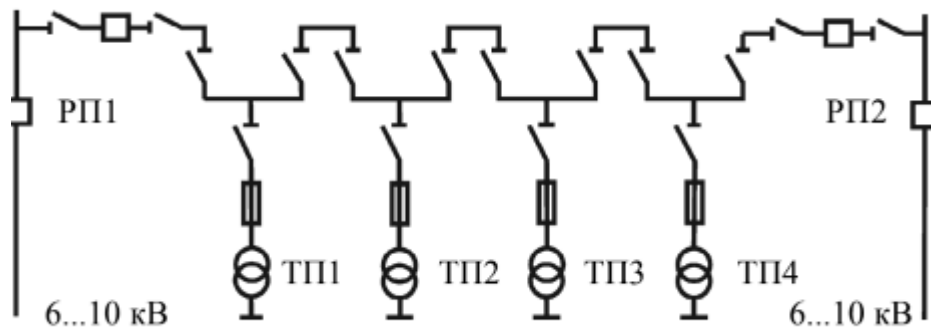


Рисунок 8.23 - Одинична магістраль з двостороннім живленням.

Схема замкнута, але завжди працює в розімкнутому режимі. Рекомендується для живлення електроприймачів II і III категорій.

Для живлення споживачів усіх категорій рекомендується подвійна магістраль (рис 3.31).

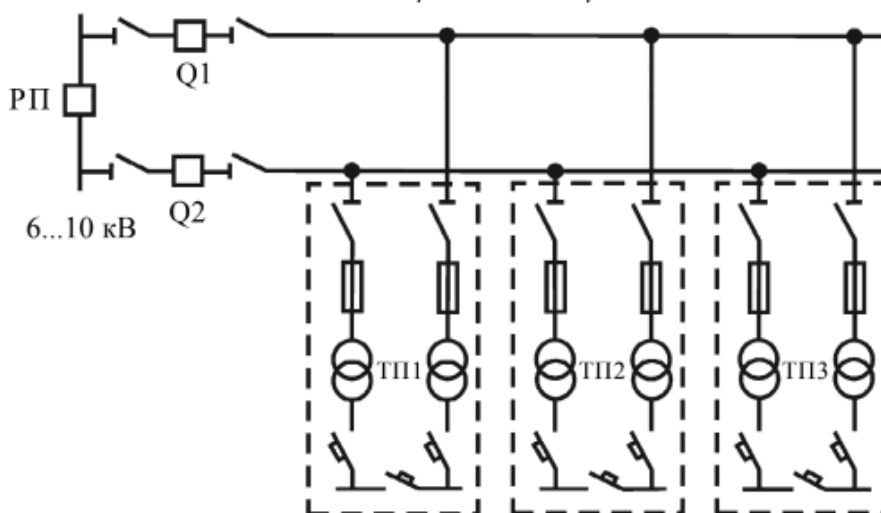
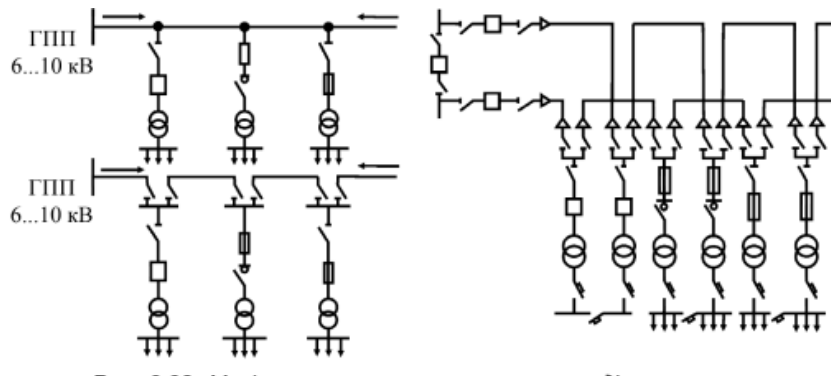


Рисунок 8.24 - Подвійна магістраль

На рис. 8.20-8.24 подані схеми з роз'єднувачем на стороні високої напруги ТП. Але реальні схеми можуть мати інші комутаційні апарати (рис. 8.25).



а- одиначна магістраль; б подвійна магістраль

Рисунок 8.25 - Магістральна високовольтна розподільча мережа

На рис. 8.26 подано схему комбінованої розподільчої мережі.

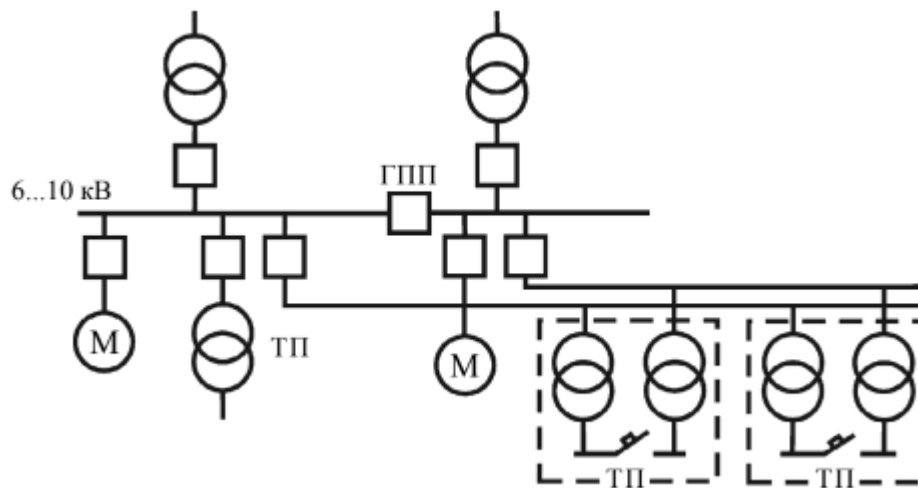


Рисунок 8.26 - Комбінована схема розподільчої мережі

Комбінована схема (рис. 8.26) складається з радіальних і магістральних ліній. При лінійному розміщенні ТП слід віддавати перевагу магістральним лініям. При безсистемному розміщенні ТП - радіальним лініям. Конфігурація розподільчої мережі конкретного підприємства визначається за допомогою генерального плану цього підприємства (рис. 8.27).

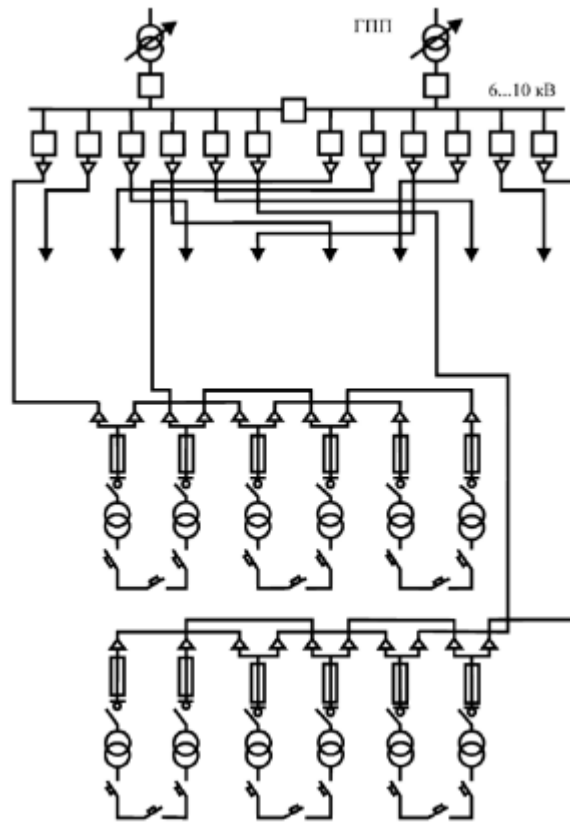


Рисунок 8.27 - Схема високовольтної розподільної мережі підприємства

### Високовольтний струмопровід

Високовольтний струмопровід застосовується, якщо великі споживачі знаходяться на значній відстані від ГПП. Розглянемо два варіанти живлення великих електроприймачів. Перший варіант кабельними лініями (рис. 8.28), другий варіант високовольтним струмопроводом (рис. 8.29).

До переваг високовольтного струмопроводу слід віднести значну економію кабельної продукції, до недоліків суттєве збільшення зони аварії.

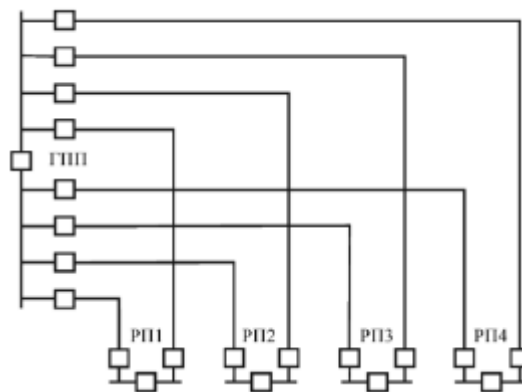


Рисунок 8.28 - Схема розподільної мережі, виконаної кабельними лініями

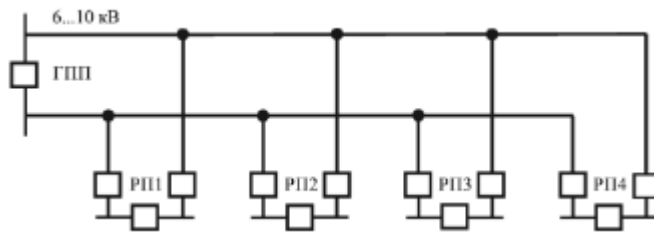


Рисунок 8.29 - Схема розподільчої мережі, виконаної високовольтним струмопроводом

#### Комплектні шинопроводи

В електричних мережах підприємств широко застосовують також шинопроводи. Вони можуть бути відкритими або закритими, а за призначенням їх поділяють на магістральні та розподільчі. Магістральні шинопроводи виготовляють із алюмінієвих шин, розподільчі з алюмінієвих або мідних шин.

Найбільш розповсюджені закриті магістральні шинопроводи серії ШМА та розподільчі закриті шинопроводи серії ШРА з алюмінієвими шинами.

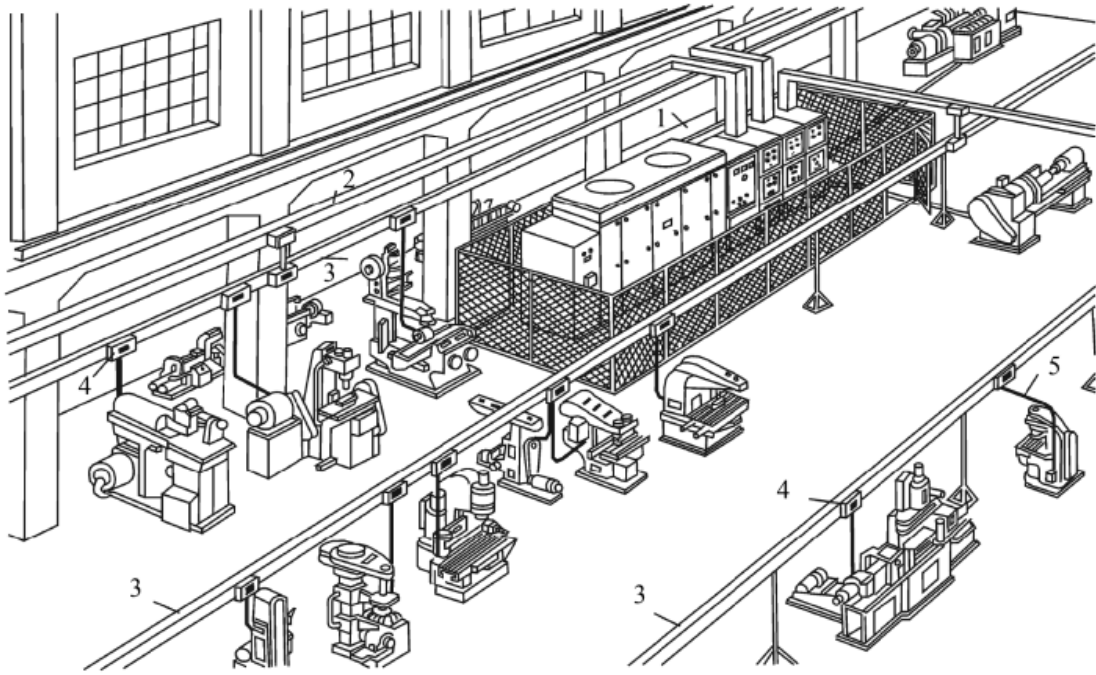
#### Магістральні шинопроводи

Шинопроводи серії ШМА застосовують для передачі електричної енергії трифазного струму частотою 50, 60 Гц напругою до 660 В з глухо-заземленою нейтраллю. Закріплюють їх на нижньому поясі металічних ферм або на кронштейнах чи спеціальних стояках (рис. 8.30, 8.31).

Магістральні шинопроводи в аварійних режимах витримують перевантаження, встановлені для трансформаторів. Номінальні струми шинопроводів прийняті з урахуванням температури навколишнього середовища 40 °С. При інших температурах відповідно змінюється допустимий струм шинопроводу. В машинобудівельних цехах температура навколишнього середовища менша 40 °С і це треба враховувати при виборі шинопроводів,

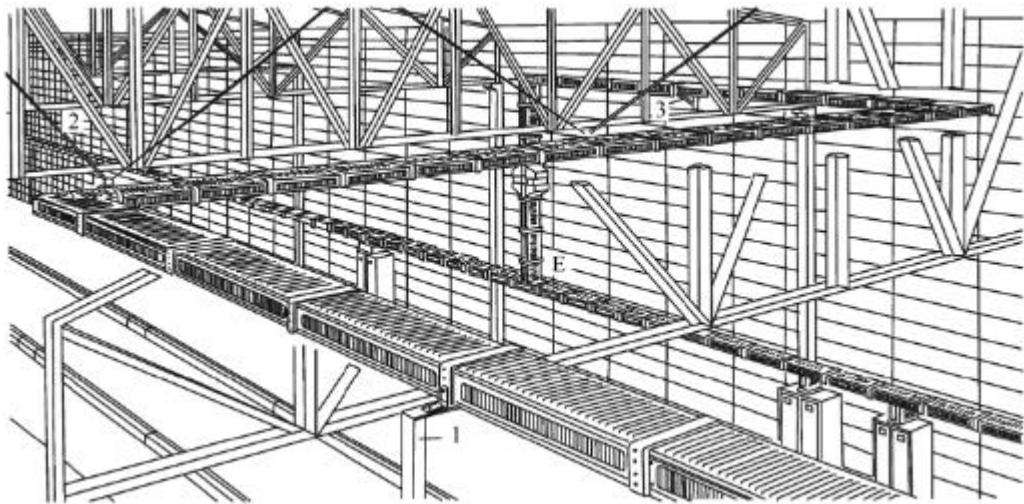
Зараз промисловістю випускаються шинопроводи для мереж постійного струму типу ШМАД. Їх можуть використовувати для з'єднання перетворювачів з електродвигунами приводів і механізмів прокатних станів, а також для електричних мереж постійного струму в промислових установках загального призначення напругою до 500 В. Приміщення, в яких застосовують шинопроводи, мають бути обладнані засобами автоматичного пожежогасіння.

Шинопроводи типу ШМА складаються з таких секцій прямих довжиною 750, 1500, 3000, 4500 та 6 000 мм; кутових з вигином шин на площину та ребро; трійникових (вертикальних і горизонтальних); відгалужувальних; секцій регулювання довжини. Крім того, в шинопровід входять торцева та кутова кришки та болтовий стискач. Відгалуження на магістральних шинопроводах можна здійснювати тільки в місцях з'єднання секцій (рис. 8.32).



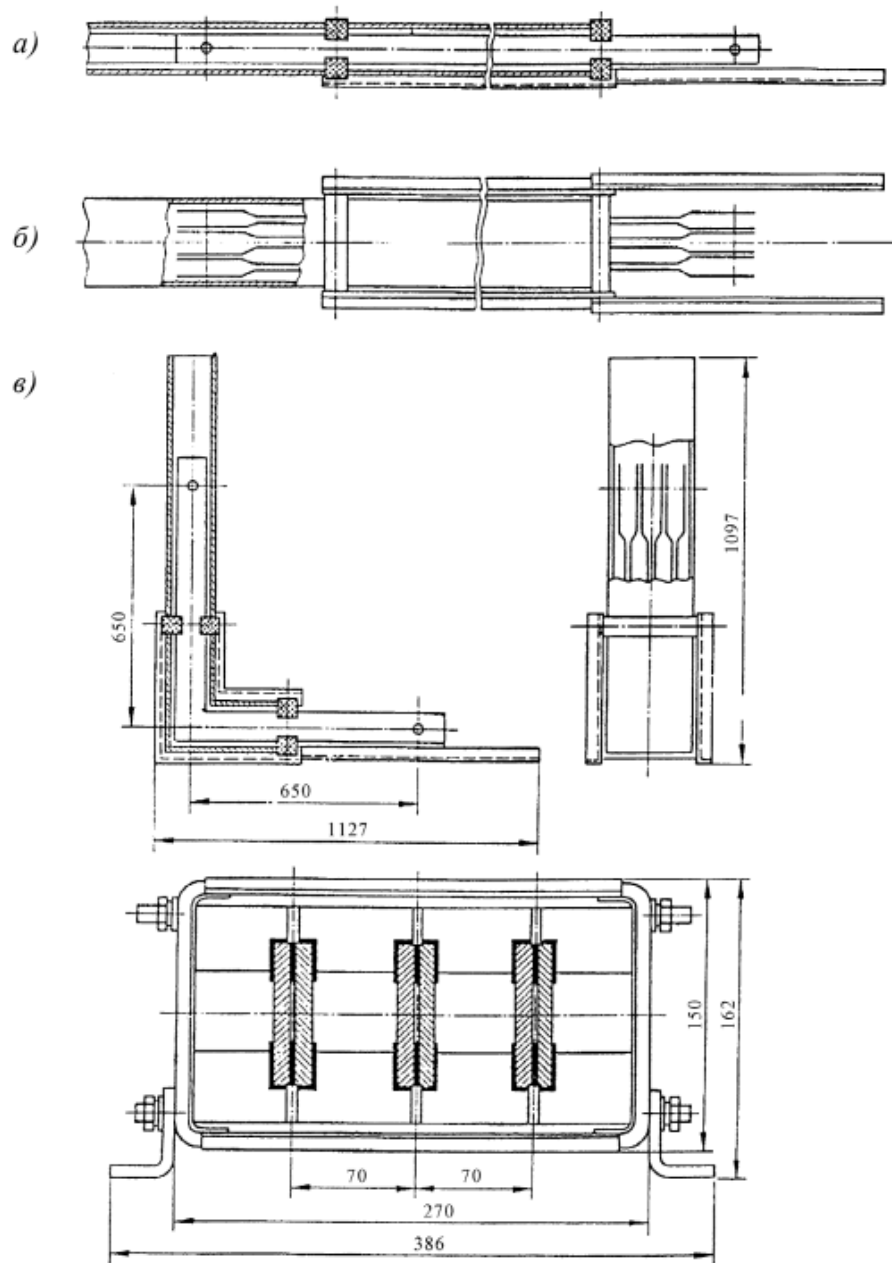
1 - КТП, 2- магістральний шинопровід, 3 - розподільчий шинопровід, 4 відгалужувальна коробка, 5 підключення окремого електроприймача до розподільчого шинопроводу

Рисунок 8.30 - Розподілення електроенергії в цеху за допомогою шинопроводів



1- на стойках, 2-на тросах, 3 на кронштейнах

Рисунок 8.31 - Способи прокладки магістрального шинопроводу типу ШМА в цеху



а) пряма секція; б) кутова секція; в) розміщення шин за методом "спарених фаз"

Рисунок 8.32 - Магістральний шинопровід серії ШМА

Кутові секції використовують для поворотів трас на  $90^\circ$  в горизонтальній та вертикальній площинах. Для відгалужування шинопроводу на три напрями є трикутні горизонтальні та вертикальні секції.

Довжину секції регулювання можна змінювати в межах 500-1050 мм. обрізанням кожуха чи шин. Їх застосовують у місцях підведення до обладнання, в місцях проходження шинопроводу через стіни та перекриття приміщень.

Приєднувальні секції використовують для з'єднання ввідних шаф низької напруги КТП. Ці секції бувають нормальними та фазувальними (із

зворотним чергуванням фаз) і призначені для зберігання фазування шин КТП, що розташовані на кінцях однієї магістралі (рис. 8.32).

Гнучкі секції виконані з великої кількості одножильних ізолюваних проводів марки АПВ перерізом 95-120 мм<sup>2</sup> (12 на фазу) застосовують ся для перетину будівельних перешкод, коли це важко виконати кутовими секціями. Гнучка секція може бути вигнута під кутом 90° 180°.

Відгалужувальні секції шин шинопроводу виготовляються двох видів: для безпосереднього (глухого) приєднання до шинопроводу та для приєднання за допомогою комутаційного апарата. При цьому секції з глухим приєднанням до шинопроводу виконуються у двох модифікаціях, з нижнім і боковим виводом, що дуже важливо при приєднанні до споживачів. Ці секції можуть бути встановлені під шинопроводом або над ним.

Відгалужувальні секції глухого приєднання використовують, коли відстань між ввідною шафою електроприймача і шинопроводом не перевищує 3-5 м. Збільшення цієї відстані до 80 м можливе за умови встановлення в місці відгалужування захисного апарата.

Коли необхідний комутаційний апарат в головній частині відгалуження, використовують відгалужувальну секцію (за відсутності такого апарата у ввідній шафі електроприймача).

Перехідна секція з одного шинопроводу на інший застосовується, якщо мережа ступінчата за струмом, або для переходу на кабель.

Підключення ШМА до розподільчих пристроїв (шаф) підстанцій типу КТП виконується через приєднувальні секції ШМА, які з'єднуються з комутаційно-захисною апаратурою, що розміщена в шафах КТП.

#### Розподільчі шинопроводи.

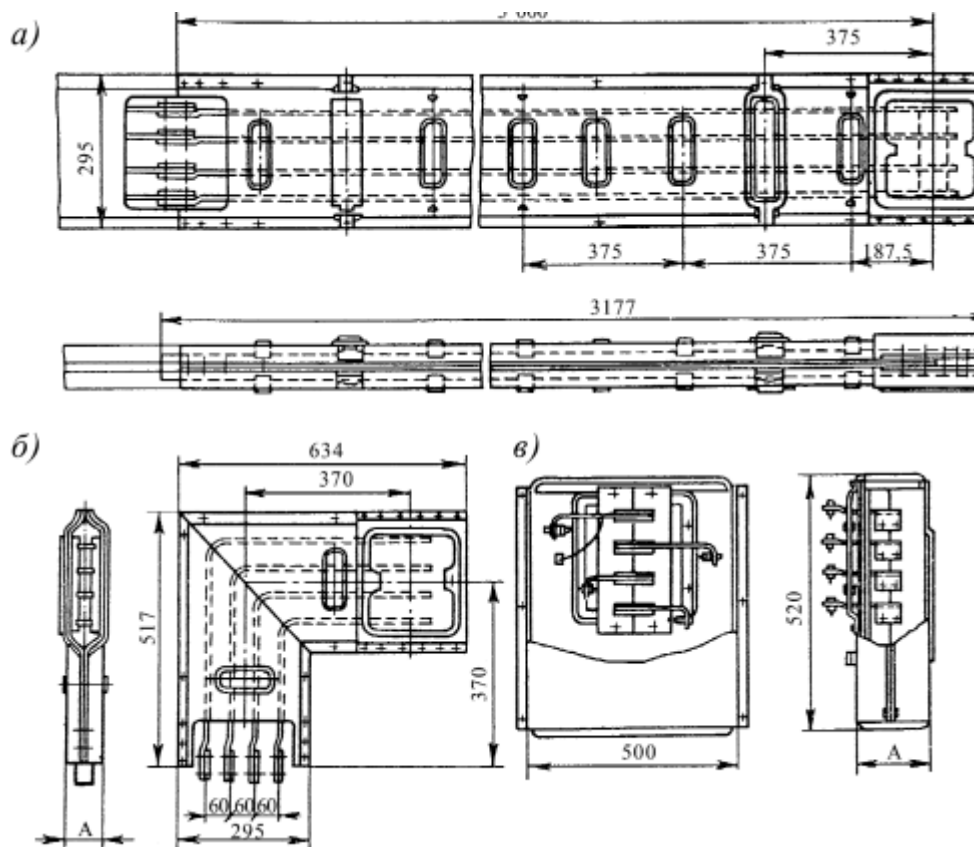
Шинопроводи до шин підстанцій приєднують кабелем або проводом, який підводиться до ввідної коробки, що встановлюється в місці з'єднання двох секцій шинопроводу. До магістральних шинопроводів, їх, як правило, приєднують через ввідну коробку, що встановлена на розподільчому шинопроводі, і з'єднується з відгалужувальною секцією магістрального шинопроводу кабельною перемичкою. Підключення електроприймачів цеху до шинопроводів показано на рис. 8.30.

Розподільчий шинопровід серії ШРА застосовується всередині приміщень в розподільчих електричних мережах трифазного струму частотою 50 і 60 Гц напругою 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю (рис. 8.32).

Шинопровід ШРА4-100-44-1УЗ комплектується такими секціями: прямою L = 2 000 мм для двох відгалужень, L = 3 000 мм для трьох і шести відгалужень, L = 1000 мм для одного відгалуження та L = 750 мм для одного відгалуження; прямою L = 3 000 мм без відгалуження; гнучкою; кутовою; ввідною з відгалужувальними коробками і запобіжниками на 25 А або автоматичними вимикачами на такий же струм. Цей шинопровід забезпечує штепсельне приєднання три- та однофазних електроприймачів

(верстатів, електроінструментів, обладнання, що встановлюється на конвеєрах і автоматичних лініях та ін.).

Шинопроводи ШРА4-250-32-1У3 та ШРА4-630-32-1У3 застосовують у приміщеннях з нормальним навколишнім середовищем.



а, б пряма та кутова секції відповідно; в - коробка для вводу

Рисунок 8.32 - Розподільчий шинопровід серії ШРА.

Вони комплектуються такими секціями: прямо  $L = 3\ 000$  мм для двох відгалужень або  $L = 1\ 000$  мм для чотирьох відгалужень; кутовою (у вертикальній та горизонтальній площинах), ввідною з відгалужувальними коробками з запобіжниками на 100 А, автоматичними вимикачами на 100 А, 160 А, 250 А, роз'єднувачами на 160 А, 250 А та 400 А.

Шинопроводи типу ШРПУ3 призначені для використання в приміщеннях з пильним середовищем, а також у пожежонебезпечних приміщеннях (П-ІІ та П-Па). Це захищені від пилу шинопроводи виконання IP54. Вони комплектуються такими секціями: прямою  $L = 1\ 000$  мм;  $L = 3\ 000$  мм; секцією регулювання довжини; кутовою; перехідною на 250 А, 400 А, 630 А; ввідною з відгалужувальними коробками з запобіжниками на 100 А, автоматичними вимикачами на 100 А, 160 А, 250 А, роз'єднувачами на 160 А та 250 А.

Електроприймачі підключаються до розподільчого шинопроводу спеціальними відгалужувальними коробками на 100 А, автоматичними вимикачами та роз'єднувачами на різні струми.

На бокових сторонах прямих секцій передбачаються спеціальні вікна, що автоматично закриваються шторками для безпечного приєднання відгалужувальних коробок до шинопроводу.

Підведення живлення до шинопроводів здійснюється як в кінці, так і в середині лінії, тобто в будь-якій точці, через ввідну секцію. Ввідна секція, як правило, повинна мати номінальний струм вищий, ніж у інших секцій шинопроводу.

За вимогами техніки безпеки, при відкриванні кришки відгалужувальної коробки електроприймач вимикається. Якщо відгалуження до електроприймача не потребує захисту, тоді на кришці коробки встановлюють ножі, які при закритій кришці входять в губки патронприймача. Керування установочним апаратом, змонтованим всередині відгалужувальної коробки, виконується рукояткою, що закріплена на стінці коробки.

Шинопроводи встановлюють на спеціальних стояках, на стінах, на кронштейнах, на колонах будівель та ін.

Промисловість також випускає спеціальні види шинопроводів: освітлювальні та тролейні.

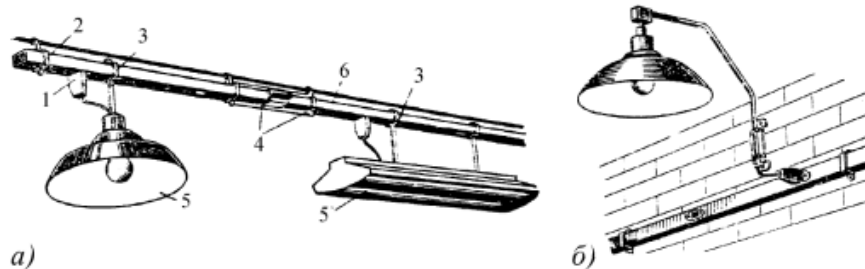
#### Освітлювальні шинопроводи.

Такі шинопроводи застосовують для живлення світильників і електроприймачів невеликої потужності у виробничих і електротехнічних приміщеннях і випускаються на напругу 380/220В. Допускається їх використання в пожежонебезпечних приміщеннях будь-яких класів, а також у приміщеннях з пильним середовищем.

Шинопроводи виготовляють у вигляді окремих секцій (прямих, кутових, ввідних, гнучких та ін.). Електричне з'єднання окремих секцій між собою штепсельне (рис. 8.34, 8.35).

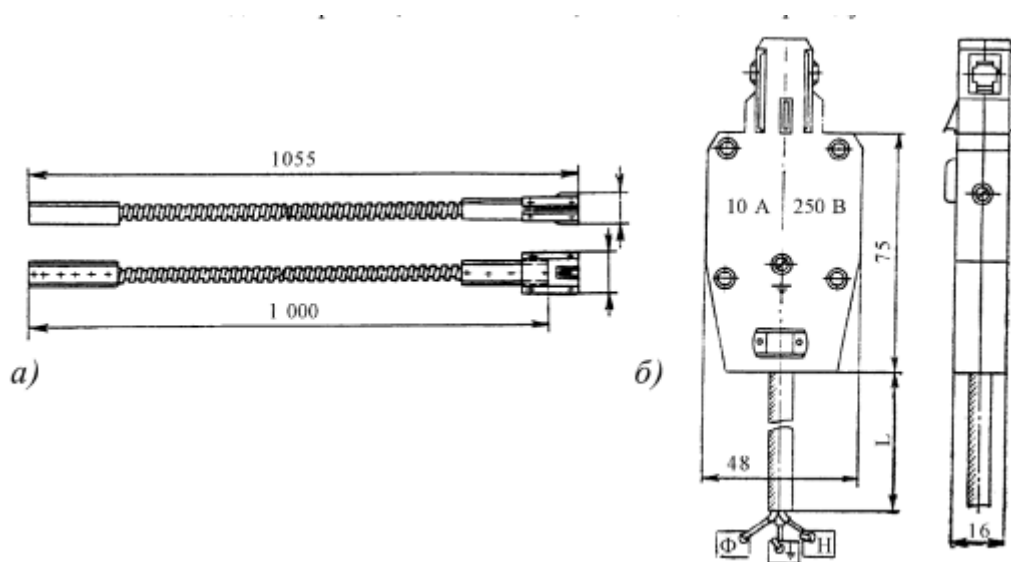
Механічне з'єднання суміжних секцій виконують за допомогою з'єднувальних муфт. Прямі секції забезпечені штепсельними вікнами-розетками для приєднання електроприймачів. Ці вікна розташовані через 0,5 м.

Шинопровід монтується за допомогою спеціальних монтажних деталей для кріплення на стінах, будівельних фермах, тросах, кронштейнах і безпосередньо до розподільчого шинопроводу.



а) на тросі, б) до стін цеху. 1 штепсель, 2, 3 хомути кріплення шинопроводу, 4- підвіска тросова, 5 світильник, 6 секція шинопроводу

Рисунок 8.34 - Приклади кріплення освітлювального шинопроводу



а) - гнучка секція, б) штепсель

Рисунок 8.35 - Елементи освітлювального шинопроводу

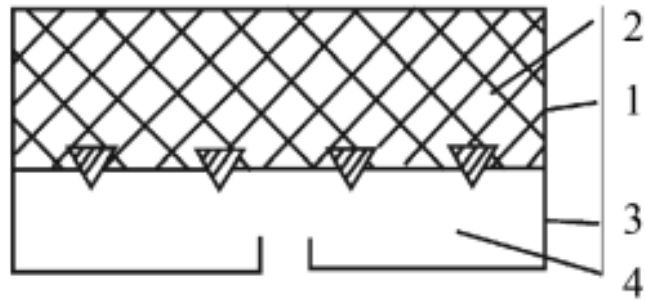
Тролейні шинопроводи.

Такі шинопроводи типу ШТМ на струм 100 А, 250 А, 400 А застосовують у виробничих приміщеннях для ліній змінного струму, що живлять трифазні та однофазні пересувні електроприймачі, крани, кран-балки, тельфери та різні електрифіковані інструменти напругою до 660 В.

Шинопроводи ШТМ76-УЗ використовують для живлення пересувних електроприймачів з автоматичним адресуванням вантажів.

Конструкції типу ШТМ виготовляють на струми 100...400 А.

Якщо не можна застосовувати шинопроводи типу ШТМ, живлення електроприймачів пересувних підйомно-транспортних пристроїв здійснюють гнучким кабелем, підвішаним до тросу на кільцях, роликах, рухомих каретках або кабелем, що намотується на спеціальні кабельні барабани. На тельферах і кранах невеликої вантажопідйомності застосовують, головним чином, гнучкі кабелі (КРПТ, ГРШ). Для живлення по-тужних транспортних пристроїв використовують тролєї зі сталі різних профілів або алюмінієвого сплаву. При кількості кранів більше одного необхідно на тролєях передбачати ремонтні ділянки, які розташовують у незаповнених технологічним обладнанням місцях. Живлення підлогових електрифікованих візків здійснюють тролєями, розміщеними в тунелях. Допускається також використання гнучких кабелів, які прокладають у спеціальному каналі.



1- тролей з фосфористої бронзи, 2 - ізоляція, 3 - корпус з листової сталі, 4 - простір для каретки з ковзунковим контактом

Рисунок 8.36 - Конструкція тролейного шинопроводу

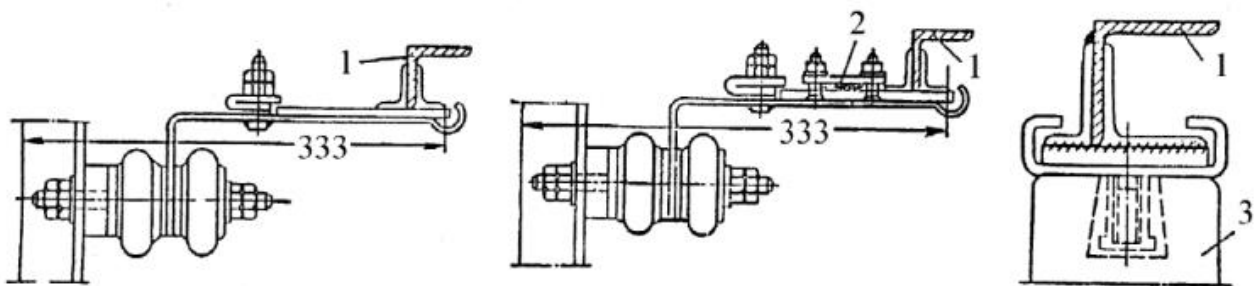
### Мережі рухомих споживачів

У цехах до рухомих споживачів відносяться: мостові крани, козлові крани, в кар'єрах - електроекскаватори. В нормальних приміщеннях для живлення мостових кранів використовують тролейний шинопровід або сталеві тролей з кутової сталі. При значних струмах паралельно тролей прокладають алюмінієву шину (рис. 8.37, 8.38, 8.39, 8.41).

У пожежо- і вибухонебезпечних приміщеннях крани отримують живлення за допомогою гнучкого кабелю КРПТ. Кабель кріпиться на тросі і пересувається на тросі разом з краном (рис. 3.47).

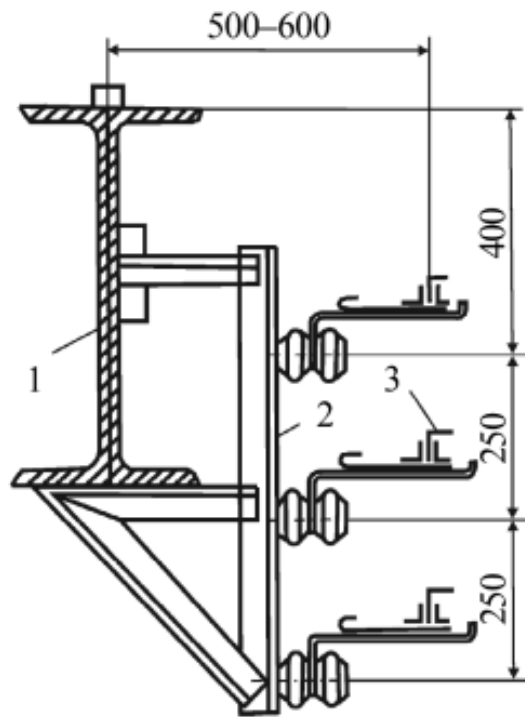
Для живлення козлових кранів використовується цей же кабель КРПТ, але прокладають його по землі в дерев'яному коробі.

Для підключення ручного електроінструмента рекомендується тролейний шинопровід типу ШТМ.



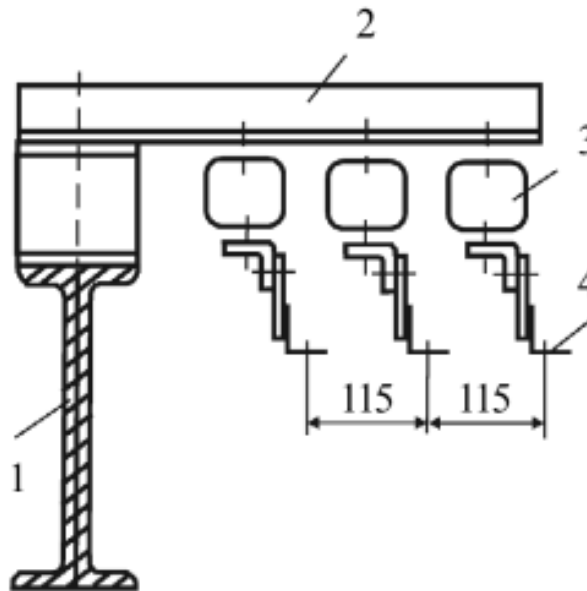
1- тролей, 2 - алюмінієва шина, 3 - тролейний ізолятор

Рисунок 8.37 - Вузли кріплення тролей з кутової сталі



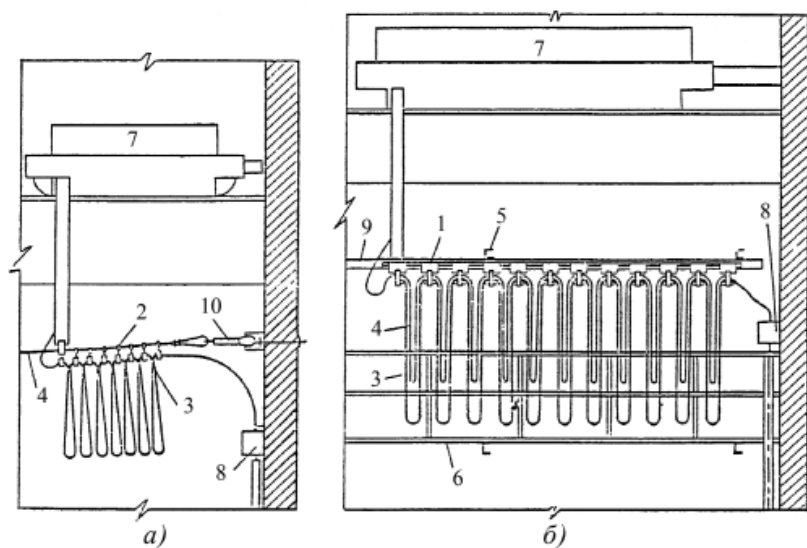
1 - підкранова балка, 2 - опорна конструкція, 3 – тролей

Рисунок 8.38 - Прокладка тролей на підкранових балках



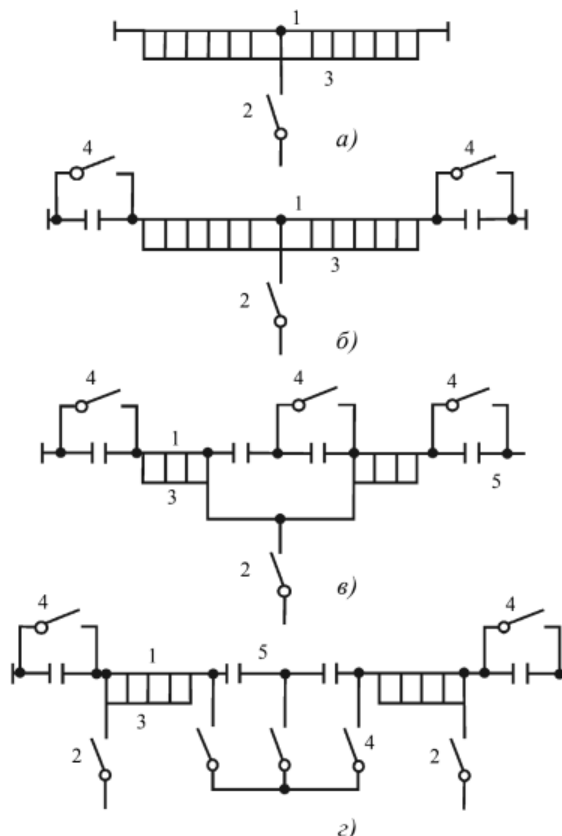
1- монорейка, 2 опорна конструкція, 3- тролейний ізолятор,  
4 - тролей

Рисунок 8.39 - Прокладка тролей на монорейках тельферів



а) на скобах; б) на каретках. 1 - каретка, 2 - скоба, 3 - гнучкий кабель, 4 - струна, 5 - консоль, 6 - площадка для обслуговування, 7 - кран, 8 - коробка вводу, 9 - балка, 10 - натяжна муфта

Рисунок 8.40 - Живлення пересувних механізмів гнучким кабелем



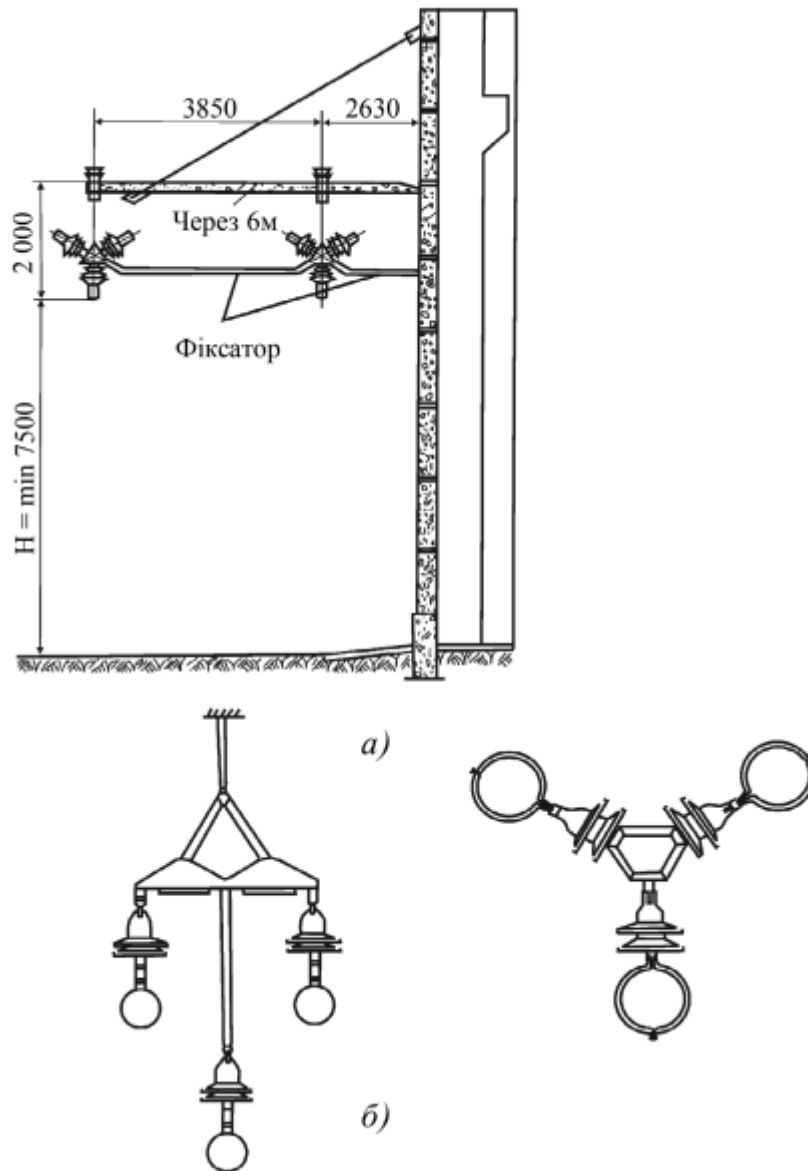
а) для одного крана; б) для двох кранів; в) для трьох та більше кранів; г) схема живлення від двох джерел. 1 - тролейна лінія, 2 - вимикач, 3 - лінія допоміжного живлення, 4 - секційний вимикач, 5 - ремонтна секція

Рисунок 8.41 - Схеми живлення тролейних ліній

## Відкриті струмопроводи

Шинопроводи з жорстким ошиновуванням використовують переважно при напругах 6 кВ і 10 кВ, а іноді напругою 35 кВ. Конструкції струмопроводів розрізняються розміщенням фаз, типом ізоляторів і їх кріпленням, матеріалом, формою та розміром шин (рис. 8.42).

Шини струмопроводів головним чином виготовляють з алюмінію або його сплавів. При струмах до 2 000 А пакет складається з плоских шин, а при більших струмах з шин швелерного профілю.



а) монтаж струмопроводу на кронштейні, що кріпиться до стінки корпусу; б) кріплення фаз гнучкого струмопроводу

Рисунок 8.42 - Високовольтний струмопровід

Мережі вибухонебезпечних приміщень.

Світильники та двигуни по можливості слід монтувати за межами вибухонебезпечних приміщень.

У приміщеннях класу В-1, В-Ia повинні застосовуватися тільки мідні провідники.

Усі лінії захищаються від струмів КЗ та від перевантажень. Провідники до асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором вибираються за струмом  $1.25 I_{ном}$  двигуна (крім зон класу В-1б та В-Iг).

Забороняється застосовувати неізольовані провідники.

Гнучкий струмопровід виконується тільки гнучким кабелем з мідними жилами, гумовою ізоляцією та гумовою оболонкою.

Кабелі та провoda з поліетиленовою ізоляцією чи оболонкою забороняється застосовувати у вибухонебезпечних приміщеннях усіх класів. Кабелі не повинні мати зовнішнього покриття з горючих матеріалів (джут, бітум та ін.). Також забороняється застосовувати з'єднувальні та відгалужувальні муфти.

Отвори у стінах, підлогах для проходу кабелю чи труби електропроводки щільно закривають негорючими матеріалами.

Забороняється застосовувати шинопроводи в приміщеннях класу В-1, В-Ir, В-II, В-IIa.

Зовнішні кабельні канали дозволяється споруджувати на відстані не менше 1,5 м від стін приміщень. Місця входу в приміщення засипаються піском по довжині не менше 1,5 м.

Дозволяється прокладка кабелів у блоках, але місця з'єднання блоків та отвори для виходу кабелів з блоку щільно закриваються негорючими матеріалами.

Кабельні тунелі на підприємствах з вибухонебезпечними зонами, як правило, не споруджуються. Рекомендується широке застосування естакад.

Нульові захисні провідники повинні знаходитися у спільній оболонці чи трубі з фазними провідниками.

Обладнання у приміщеннях класу В-1, В-II застосовується тільки вибухобезпечне, в зонах класу В-Ia, В-Iг з підвищеною надійністю проти вибуху, в зонах В-1б, В-IIa зі ступенем захисту IP44 та IP54 відповідно.

## Висновки

1. Системи каналізації електричної енергії на промислових підприємствах включають широкий спектр способів прокладання електричних мереж — від проводів і кабелів до шинопроводів і струмопроводів. Вибір конкретного рішення залежить від призначення мережі, умов середовища та вимог до надійності.

2. Основні типи електропроводок — струнні, тросові, у коробах, лотках і трубах. Вони відрізняються рівнем механічного захисту, трудомісткістю монтажу та можливістю індустріалізації процесу.

3. При проектуванні цехових мереж важливо враховувати вимоги ПУЕ щодо розміщення апаратів захисту, зокрема у місцях зміни перерізу провідників, приєднання відгалужень і у вибухонебезпечних зонах.

4. Кабельні лінії (ЛЕП) — основний засіб передачі електроенергії всередині підприємства. Вони можуть прокладатися відкрито на конструкціях, у траншеях, каналах, тунелях, естакадах і блоках, кожен спосіб має свої технічні та економічні переваги.

5. Конфігурація систем живлення залежить від потужності підприємства:

- до 100 кВт — одиночна лінія;
- до 1 МВт — кільцева міська мережа;
- до 10 МВт і більше — дволанцюгові або комбіновані схеми з резервуванням.

6. У великих промислових цехах застосовують високовольтні струмопроводи та комплектні шинопроводи (ШМА, ШРА), що забезпечують гнучкість монтажу, компактність і високу надійність системи.

7. Особливу увагу приділено тролейним і освітлювальним шинопроводам, які забезпечують живлення рухомих механізмів (крани, тельфери) та систем освітлення.

8. Для вибухонебезпечних приміщень передбачені суворі вимоги до вибору матеріалів, ізоляції, апаратури та методів монтажу. Заборонено використання горючих матеріалів, поліетиленової ізоляції, шинопроводів та муфт.

9. Правильний вибір схеми, способу прокладки і типу обладнання дозволяє забезпечити надійність, безпеку, економічність і довговічність систем електропостачання промислових підприємств.

#### Контрольні питання

1. Які основні види електропроводок застосовуються на промислових підприємствах?

2. У яких випадках доцільно використовувати тросові електропроводки?

3. Які переваги має прокладання кабелів у лотках і коробах порівняно з трубами?

4. Які вимоги ПУЕ висуваються до встановлення апаратів захисту у цехових мережах?

5. Які переваги має кабельна лінія у порівнянні з повітряною?

6. Назвіть основні способи прокладання кабелів у промислових мережах.

7. У чому полягає різниця між радіальною, магістральною та комбінованою схемами розподільчих мереж?

8. Для яких категорій електроприймачів застосовується подвійна магістраль?

9. Які переваги має використання шинопроводів типу ШМА та ШРА у порівнянні з традиційними кабельними мережами?

10. У яких випадках доцільно застосовувати високовольтні струмопроводи?
11. Які особливості конструкції тролейних шинопроводів і для чого вони призначені?
12. Які вимоги висуваються до електромереж у вибухонебезпечних приміщеннях?
13. Які матеріали заборонено використовувати для ізоляції кабелів у вибухонебезпечних зонах?
14. Які заходи необхідно передбачити при прокладанні кабелів у тунелях і блоках?
15. Які критерії визначають вибір конфігурації мережі живлення промислового підприємства?

#### Використана література

1. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2020. 200 с.
2. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств : підручник. Вінниця : Нова Книга, 2004. 656 с.

## ТЕМА 9. ВИЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В МЕРЕЖАХ ДО 1000 В ТА ВИЩЕ

Розрахунок струмі коротких замикань в розподільчих цехових електричних мережах.

Причини та наслідки КЗ.

Порушення нормального режиму роботи електроустановок і систем електропостачання переважно зумовлені короткими замиканнями та замиканнями на землю. Коротким замиканням (КЗ) називають будь-яке не передбачене нормальним режимом електричне з'єднання між струмовідними частинами, що належать до різних фаз. Замиканням на землю називають будь-яке не передбачене нормальним режимом з'єднання струмовідних частин із землею.

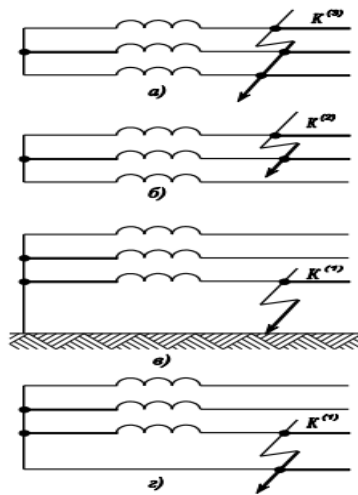
Основними причинами виникнення коротких замикань і замикань на землю є природне старіння або механічне пошкодження ізоляції, перекриття відкритих струмовідних частин, а також комутаційні й атмосферні перенапруги. У разі короткого замикання загальний опір проводів і струмовідних частин системи електропостачання зменшується, що призводить до зростання струмів і зниження напруги, особливо в місці виникнення КЗ.

Як правило, у точці короткого замикання виникає електрична дуга, яка створює перехідний опір. Безпосереднє коротке замикання без перехідного опору називають металевим КЗ. Нехтування перехідним опором спрощує розрахунки та дає змогу отримати максимальне значення струму короткого замикання за тих самих вихідних умов, що є особливо важливим під час вибору електричної апаратури.

Струми короткого замикання в електроустановках можуть досягати значних величин. Такі аварійні струми становлять небезпеку для апаратури та струмовідних частин електроустановок, оскільки можуть спричинити їх перегрівання понад допустиму температуру та створити значні механічні навантаження.

У трифазній системі електропостачання можливі три основні види коротких замикань: трифазне, двофазне та однофазне (рис. 9.1).

При трифазному КЗ три фази з'єднуються між собою (рис. 9.1, а). Струм, напруга, потужність і точка трифазного КЗ позначаються:  $I^{(3)}$ ,  $U^{(3)}$ ,  $S^{(3)}$ ,  $K^{(3)}$ . Двофазне КЗ характеризується замиканням двох фаз між собою (рис. 9.1, б), умовні позначки:  $I^{(2)}$ ,  $U^{(2)}$ ,  $S^{(2)}$ ,  $K^{(2)}$ . При однофазному замиканні спостерігається замикання однієї з фаз на землю (рис. 9.1, в) або на нульовий провід (рис. 9.1, г). Умовні позначки наступні:  $I^{(1)}$ ,  $U^{(1)}$ ,  $S^{(1)}$ ,  $K^{(1)}$ . Трифазні КЗ є симетричними, тому що при цьому всі фази виявляються в однакових умовах, і симетрія струмів і напруг не порушується. Всі інші види КЗ несиметричні. Найчастіше виникають однофазні (до 65% загального числа замикань) і значно рідше – трифазні (5%).



а - трифазне; б - двофазне; в - однофазне на землю; г- однофазне на нульовий провід

Рисунок 9.1 - Види коротких замикань.

Визначити заздалегідь, який саме вид короткого замикання буде найбільш важким для системи електропостачання, досить складно. Тому залежно від мети розрахунку зазвичай визначають струми короткого замикання як для симетричних, так і для несиметричних КЗ. Практика розрахунків свідчить, що найбільш небезпечними режимами для системи електропостачання є трифазні та двофазні короткі замикання.

Зазначені пошкодження характеризуються виникненням аварійних струмів, які значно перевищують струми нормального режиму роботи. Однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю або нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор, не належать до коротких замикань і не супроводжуються істотною зміною струмів у струмовідних частинах системи електропостачання. Як правило, такі пошкодження не становлять значної небезпеки для елементів розподільної мережі.

На шинах електроустановок короткі замикання можуть виникати внаслідок забруднення або пошкодження шинних ізоляторів, введів вимикачів і вимірювальних трансформаторів, помилкових дій персоналу з шинними роз'єднувачами, а також через поломку ізоляторів роз'єднувачів і вимикачів під час виконання оперативних перемикачів. Імовірність пошкодження на шинах є відносно невеликою, однак такі аварії можуть мати досить тяжкі наслідки для системи електропостачання загалом.

Більшість пошкоджень в електричних мережах, особливо на лініях електропередавання, супроводжується виникненням електричної дуги. Протягом кожного півперіоду опір дуги суттєво змінюється, впливаючи на величину струму та форму напруги, особливо в разі міжфазних замикань. Для оцінювання роботи окремих видів захисту доцільно враховувати опір дуги, зокрема для захистів із витримкою часу. У таких випадках опір дуги



При виткових замиканнях в обмотках електричних машин значення аварійного струму від джерела живлення та місця ушкодження теоретично може бути визначено вираженням

$$I_K = \frac{W_K \cdot I_{K.B.}}{W}$$

де  $W_K$  і  $W$  – число витків відповідно закорочених і всього в даній фазі трансформатора;  $I_{K.B.}$  – струм у закорочених витках.

З формули видно, що зі зменшенням кількості закорочених витків зменшується струм  $I_K$ , який надходить із мережі, тоді як значення струму  $I_{K.B.}$  є порівняним зі струмами міжфазних коротких замикань. За малої кількості закорочених витків аварійний струм лише незначно відрізняється від струмів нормального режиму роботи і практично не фіксується пристроями захисту.

Пошкодження магнітопроводу та бака маслонаповнених трансформаторів не супроводжуються зміною струмів в обмотках і струмів, що надходять від джерела живлення. Проте експлуатація трансформаторів із такими пошкодженнями неминуче призводить до виникнення більш серйозних електричних пошкоджень і виходу силових трансформаторів з ладу.

Для трифазних електродвигунів характерними пошкодженнями є багатофазні короткі замикання в обмотці статора та на її затискачах, замикання на корпус або на землю, а також виткові замикання в обмотці однієї фази. Міжфазні короткі замикання можуть спричинити не лише значні пошкодження самого електродвигуна, а й зниження напруги в живильній мережі, що здатне порушити роботу інших електроприймачів.

Однофазні замикання обмоток статора на корпус, з огляду на роботу розподільчих мереж з ізолюваною нейтраллю, супроводжуються невеликими струмами замикання, зазвичай до 30 А, і безпосередньої небезпеки для електродвигунів не становлять. Спеціальні захисти від виткових коротких замикань в обмотках статора електродвигунів, ураховуючи складність їх реалізації, як правило, не передбачають. Так само зазвичай не передбачають захист синхронних двигунів від пошкоджень в обмотці ротора. Лише в окремих випадках для потужних синхронних двигунів може передбачатися спеціальний захист від обриву кола збудження.

З урахуванням конструктивного виконання конденсаторних установок основними видами їх пошкоджень слід вважати електричний пробій ізоляції між обкладками або пробій на корпус, тобто двофазні короткі замикання та однофазні замикання на землю. У разі живлення конденсаторних установок кабельними лініями в цих лініях можливі всі види пошкоджень, зокрема й двофазні короткі замикання.

Короткі замикання виникають унаслідок порушення ізоляції електроустановок, що може бути спричинено різними факторами:

- старінням ізоляції під час експлуатації електрообладнання;
- дією перенапруг;

- прямими ударами блискавки;
- механічними пошкодженнями;
- потраплянням сторонніх предметів на струмовідні частини;
- незадовільним технічним обслуговуванням електрообладнання;
- помилковими діями обслуговуючого персоналу.

Основними наслідками коротких замикань є:

- неприпустиме нагрівання електрообладнання та його термічне пошкодження внаслідок значного зростання струмів, які можуть перевищувати номінальні значення у 10–15 разів і більше;
- виникнення значних електродинамічних зусиль між струмовідними частинами, що може призвести до їх механічного пошкодження або руйнування;
- зниження напруги та порушення її симетрії, що негативно впливає на роботу споживачів. Наприклад, у разі зниження напруги на 30–40 % протягом часу не менше 1 с можливе зупинення електродвигунів. Це може спричинити порушення технологічного циклу на підприємствах, появу браку продукції та інші наслідки, пов'язані з економічними збитками;
- наведення електрорушійної сили в сусідніх лініях зв'язку та сигналізації під час несиметричних коротких замикань, що може становити небезпеку для обслуговуючого персоналу та використовуваної апаратури;
- порушення стійкості окремих елементів і режиму роботи системи електропостачання загалом, що може призвести до аварійних ситуацій із вимкненням значної кількості споживачів електричної енергії;
- загоряння електроустановок.

Найнебезпечніші наслідки короткого замикання зазвичай проявляються в елементах системи, розташованих поблизу місця його виникнення. Якщо коротке замикання виникає на значній електричній відстані від джерела живлення, то збільшення струму сприймається генераторами як певне підвищення навантаження, тоді як різке зниження напруги спостерігається переважно поблизу місця трифазного короткого замикання.

Для забезпечення безаварійного електропостачання споживачів необхідно проєктувати та споруджувати системи електропостачання з урахуванням можливості виникнення коротких замикань, суворо дотримуватися правил технічної експлуатації електроустановок, постійно підвищувати технічний рівень і якість виготовлення електрообладнання, що застосовується.

Для запобігання небезпечним наслідкам коротких замикань у системах електропостачання та забезпечення стійкості навантаження застосовують швидкодійний релейний захист окремих елементів, спеціальні схеми системної автоматики, поділ у часі процесів самозапуску різних груп електродвигунів, регульовальні пристрої та інші технічні заходи.

Призначення розрахунків аварійних струмів.

Розрахунок електромагнітних перехідних процесів у системі електропостачання під час короткого замикання передбачає визначення

струмів і напруг у відповідному короткозамкненому колі за заданих, тобто розрахункових, умов. Такий розрахунок має важливе значення як для проектування, так і для експлуатації систем електропостачання.

Залежно від мети розрахунку визначають значення зазначених параметрів для певного моменту часу або розраховують їх зміну протягом перехідного процесу відповідно до поставленого завдання. При цьому струми короткого замикання розраховують в окремих гілках або точках електричного кола з метою встановлення найбільш характерного аварійного режиму для конкретного електрообладнання.

Розрахунки струмів короткого замикання виконують для таких цілей:

- визначення умов роботи споживачів за можливих коротких замикань і оцінювання допустимості відповідного режиму;
- вибору електричних апаратів електроустановок за умовами термічної та електродинамічної стійкості;
- проектування та налаштування засобів релейного захисту й автоматики систем електропостачання;
- порівняння, оцінювання та вибору схем електричних з'єднань систем електропостачання;
- координації та оптимізації значень струмів короткого замикання;
- оцінювання стійкості роботи системи електропостачання та її вузлів навантаження;
- проектування заземлювальних пристроїв;
- визначення впливу струмів короткого замикання на лінії зв'язку;
- аналізу аварійних режимів в електроустановках.

Точність розрахунку струмів короткого замикання залежить від його цільового призначення. Для вибору та перевірки електричних апаратів допускається нижча точність розрахунку, ніж для розв'язання інших завдань. Наприклад, під час вибору засобів релейного захисту й автоматики точність розрахунку аварійних режимів має бути значно вищою.

У такому випадку необхідно визначати найбільші та найменші можливі значення струмів і напруг, можливий фазовий зсув між ними в окремих фазах або між їх симетричними складовими тощо.

#### Допущення при розрахунках струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання в сучасних потужних системах електропостачання є складним і трудомістким завданням навіть за умови використання обчислювальної техніки. Під час розв'язання більшості практичних задач, пов'язаних із визначенням струмів КЗ, приймають низку припущень, які не спричиняють суттєвих похибок у результатах розрахунків.

Для електричних мереж напругою понад 1 кВ основними припущеннями є такі:

- не враховують насичення магнітних систем усіх елементів кола короткого замикання, зокрема генераторів, трансформаторів і електродвигунів;

- усі навантаження подають у вигляді сталих індуктивних опорів;
- зневажають активними опорами елементів схеми, якщо відношення результуючих опорів від джерела до точки КЗ  $r_{рез}/x_{рез} \leq 1/3$  (активні опори враховують тільки при визначенні ступеня загасання аперіодичних складових струмів КЗ);
- не враховують ємнісні провідності на землю повітряних ліній напругою до 220 кВ. Для кабельних ліній напругою 110 кВ і вище ємнісні провідності необхідно враховувати;
- не беруть до уваги фазовий зсув електрорушійних сил джерел енергії, включених до розрахункової схеми;
- приймають, що всі елементи системи електропостачання є симетричними, а порушення симетрії виникає лише в місці короткого замикання;
- усі електроприймачі враховують у вигляді узагальнених навантажень центрів живлення, за винятком потужних електродвигунів, які підключені безпосередньо в місці короткого замикання або розташовані на невеликій електричній відстані від нього;
- не враховують різницю між значеннями надперехідних індуктивних опорів синхронних машин за поздовжньою та поперечною осями;
- нехтують струмами намагнічування трансформаторів і автотрансформаторів.

Електричні мережі напругою до 1 кВ здебільшого є розподільними та розгалуженими. Вони містять значну кількість силових елементів, пристроїв, апаратів контролю й керування. Як правило, такі мережі живляться від одного потужного джерела, для якого в аварійних режимах, зокрема під час короткого замикання, можна прийняти умову  $U_c = \text{const}$ .

Процес протікання короткого замикання.

Джерелами живлення місця КЗ є: турбо– і гідрогенератори електростанцій; високовольтні синхронні двигуни й компенсатори, які при визначенні струмів КЗ розглядаються як синхронні генератори для часу  $t = 0$ . Вплив асинхронних двигунів ураховується в тих випадках, коли вони підключені безпосередньо до місця КЗ. Всі джерела електричної енергії умовно розділяють на джерела необмеженої потужності й джерела обмеженої потужності. В електричній системі необмеженої потужності ( $S_c = \infty$ ) напруга на шинах практично незмінна при КЗ у будь-якій точці системи. Індуктивний опір такої системи прийнято вважати рівним нулю. У системі обмеженої потужності ( $S_c \neq \infty$ ) при КЗ напруга на шинах зменшується. Опір такої системи відрізняється від нуля. Віддаленість точок КЗ характеризується сумарним опором у колі від джерела енергії до розглянутої точки.

При виникненні КЗ починається перехідний процес. Цей процес протікає при наявності двох складових струмів КЗ: аперіодичної та періодичної (коливальної). Частина процесу КЗ, що характеризується зміною

амплітудних значень струму КЗ, прийнято називати несталим. У сталому режимі амплітуди струмів КЗ постійні.

При КЗ струм у колі зростає (рис. 9.3, а). Однак миттєвого збільшення струму (крива  $i_k$ ) відбутися не може через те, що коло має індуктивний опір. У початковий момент КЗ в обмотці статора генератора електростанції і в індуктивних опорах кола наводиться ЕДС самоіндукції, що перешкоджає зміні струму. У той же час індукується струм самоіндукції зустрічного напрямку. Цей струм носить назву аперіодичного (крива  $i_a$ , рис. 9.3). Тому з моменту виникнення КЗ струм можна представити складеним з двох складових: вільного аперіодичного струму, тобто аперіодичної складової струму, і періодичного струму, тобто вимушеного періодичного струму, створюваного ЕДС генераторів. У результаті взаємної дії цих складових струмів у колі, для початкового моменту КЗ дорівнює миттєвому значенню струму нормального режиму:

$$i_{н0} = i_{п0} + i_{a0},$$

де  $i_{a0}$  – початкове значення аперіодичної складової струму КЗ;  $i_{п0}$  – початкове значення періодичної складової струму КЗ;  $i_{н0}$  – миттєве значення струму навантаження. Початкове значення аперіодичної складової струму КЗ

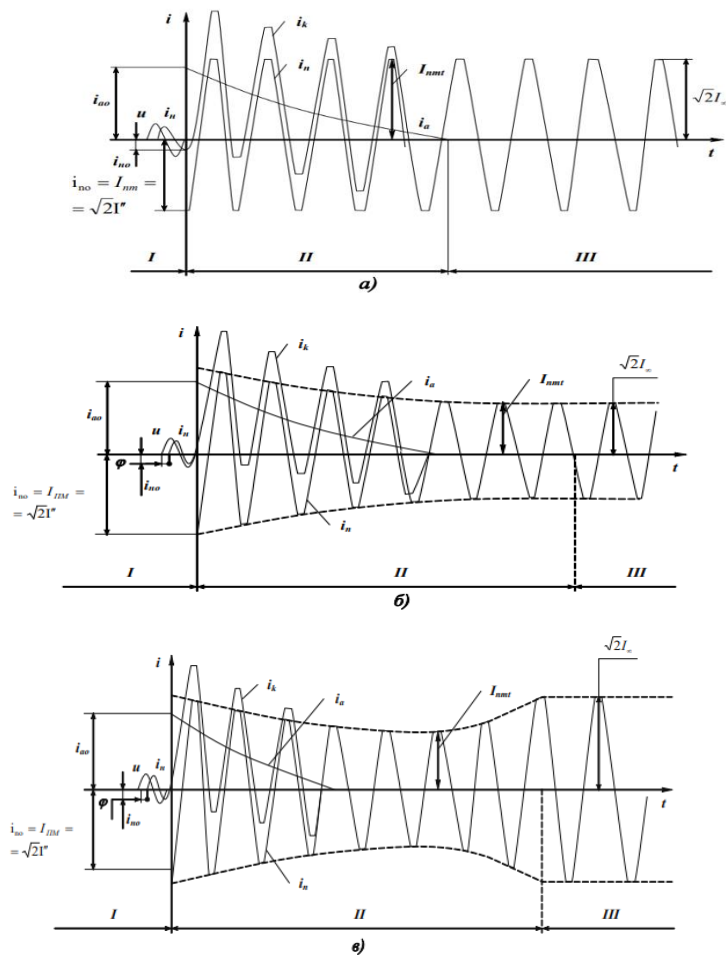
$$i_{a0} = i_{н0} - i_{п0}.$$

З формули випливає, що початкове значення аперіодичного струму буде максимальним при значенні струму навантаження рівному нулю ( $i_{н0}=0$ ) і виникненні КЗ у той момент, коли періодична складова повинна мати найбільше (амплітудне) значення:

$$i_{a.макс} = -I_{п.макс}$$

На рис. 9.3, наведені криві зміни струму КЗ у системі необмеженої потужності. Періодичний струм  $i_p$  протікає під дією напруги джерела та змінюється за гармонійною кривою синхронної частоти. Тому що напруга джерела незмінна, значення періодичного струму протягом усього процесу постійні й рівні  $i_p = I_{пt} = I_{п\infty}$ .

При КЗ у системі, що живиться від електростанції обмеженої потужності, періодичний струм при незначному віддаленні точки КЗ від джерела електроенергії змінюється за гармонійною кривою з загасаючими за часом амплітудами від найбільшого значення до сталого, рівного  $\sqrt{2}I_{\infty}$  (рис. 9.3, б). Зменшення амплітуд струму  $i_k$  обумовлено зменшенням у процесі короткого замикання ЕРС генератора внаслідок розмагнічуючої дії реакції якоря.



а - у системі необмеженої потужності, б - у системі обмеженої потужності без автоматичного регулювання напруги синхронних генераторів, в - з синхронними генераторами, обладнаними автоматичним регулюванням напруги;  $i_{\text{п}}$ ,  $I_{\text{п макс}}$  – миттєве й максимальне значення періодичної складової струму КЗ,  $I''$  – діюче значення періодичної складової струму КЗ;  $i_{\text{а}}$  – миттєве значення аперіодичної складової струму КЗ;  $i_{\text{к}}$  – миттєве значення струму КЗ;  $i_{\infty}$  – діюче значення сталого струму КЗ

Рисунок 9.3 - Процес протікання струмів трифазного короткого замикання

Генератори на сучасних електростанціях обладнані системами автоматичного регулювання напруги (АРН). Наявність АРН відображається на характері зміни періодичного струму КЗ (рис. 9.3, в). Внаслідок зменшення напруги на генераторах електростанції система АРН вступає в дію приблизно через 0,2 с після початку КЗ. Це приводить до збільшення струму збудження та напруги на генераторах. У результаті амплітуда періодичного струму КЗ зростає.

У процесі КЗ аперіодична складова загасає.

Величина динамічного впливу струму КЗ визначається значенням ударного (найбільшого) струму. Ударний струм проявляється приблизно через півперіоду (0,01 с) від початку КЗ і дорівнює сумі значень аперіодичного і періодичного струмів. Для практичних розрахунків величину ударного струму КЗ  $i_y$  визначають за співвідношенням

$$I_y = K_y \sqrt{[2]I''},$$

де  $K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$  – ударний коефіцієнт струму КЗ,  $T_a$  - постійна часу загасання.

Ударний коефіцієнт враховує участь аперіодичного струму в утворенні ударного струму. Граничні значення ударного коефіцієнта залежать від значень активного та індуктивного опорів кола КЗ. Для кіл, що містять лише індуктивний опір ( $R = 0$ ),  $K_y = 2$ , тобто у таких колах періодичний струм не загасає. У колах тільки з активним опором ( $X = 0$ )  $K_y = 1$ , і періодичний струм не виникає. У практичних розрахунках приймають  $K_y = 1,8$  (тобто  $T_a = 0,05$  с і  $t = 0,01$  с), а величину ударного струму у  $i_y = 2,55 I''$ .

При розрахунку  $i_y$  для точок, віддалених від джерела живлення, значення ударного коефіцієнта визначається за кривою  $K_y = \varphi(T_a)$  (рис. 9.4). Діюче значення струму КЗ для довільного моменту часу

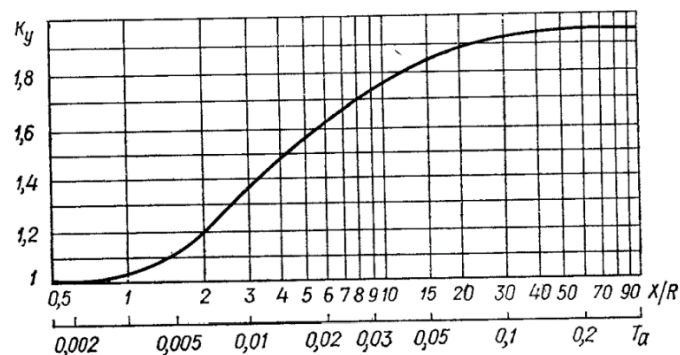


Рисунок 9.4 - Крива для визначення ударного коефіцієнту

Діюче значення ударного струму КЗ для моменту часу  $t = 0,01$  с після початку КЗ

$$I_y = \sqrt{I_{nt=0,1}^2 + I_{at=0,01}^2}, \quad \text{або} \quad I_y = I'' \sqrt{1 + 2 * (K_y - 1)^2}$$

При  $K_y = 1,8$  значення ударного струму КЗ буде:  $I_y = 1,52 I''$ .

Розрахункові схеми.

На першому етапі розрахунку аварійних режимів з КЗ на основі принципової схеми СЕП складають розрахункову схему. Принципова схема

СЕП повинна відповідати попередньому нормальному режиму експлуатації з найбільшим числом включених джерел живлення і підживленням точок КЗ у можливих аварійних режимах.

Розрахункова схема має відповідати аварійним режимам системи електропостачання. На ній в однолінійному виконанні зображають джерела живлення, точки короткого замикання та всі силові елементи, через які можливе протікання струму КЗ або його складових. До таких елементів належать генератори, синхронні компенсатори, статичні джерела реактивної потужності, узагальнені навантаження, розташовані на невеликій електричній відстані від точок КЗ, силові трансформатори й автотрансформатори, реактори, повітряні та кабельні лінії, що з'єднують джерела живлення з точками короткого замикання.

У розрахунковій схемі також ураховують електродвигуни як джерела підживлення точок короткого замикання, якщо вони розташовані на невеликій електричній відстані від місця КЗ, а їх сумарна потужність або потужність кожного окремого двигуна становить 1000 кВ·А і більше.

Під електричною віддаленістю точки короткого замикання від джерела живлення або джерела підживлення розуміють сумарний опір короткозамкненого кола у відносних одиницях, приведений до номінальної потужності та номінальної напруги джерела. Якщо це значення перевищує три, коротке замикання вважають віддаленим. Якщо воно менше або дорівнює трьом, коротке замикання вважають невіддаленим.

Електричну віддаленість точки КЗ можна також оцінити за відношенням струму джерела в початковий момент короткого замикання до його номінального струму. Якщо це відношення дорівнює одиниці або перевищує її, коротке замикання вважають невіддаленим. Якщо відношення менше одиниці, коротке замикання вважають віддаленим.

Залежно від поставленого завдання на розрахунковій схемі визначають кілька розрахункових точок короткого замикання та зазначають види КЗ. Кінцевою метою розрахунків може бути визначення максимальних значень аварійних струмів, необхідних для перевірки електрообладнання на стійкість до струмів короткого замикання, або мінімальних значень струмів, потрібних для перевірки роботи релейного захисту. Крім того, можуть визначатися залишкові напруги в різних точках електричної мережі.

Тому на етапі складання розрахункової схеми необхідно встановити розрахункові умови: які елементи схеми мають бути включені, де повинні розташовуватися точки короткого замикання, який вид КЗ слід розглядати та який момент часу короткого замикання потрібно прийняти для визначення відповідних параметрів аварійного режиму.

Розрахунковий режим задають відповідно до кінцевої мети визначення струму короткого замикання. Під час перспективних розрахунків систем електропостачання максимальні режими КЗ слід визначати з урахуванням подальшого розвитку електричної мережі.

Кожний елемент розрахункової схеми характеризується відповідними параметрами. Для синхронного генератора – це номінальна повна

$S_{\text{НОМ}}$  або активна  $P_{\text{НОМ}}$  потужність; номінальний коефіцієнт потужності  $\cos\varphi_{\text{НОМ}}$ ; номінальна напруга  $U_{\text{НОМ}}$ ; надперехідний реактивний опір  $x_{\text{d}}''$  реактивний опір зворотної послідовності  $x_{\text{d}}^{*2}$ ; постійна часу загасання аперіодичної складової струму трифазного КЗ  $T_a$ . Значення цих параметрів у випадку турбо- і гідрогенераторів приводяться в паспортних даних. Еквівалентне джерело живлення може бути отримане об'єднанням декількох генераторів із сумарною номінальною потужністю  $S_{\Sigma\text{НОМ}}$  і результуючим надперехідним опором  $x''_c$ .

Якщо СЕП живиться від потужної ЕЕС, то зв'язок з нею може бути задано струмом або потужністю КЗ. При відсутності цих даних наближений розрахунок виконують за граничним струмом відключення вимикачів, установлених на шинах зв'язку з ЕЕС, вважаючи, що струм або потужність при трифазному КЗ безпосередньо за вимикачем рівні відповідно до його номінального вимикаемого струму  $I_{\text{откл.НОМ}}$  або номінальної вимикаємої потужності  $S_{\text{откл.НОМ}}$  при заданій напрузі. Якщо в розглянутому вузлі перебуває місцева станція, що створює при КЗ струм  $I''_{\text{СТ}}$  або потужність  $S''_{\text{СТ}}$ , варто виходити зі значення струму  $I_{\text{откл.НОМ}} - I''_{\text{СТ}}$  або потужності  $S_{\text{откл.НОМ}} - S''_{\text{СТ}}$ . На основі цих параметрів знаходять опір енергетичної системи  $x_c$ .

#### Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання необхідний для вибору та перевірки електрообладнання і струмовідних частин, вибору засобів обмеження аварійних струмів, а також для проектування й налаштування пристроїв релейного захисту та автоматики.

Точність розрахунку струмів КЗ залежить від його призначення. Зокрема, для вибору електричних апаратів зазвичай достатньо наближеного визначення струмів короткого замикання. Натомість для вибору, перевірки та налаштування пристроїв захисту й автоматики потрібна значно вища точність розрахунків.

При розрахунках струмів КЗ визначають: початковий надперехідний струм КЗ  $I''$ ; ударний струм КЗ  $i_y$  – для перевірки електричних апаратів, шин і ізоляторів на динамічну стійкість; найбільше діюче значення повного струму КЗ  $I_y$  – для перевірки електричних апаратів на стійкість протягом першого періоду процесу КЗ; сталий струм КЗ  $I_{\infty}$ , – для перевірки електричних апаратів шин, ізоляторів і кабелів на термічну стійкість; діюче значення повного струму КЗ  $I_{\text{кт}}$  – для вибору вимикачів високої напруги й настроювання релейного захисту; потужність короткого замикання  $S_{\text{кт}}$  – для перевірки вимикачів за гранично припустимою потужністю, що відключається.

Порядок розрахунку струмів короткого замикання передбачає такі етапи:

- на основі принципової схеми електропостачання складають розрахункову схему та позначають на ній точки короткого замикання;
- для кожної точки КЗ окремо складають еквівалентну схему заміщення;

- вибирають базові величини;
- визначають опори всіх елементів схеми заміщення;
- шляхом послідовного спрощення схеми заміщення визначають результуючий опір до точки короткого замикання;
- розраховують струми короткого замикання з урахуванням потужності джерела живлення.

Розрахунок струмів КЗ від джерела необмеженої потужності

Діюче значення періодичного струму трифазного КЗ для будь-якого моменту часу

$$I_{nt}^{(3)} = I_{nt}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3}Z_{рез}}, \quad \text{або} \quad I_{nt}^{(3)} = I_{nt}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{*рез}},$$

де  $Z_{рез}$ ,  $Z_{*рез}$  відповідно повний результуючий опір кола КЗ в іменованих і відносних одиницях, приведений до базисних умов і отриманий в результаті спрощення схеми заміщення. Базисний струм  $I_6$  визначають, виходячи з обраної базисної потужності  $S_6$

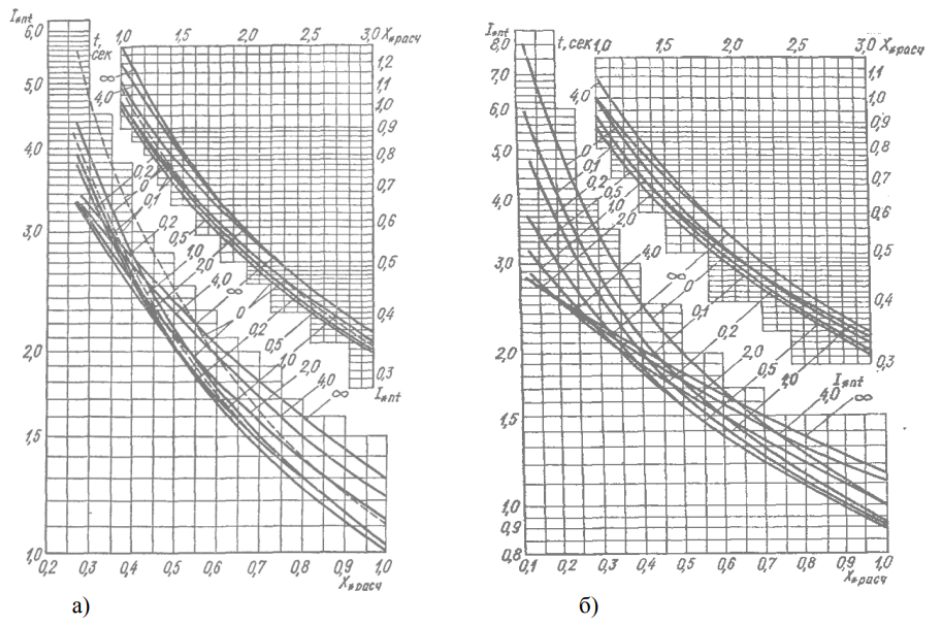
$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}.$$

Якщо  $r_{рез} < 1/3 x_{*рез}$  струм КЗ

$$I_{nt}^{(3)} = I_{nt}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{*рез}}.$$

Розрахунок струмів КЗ від джерела обмеженої потужності Якщо точка КЗ перебуває поблизу джерела живлення (на шинах електростанції або на лінії), то періодичний струм КЗ визначають за розрахунковими кривими, побудованими для типових гідрогенераторів (рис. 9.5, а) і турбогенераторів (рис. 9.5, б).

Розрахункові криві представляють залежність зміни відносної величини періодичної складової струму  $I_{nt}$  у місці КЗ для довільного моменту від різного розрахункового опору схеми  $x_{*расч}$ . Значення струму й опори виражені при номінальних умовах генератора. Розрахункові криві враховують вплив навантаження джерела, умовно віднесеного до його затискачів. Тому у величину  $x_{*расч}$  навантаження не входить, що дозволяє в схемі заміщення виключити навантаження та урахувати тільки елементи кола КЗ. У міру віддаленості КЗ (збільшення розрахункової реактивності) розходження між струмами в часі стає, менше. Тому при  $x_{*расч} > 3$  періодична складова струму дорівнює своєму початковому значенню. Слід також зазначити, що при  $x_{*расч} > 1$  розрахункові криві для генераторів різних типів майже збігаються.



а) гідрогенератора с АРЗ; б) турбогенератора с АРЗ

Рисунок 9.5 - Розрахункові криві для типового КЗ

Розрахунковий опір визначається по значенню вже розрахованого результуючого опору до точки КЗ, тобто результуючий опір приводять до потужності джерела живлення.

$$x_{*расч} = x_{*рез} S_{ном.Σ} / S_б.$$

Далі по кривим (рис.9.5) визначають відповідні відносні значення аварійних струмів ( $I_{*nt}$ ) для потрібного моменту часу  $t$  та розраховують їх значення в іменованих одиницях

$$I^{(3)}_{nt=0} = I_{*nt=0} \cdot I_{ном.Σ}, \quad I^{(3)}_{\infty} = I_{*nt=\infty} \cdot I_{ном.Σ}, \quad I^{(3)}_{nt} = I_{*nt} \cdot I_{ном.Σ},$$

$$S^{(3)}_{nt=0} = I_{*nt=0} \cdot S_{ном.Σ}, \quad S^{(3)}_{\infty} = I_{*nt=\infty} \cdot S_{ном.Σ}, \quad S^{(3)}_{nt} = I_{*nt} \cdot S_{ном.Σ},$$

$$\text{де } I^{(3)}_{nt} = I_{*nt} \cdot I_{ном.Σ} = S_{ном.Σ} / (\sqrt{3}U_б).$$

Розрахунок струмів кз від двигунів.

У розподільній мережі поряд з основними джерелами живлення місця КЗ можуть бути місцеві джерела – синхронні компенсатори, синхронні й асинхронні двигуни, які виділяють в окремі генеруючі гілки. Їх вплив на величину початкового струму КЗ проявляється, якщо двигуни підключені до місця КЗ, а основні джерела мають більшу електричну віддаленість.

Вплив підживлення від асинхронних двигунів не враховують при їх потужності до 100 кВт в одиниці, якщо двигуни відділені від місця замикання однією трансформацією, а також при будь-якій потужності, якщо

вони відділені від місця замикання двома й більше трансформаціями. Підживлення не враховується також, якщо струм від двигунів може надходити до місця КЗ тільки через ті елементи, через які протікає основний струм КЗ від мережі і які мають великий опір (лінії, реактори, трансформатори й т.п.).

Підживлення від двигунів варто враховувати при перевірці апаратів і провідників розподільних пристроїв напругою 6–10 кВ за умовами КЗ, а також при розрахунку релейного захисту. З цією метою треба визначити надперехідний струм двигуна  $I''_d$ , ударний струм  $i_{уд}$ , періодичну  $I_{п.дт}$  і аперіодичну  $i_{а.дт}$  складові струмів в довільний момент  $t$  перехідного процесу й у момент відключення КЗ  $t_0$ , тобто  $I_{п.о.д}$  і  $i_{а.о.б.уд}$ .

Надперехідні струми для асинхронного та синхронного двигунів рівні:

$$I''_{а.д} = I_{*пуск} I_{н.а.д}; \quad I_{с.д} = 1,2 I_{*пуск} I_{н.с.д},$$

де  $I_{*пуск} = I_{пуск}/I_N$  – кратність пускового струму.

Періодична складова для тих же двигунів:

$$I_{п.дт} = I''_{а.д} e^{-t/T_{п.а.д}}; \quad I_{п.дт} = (I''_{с.д} - I_{с.д\infty}) e^{-t/T_{п.с.р}} + I_{с.д\infty},$$

де  $T_{п.а.д}$ ;  $T_{п.с.р}$ , – розрахункові постійні часу періодичного струму двигунів;  $I_{с.д\infty} = E_\infty/x_d$  – сталий струм синхронного двигуна. Синхронна ЕРС  $E_\infty$  пропорційна струму збудження в попередньому режимі  $E^*_{\infty} \approx I_f^*0$ .

Аперіодичні складові струму синхронного й асинхронного двигуна визначають за вираженням

$$i_{а.дт} = \sqrt{2} I''_d e^{-t/T_{а.д}},$$

де  $T_{а.д}$  – розрахункова постійна часу аперіодичного струму двигунів.

При оцінці результуючого впливу декількох двигунів на струм КЗ доцільно групи двигунів замінити еквівалентним двигуном.

Значення ударного коефіцієнта для асинхронних двигунів можна приблизно визначити за рис. 9.4. Для синхронних двигунів ударний коефіцієнт перебуває в межах 1,75 – 1,9, причому верхнє значення ставиться до найбільш потужних двигунів (по 10 – 12 МВт в одиниці).

Статичні конденсатори, розташовані поблизу місця короткого замикання, принципово також є додатковими джерелами. При порівняно малій довжині ділянки між батареєю конденсатора й точкою КЗ розряд батареї має характер високочастотних коливань. Тому що ці коливання загасають швидко, то при розрахунку струмів КЗ впливом статичних конденсаторів зневажають.

Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою до 1000 В

Електричні установки напругою до 1000 В характеризуються великою електричною віддаленістю щодо джерел живлення, які, як правило, потужні. Тому при КЗ за понижувальним трансформатором напругу у точці мережі, де він приєднаний, вважають незмінною, а періодичний струм КЗ – незмінним у часі.

При розрахунках аварійних струмів у мережах напругою до 1000 В поряд з індуктивними опорами основних елементів кола істотну роль грають активні опори трансформаторів струму, котушок автоматів, контакторів і шин. Помітно також вплив опорів різних контактних з'єднань. Значення активних опорів цих елементів можуть бути взяті з довідників.

Оскільки опори елементів звичайно задаються в іменованих одиницях (їх виражають у міліомах), то розрахунок виконується також в іменованих одиницях. Середні номінальні напруги ( $U_6$ ) для відповідних ступіней трансформації рівні 690; 400; 230 і 133 В. Опорів кола КЗ приводять до базисних умов. Для перевірки апаратів і струмовідних пристроїв за умовами короткого замикання роблять розрахунок трифазного КЗ, струм якого досягає найбільшого значення:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2}}.$$

Для настроювання захисту від замикань на землю розраховують струми при однофазному КЗ:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_6}{\sqrt{(2r_{1\text{рез}} + r_{0\text{рез}})^2 + (2x_{1\text{рез}} + x_{0\text{рез}})^2}}.$$

При перевірці трансформаторів струму, що перебувають у двох фазах, за умовами КЗ варто виходити з величини двофазного КЗ:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{U_6}{\sqrt{(2r_{\text{рез}} + r_{\text{Т.Т}})^2 + (2x_{\text{рез}} + x_{\text{Т.Т}})^2}},$$

де  $r_{\text{Т.Т}}$ ,  $x_{\text{Т.Т}}$  – опори трансформатора струму.

Особливості розрахунку струмів КЗ для релейного захисту й автоматики.

Необхідна точність розрахунків струмів КЗ для пристроїв релейного захисту й системної автоматики багато в чому визначається ступенем вірогідності вихідних даних і призначенням розрахунків. На стадії проектного завдання й часто на стадії технічного проекту вихідні дані параметрів генераторів, трансформаторів, ліній електропередачі, необхідні для

розрахунку струмів КЗ, – орієнтовні. При цьому розрахункові струми КЗ використовуються тільки для вибору обсягу й принципів релейного захисту і системної автоматики та орієнтовного визначення параметрів їх спрацьовування. У зв'язку з цим при проектуванні допускають спрощення розрахунків струмів КЗ за рахунок складання схем окремих послідовностей, обліку складових навантажувального режиму. Для забезпечення необхідної точності розрахунків струмів КЗ і вибору характеристик релейного захисту рекомендується приймати мінімальну кількість допущень, пов'язаних зі спрощенням або скороченням обчислень.

При обчисленні струмів КЗ для вибору параметрів спрацьовування пристроїв релейного захисту важливо оцінити вплив змін опорів силових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням на значення струмів КЗ. У довідковій літературі наведені значення  $U_{k\%}$  для середнього та двох крайніх відпайок обмотки трансформаторів. Для проміжних відгалужень можна приблизно прийняти  $U_k$ , виходячи з лінійної інтерполяції між значеннями при середньому і відповідному крайньому відгалуженні.

При розрахунку струмів КЗ у відносних одиницях ураховуються безпосередньо відповідні міжобмоткові значення  $U_k$  трансформаторів. При розрахунку в іменованих одиницях міжобмоткові реактивні опори трансформатора, наведені до сторони з регулюванням і без регулювання.

Зміна реактивних опорів трансформаторів при регулюванні може бути оцінена відношенням опорів при деякому робочому й середньому положенні перемикача відгалужень.

При уточнених розрахунках струмів КЗ для кіл релейного захисту в ряді випадків варто враховувати перехідні опори в місці КЗ. Правильна оцінка значень перехідних опорів особливо важлива при дослідженні ряду захистів, на дію яких перехідні опори можуть значно впливати (наприклад, дистанційні захисти). При міжфазних КЗ перехідний опір у місці КЗ визначається опором електричної дуги, що супроводжує більшість ушкоджень на лініях і на затискачах електричних машин. Опір електричної дуги – чисто активний.

При аналізі роботи пристроїв релейного захисту силових трансформаторів виникає необхідність визначення фазних і лінійних струмів при несиметричних КЗ. У випадках, коли первинна й вторинна обмотки силового трансформатора мають однакові схеми з'єднання, рішення подібного завдання не викликає труднощів, тому що наведені струми будь-якого несиметричного режиму для окремих фаз з боку первинної й вторинної обмотки рівні. Однак при різних схемах з'єднання обмоток трифазних трансформаторів визначення згаданих струмів роблять із урахуванням схеми з'єднання.

Практичний інтерес представляє виявлення впливу струмів навантаження на струми двофазного КЗ. Облік впливу струмів навантаження роблять у випадках коли зазначені струми порівнянні по величині зі струмами двофазного КЗ.

При двофазних КЗ струм в одній з фаз з боку первинної обмотки силового трансформатора не залежить від струму навантаження й дорівнює струму трифазного КЗ.

Нагрівання струмовідних частин струмами КЗ.

В основу розрахунку нагрівання струмовідних частин при коротких замиканнях покладені наступні допущення: а) процес нагрівання провідників вважають адіабатним, тобто таким, що протікає без розсіювання тепла в навколишнє середовище, через короткочасність цього режиму; б) теплову дію аперіодичної складової струму короткого замикання через короткочасність її існування не враховують. При зазначених умовах диференціальне рівняння теплового балансу має вигляд

$$I^2 \frac{\rho l}{s} [1 + \alpha(\vartheta - 20)] dt = c [1 + \beta(\vartheta - 20)] g s l d\vartheta,$$

де  $c$  – питома теплоємність матеріалу при  $20^\circ \text{C}$ ;  $\beta$  – температурний коефіцієнт зміни теплоємності;  $g$  – щільність матеріалу.

Ліва частина рівняння виражає кількість тепла, виділюваного в провіднику за нескінченно малий проміжок часу  $dt$ , а права частина – кількість тепла, затрачуваного за те же час на нагрівання провідника.

Відповідно до вимог ПУЕ температура нагрівання при коротких замиканнях не повинна перевищувати,  $^\circ\text{C}$ :

- 250 для мідних шин і голих проводів для мідних струмовідних жил
- 200 кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою до 10 кВ, кабелів і проводів з теплостійкої гумової ізоляцією, проводів з поліхлорвініловою ізоляцією;
- 150 кабелів і проводів зі звичайною гумовою ізоляцією,
- 125 кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою 20 і 35 кВ;
- 150 для алюмінієвих шин і голих проводів, а також струмовідних жив кабелів і проводів у всіх випадках
- 250 для сталевих шин і голих проводів: при безпосереднім з'єднанні з апаратами;
- 350 при відсутності безпосереднього з'єднання.

Початкові значення температур варто приймати відповідно до норм для температури, що допускається довгостроково, провідників при їх повному номінальному навантаженні.

Термічну стійкість апаратури характеризують так званим струмом термічної стійкості, під яким мають на увазі струм сталої величини, що витримується апаратом протягом певного часу без неприпустимих підвищень температури. Для виявлення прийнятності того чи іншого апарату з погляду термічної стійкості необхідно порівняти кількість тепла, що

виділяється струмом  $I_{т.у}$  термічної стійкості за гарантований час  $t_{т.у}$ , з дійсною кількістю тепла, що виділяється в апараті при короткому замиканні. Тому що кількість тепла пропорційна квадрату величини струму та першого ступеня часу.

Перевірці за термічною стійкістю не підлягають:

- а) апарати й струмоведучі частини, захищені плавкими запобіжниками;
- б) дроти повітряних ліній;
- в) мережі напругою до 1000 В;
- г) провідники до індивідуальних електроприймачів, у тому числі до цехових трансформаторів потужністю до 1000 кВ·А та вищою напругою до 20 кВ за умов резервування, виконаного таким чином, що відключення струмоприймачів не викликає розладу технологічного процесу, ушкодження провідника при короткому замиканні не може викликати вибуху й заміна його можлива без значних утруднень.

Електродинамічна дія струмів КЗ.

При протіканні струму провідниками між ними виникають електродинамічні сили. Ці сили, невеликі при нормальному режимі, різко зростають при коротких замиканнях і можуть викликати важкі руйнування, якщо не будуть враховані при виборі електроустаткування. Для надійної роботи електроустаткування необхідно, щоб воно витримувало механічні впливи, що виникають при коротких замиканнях, не піддаючись руйнуванню або деформаціям, або, як говорять, мало електродинамічну стійкість. Необхідність у безпосередньому визначенні величин електродинамічних сил виникає при розрахунку шинних конструкцій підстанцій і струмопроводів.

Навантаження від електродинамічних сил розподілені рівномірно по довжині шин.

Напругу (механічну) в шинах можна знизити, збільшуючи відстань  $a$  між шинами окремих фаз, зменшуючи відстань  $L$  між опорними ізоляторами або розташовуючи поставлені на ребро шини одна над одною.

Електродинамічну стійкість апаратів характеризують струмом, що максимально допускається,  $I_{д.у}$ , установлюваним заводом–виготовлювачем. Для надійної роботи апарата необхідно, щоб цей струм не був перебільшений ні при яких умовах/

Обмеження струмів короткого замикання.

У невеликих електроустановках, зокрема на підстанціях, які живляться від потужних енергетичних систем, електрична апаратура, вибрана за умовами короткого замикання, може бути надмірно громіздкою та дорогою. Тому в установках малої потужності напругою понад 1000 В струми короткого замикання зменшують шляхом увімкнення додаткових індуктивних опорів, тобто реакторів, додаткових активних опорів — резисторів, відмови від паралельної роботи трансформаторів на стороні

нижчої напруги або застосування трансформаторів із розщепленими обмотками.

Водночас необхідно враховувати, що всі заходи, спрямовані на збільшення опору короткозамкненого кола з метою зниження потужності або струму короткого замикання, призводять до збільшення відхилень напруги, посилення коливань напруги під час пуску та самозапуску електродвигунів, а також під час роботи електродвигунів із різкозмінним ударним навантаженням. Крім того, такі заходи ускладнюють підтримання необхідних рівнів напруги в різних режимах роботи. З цієї причини надмірне зниження струмів короткого замикання, якщо воно не обґрунтоване необхідністю, допускати не слід.

У разі потреби оптимальні значення струму короткого замикання мають визначатися на основі техніко-економічного розрахунку за критерієм мінімальних витрат на електрообладнання, необхідне для обмеження струму КЗ, а також на пристрої й заходи, спрямовані на доведення якості електричної енергії до нормативного рівня. Основні труднощі під час вибору оптимального струму короткого замикання зазвичай виникають у мережах із різкозмінним ударним навантаженням, особливо за наявності вентильних перетворювачів.

Для забезпечення нормальної роботи споживачів, які живляться від шин підстанції, реактор слід вибирати таким чином, щоб у разі короткого замикання на лінії напруга на шинах підстанції знижувалася не більше ніж до 70 % від номінального значення. В електроустановках напругою до 1000 В реактори не застосовують.

Використання резисторів замість реакторів у силових колах є менш ефективним, оскільки в короткозамкнених колах переважають індуктивні опори. Геометричне додавання індуктивного опору короткозамкненого кола та активного опору резистора значно менше впливає на сумарний опір, ніж алгебраїчне додавання індуктивних опорів кола і реактора.

У разі зниження струму короткого замикання шляхом відмови від паралельної роботи трансформаторів на стороні нижчої напруги необхідно враховувати вплив такого рішення на розподіл навантаження між трансформаторами та на надійність електропостачання.

Під час застосування трансформаторів із розщепленими обмотками, які живлять окремі секції шин підстанції, слід враховувати ускладнення регулювання напруги на секціях шин порівняно з варіантом живлення секцій шин від окремих трансформаторів.

## Висновки

1. Короткі замикання (КЗ) є найпоширенішим видом аварій в електричних мережах і мають суттєвий вплив на роботу систем електропостачання, спричиняючи теплові, електродинамічні та електромагнітні небезпеки.

2. Види КЗ поділяються на трифазні (симетричні), двофазні та однофазні (несиметричні). Найчастіше виникають однофазні замикання на

землю, однак найбільш небезпечними щодо устаткування є трифазні та двофазні КЗ.

3. Параметри струмів КЗ визначаються перехідними процесами, у яких присутні періодична та аперіодична складові. Ці складові впливають на ударні струми, термічну та електродинамічну стійкість елементів системи.

4. Розрахунок струмів КЗ здійснюється з урахуванням типів джерел живлення (необмеженої або обмеженої потужності), електричної віддаленості точки КЗ, параметрів ліній, трансформаторів, двигунів та інших елементів.

5. У мережах до 1000 В розрахунок ведеться переважно в іменованих одиницях, а активні опори елементів відіграють суттєву роль у формуванні результатів.

6. Застосування релейного захисту та автоматики вимагає підвищеної точності розрахунків, особливо при визначенні мінімальних струмів КЗ та при врахуванні перехідного опору дуги.

7. Для забезпечення надійності електропостачання важливими є аналіз режимів КЗ, правильний вибір апаратури за умовами термічної та електродинамічної стійкості, застосування схем обмеження струмів КЗ (реактори, розщеплені обмотки, режим роботи трансформаторів).

8. Обмеження струмів КЗ повинно здійснюватися з урахуванням техніко-економічних показників, стабільності напруги, пускових режимів електродвигунів та вимог до якості електроенергії.

#### Контрольні питання

1. Дайте визначення короткого замикання та замикання на землю.
2. Які основні причини виникнення коротких замикань?
3. Які види КЗ існують у трифазній системі електропостачання?
4. Чому трифазне КЗ вважається симетричним, а інші — несиметричними?
5. Які наслідки КЗ для електрообладнання та системи електропостачання?
6. Що таке періодична та аперіодична складові струму КЗ?
7. Як визначається ударний струм короткого замикання та його коефіцієнт?
8. У чому різниця між джерелом обмеженої та необмеженої потужності?
9. Що таке електрична віддаленість точки КЗ?
10. Які фактори впливають на точність розрахунку струмів КЗ?
11. Для чого проводяться розрахунки максимальних та мінімальних струмів КЗ?
12. Як враховується підживлення від електродвигунів при розрахунках КЗ?
13. У яких випадках враховують перехідний опір у точці КЗ?

14. У чому полягає різниця між розрахунком КЗ у мережах до і вище 1000 В?
15. Які умови забезпечують термічну та електродинамічну стійкість апаратури?
16. Коли застосовуються реактори та інші засоби обмеження струмів КЗ?
17. Які особливості враховуються при виборі параметрів релейного захисту?
18. Чому зменшення струмів КЗ інколи небажане?
19. Як визначають струм КЗ у точці, віддаленій від джерела?
20. Які наслідки може спричинити зниження напруги при КЗ для електродвигунів?

#### Використана література

1. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2020. 200 с.
2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.

## ТЕМА 10. НИЗЬКОВОЛЬТНІ КОМУТАЦІЙНІ ТА ЗАХИСНІ АПАРАТИ І ПРИСТРОЇ

Вибір автоматичних вимикачів та параметрів їх захисту. Вибір запобіжників та параметрів їх захисту. Принципи побудови карти селективності.

Електричні апарати, зокрема вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, запобіжники, а також струмопровідні частини та ізолятори мають бути розраховані на роботу як у тривалому нормальному режимі, так і протягом допустимого часу в режимах перевантаження та короткого замикання.

У нормальному тривалому режимі надійна робота апаратів і струмопровідних частин забезпечується їх правильним вибором за номінальною напругою та номінальним струмом.

У режимі перевантаження надійність роботи апаратів і електричних пристроїв забезпечується обмеженням величини та тривалості підвищення напруги або струму до таких меж, за яких їх нормальна робота ще гарантується завдяки наявному запасу міцності.

У режимі короткого замикання надійна робота апаратів, ізоляторів і струмопровідних частин забезпечується вибором їх параметрів відповідно до умов термічної та електродинамічної стійкості. Вимикачі, зокрема запобіжники, додатково мають відповідати умовам вимикання струмів і потужності короткого замикання.

Під час складання схеми для розрахунку струмів КЗ для кожного апарата необхідно враховувати найбільш важкі, але реально можливі режими роботи. За розрахункову точку короткого замикання приймають місця розташування апаратів у схемі, де через них протікають найбільші струми.

Вибір апаратів і струмопровідних частин у нормальному тривалому режимі

Вибір апаратів за номінальною напругою.

Номінальна напруга апарата — це напруга, що відповідає рівню його ізоляції. Для кожного електричного апарата передбачається певний запас електричної міцності, який дає змогу йому тривалий час нормально працювати за підвищення напруги в мережі на 10–15 %.

Таке значення напруги називають максимальною робочою напругою апарата. Оскільки в умовах експлуатації відхилення напруги зазвичай не перевищує зазначених меж, для вибору апаратів за напругою достатньо забезпечити виконання відповідної умови:

$$U_{\text{ном.ап}} \geq U_{\text{ном.м}} ,$$

де  $U_{\text{ном.ап}}$ ,  $U_{\text{ном.м}}$  , - номінальна напруга апарату і мережі відповідно.

Вибір апаратів за нагрівом робочим струмом.

Номінальним струмом  $I_{\text{ном.ап.}}$  апарату називають струм, який при номінальній температурі навколишнього середовища ( $\Theta_{\text{н.с.}}=35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) може протікати через апарат необмежено тривалий час і при цьому температура найбільш нагрітих його частин не перевищує тривало допустимих значень. Якщо розрахункова температура  $\Theta_{\text{н.с.}}>35\text{ }^{\circ}\text{C}$ , то слід розрахувати тривалий допустимий струм апарату  $I'_{\text{ном.ап.}}$  для розрахункових умов

$$I'_{\text{ном.ап.}} = I_{\text{ном.ап.}} \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп.}} - \Theta_{\text{н.с.}}}{\Theta_{\text{доп.}} - 35}}$$

Правильний вибір апаратів за номінальним струмом виключає небезпечний перегрів їх частин у нормальному тривалому режимі роботи. Для цього необхідно, щоб номінальний струм кожного апарату був не менший за діюче значення робочого або розрахункового максимального струму  $I_{\text{р.м.}}$ .

Функції захисту.

Захист елементів системи електропостачання — ліній, трансформаторів, електричних машин та установок, які надалі розглядаються як об'єкти захисту (ОЗ), призначений для обмеження або повного усунення можливих порушень нормального режиму роботи та аварійних пошкоджень цих об'єктів. Ненормальні режими можуть виникати внаслідок електричних, теплових і механічних перевантажень, а також аварійних пошкоджень, спричинених дією надструмів багатозафазних коротких замикань.

Для забезпечення захисту застосовують апарати та пристрої автоматичного вимикання, тобто знеструмлення, живлення об'єктів захисту:

а) у мережах низької напруги (НН) до 1 кВ — плавкі запобіжники або автоматичні вимикачі з максимальними та тепловими розчіплювачами;

б) у мережах високої напруги (ВН) — пристрої релейного захисту разом із високовольтними вимикачами, а також високовольтні плавкі запобіжники.

За функціональним призначенням пристрої релейного захисту є автоматичними пристроями, що здійснюють обробку інформації про стан елементів об'єкта захисту. Їх кінцева мета полягає в запобіганні розвитку аварійної ситуації на об'єкті захисту шляхом його своєчасного автоматичного вимикання.

На відміну від захисту за допомогою плавких запобіжників, релейний захист у поєднанні з пристроями автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) та автоматичного введення резерву (АВР) розширює можливості автоматизації відновлення напруги, а також підвищує надійність і безперервність електропостачання.

В останні роки в системах електропостачання все ширше застосовують пристрої захисту третього покоління — програмовані захисти, побудовані на технічних засобах сучасної цифрової електроніки, зокрема мікропроцесорах (МП) і мікрокомп'ютерах. Водночас в експлуатації ще певний час залишатимуться пристрої релейного захисту попередніх двох поколінь, виконані на базі електромеханічних реле, напівпровідникових елементів та аналогових інтегральних мікросхем (ІМС). За принципами виявлення пошкоджень і алгоритмами функціонування вони відрізняються між собою несуттєво.

Вимоги до засобів захисту.

Незалежно від виду та способу виконання засоби захисту мають відповідати низці вимог, основними з яких є селективність, швидкодія, чутливість і надійність.

Під селективністю розуміють властивість захисту, що діє на вимикання, визначати пошкоджену ділянку або елемент системи та вимикати лише їх. Для захисту, який діє на сигнал, селективність означає здатність однозначно вказувати на конкретний елемент або ділянку, що працює в ненормальному режимі.

Розрізняють абсолютну та відносну селективність. Захист, який спрацьовує лише в разі короткого замикання в межах об'єкта захисту, тобто в основній зоні дії, називають абсолютно селективним. Захист, здатний діяти як в основній зоні, так і в суміжній резервній зоні, називають захистом з відносною селективністю.

Швидкодія захисту — це загальний час від моменту виникнення короткого замикання або іншого пошкодження на об'єкті захисту до його знеструмлення. Час вимикання пошкодження складається з часу спрацювання захисту та власного часу вимикання високовольтного вимикача. Отже, для прискорення ліквідації пошкоджень необхідно застосовувати не лише швидкодійний захист, а й швидкодійні вимикачі.

До швидкодійних належать захисти, час спрацювання яких не перевищує  $t_{сз} = 0,1-0,2$  с. Час вимикання більшості сучасних вимикачів становить  $t_{вим.в} = 0,05-0,15$  с.

Швидкодія захисту від коротких замикань обмежує тривалість термічної дії струмів КЗ, скорочує час роботи електродвигунів за зниженої напруги, що виникає внаслідок короткого замикання, а також створює умови для прискореного автоматичного відновлення напруги за успішної дії АПВ — автоматичного повторного ввімкнення, або АВР — автоматичного ввімкнення резерву.

Під чутливістю релейного захисту розуміють його здатність реагувати на можливі пошкодження в мінімальних режимах роботи системи електропостачання, коли відхилення контрольованого параметра є найменшими.

Чутливість захисту оцінюють коефіцієнтом чутливості  $K_{ч}$ , який визначають як відношення мінімально можливого значення контрольованого

параметра в зоні дії захисту до значення параметра спрацювання, установленого на пристрої захисту, тобто до уставки спрацювання.

Наприклад, для максимального струмового захисту (МСЗ) і струмової відсічки (СВ) коефіцієнт чутливості визначають як відношення мінімального струму короткого замикання до струму спрацювання захисту:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мін}}/I_{\text{сз}}$$

Під надійністю релейного захисту й автоматики в системах електропостачання розуміють здатність відповідних пристроїв виконувати задані функції зі збереженням установлених експлуатаційних показників у допустимих межах протягом визначеного проміжку часу.

Класифікація видів захисту.

Залежно від параметра, за яким здійснюється захист, розрізняють електричні та неелектричні засоби захисту. До електричних належать засоби, що реагують на зміну струму, напруги, потужності або частоти. До неелектричних належить, зокрема, газовий захист, який фіксує появу газу та швидкість його виділення в масляних трансформаторах.

Електричні захисти поділяють на максимальні та мінімальні. Максимальні захисти спрацьовують у разі перевищення контрольованого параметра понад номінальне або допустиме значення, а мінімальні — у разі зменшення контрольованого параметра нижче встановленого рівня.

Серед максимальних захистів розрізняють струмові захисти від аварійних надструмів багатозазних коротких замикань і захисти від ненормальних режимів роботи. Надструмом прийнято називати струм, що виникає в аварійному режимі та перевищує струм нормального режиму.

Струмові захисти від багатозазних коротких замикань поділяють на захисти з відносною та абсолютною селективністю. Залежно від способу забезпечення відносної селективності струмові захисти поділяють на максимальний струмовий захист (МСЗ), струмову відсічку (СВ) з витримкою часу та струмову відсічку без витримки часу.

У максимальному струмовому захисті та струмовій відсічці з витримкою часу селективність забезпечується шляхом уведення ступінчастого уповільнення спрацювання захисту: чим ближче захист розташований до джерела живлення, тим більшою є витримка часу. Селективність суміжних струмових відсічок без витримки часу забезпечується за принципом збільшення уставок струму спрацювання в напрямку до джерела живлення.

Витримка часу реалізується шляхом уведення в схему реле часу або пускового реле із залежною характеристикою часу спрацювання від струму в реле, наприклад реле типу РТ-80.

До струмових захистів від коротких замикань з абсолютною селективністю належать поздовжній і поперечний диференційні струмові захисти, дія яких ґрунтується на порівнянні струмів перед об'єктом захисту та після нього.

До захистів від ненормальних режимів належать захисти від однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю, захист від перевантаження, захист мінімальної напруги, газовий захист та інші види захисту.

Елементна база релейного захисту.

Реле, що застосовуються в системах релейного захисту, класифікують за такими основними ознаками:

– за принципом дії — електромагнітні, індукційні, електродинамічні, теплові, електронні, магнітоелектричні тощо;

– за параметром спрацювання — реле струму, напруги, потужності, теплові реле та інші;

– за способом впливу на вимикання — реле прямої та непрямої дії.

Основні типи реле.

Реле називають апарати, які замикають або розмикають електричні кола чи механічно впливають на вимикачі за досягнення заданого значення контрольованої величини, зокрема струму, напруги, потужності, тиску або температури.

У релейному захисті найбільшого поширення набули переважно електричні реле, зокрема електромагнітні та індукційні.

Реле максимального струму типів РТМ і РТВ. Приводи окремих типів вимикачів мають вбудовані реле миттєвої дії типу РТМ та реле з витримкою часу типу РТВ.

Електромагнітні реле напруги типу РН реагують на зміну напруги та застосовуються в захистах мінімальної і нульової напруги. До схем захисту такі реле приєднують через вимірювальний трансформатор напруги.

Електромагнітні струмові диференціальні реле типу РНТ застосовують у схемах диференціального захисту генераторів і трансформаторів. Зокрема, реле серії РНТ-565 використовують для захисту відповідного електрообладнання.

Індукційні реле потужності типу РБМ реагують на величину та напрямки потужності, підведеної до їх обмотки. Такі реле називають реле напрямку потужності й застосовують у схемах релейного захисту для визначення лінії, на якій виникло коротке замикання.

Допоміжні реле призначені для виконання додаткових функцій у схемах релейного захисту. До них належать реле часу, що забезпечують необхідні витримки часу, проміжні реле, які використовують для розмноження імпульсів, а також вказівні реле, призначені для подавання сигналів про спрацювання релейного захисту.

Реле часу типів ЕВ-112 — ЕВ-144 випускають для роботи на постійному струмі з напругою 24, 48, 110 і 220 В. Реле часу змінного струму типів ЕВ-215 — ЕВ-245 розраховані на напругу 100, 127, 220 і 380 В.

Як електромеханічні реле часу часто застосовують моторні реле часу типу РТ із синхронними мікродвигунами.

Проміжні реле (РП) призначені для розмноження контактів основного реле, наприклад для одночасного замикання або розмикання кількох кіл, що живлять вимикальні котушки приводів вимикачів. Їх також використовують для підсилення потужності сигналу основного реле шляхом передавання його імпульсу на проміжне реле з більш потужними контактами.

Проміжні реле виготовляють для роботи на постійному та змінному оперативному струмі. Вони можуть вмикатися як реле напруги або як реле струму.

Для роботи на постійному струмі напругою 24, 48, 110 і 220 В застосовують проміжні реле типів РП-210, РП-232. Усі зазначені реле працюють за електромагнітним принципом і мають п'ять контактів, які можуть використовуватися в різних комбінаціях як замикаючі та розмикаючі. Споживана потужність таких реле становить 6–8 Вт.

Для роботи на змінному струмі напругою 100, 127, 220 і 380 В застосовують проміжні реле типів РП-250, РП-256. Вони мають короткозамкнений виток на осерді електромагніту, призначений для усунення вібрації рухомої системи. Крім того, використовують також проміжні реле типів РП-321 і РП-341.

Вказівні реле (РУ) призначені для подавання сигналу про спрацювання відповідного захисту. Такі реле можуть вмикатися послідовно в коло інших реле або апаратів і реагувати на появу струму в цьому колі. Також вони можуть вмикатися паралельно до кола відповідних реле чи апаратів і сигналізувати про появу на них напруги.

Джерелами живлення для реле є трансформатори власних потреб ТВП 6–10/0,4 кВ. Їх вторинна напруга 220 В використовується для живлення спеціальних блоків, зокрема випрямлячів, стабілізаторів на шинах живлення електромагнітних вимикачів, а також сигнальних кіл.

Застосування струмового захисту (СЗ) з відносною селективністю. Максимальний струмовий захист (МСЗ).

Струмовий захист з відносною селективністю завдяки простоті виконання набув широкого застосування в мережах з одностороннім живленням. У поєднанні з пристроями автоматичного введення резерву (АВР) та автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) такий захист забезпечує високий рівень надійності електропостачання.

Розрізняють два основні види захистів з відносною селективністю: максимальний струмовий захист (МСЗ) і струмову відсічку (СВ).

Селективність дії МСЗ забезпечується ступінчастим вибором часу спрацювання. Для струмової відсічки селективність досягається шляхом вибору відповідного струму спрацювання.

МСЗ є основним видом захисту ліній електричних мереж від багатозначних коротких замикань. У разі недостатньої чутливості, коли  $K_{\text{ч}} \leq 1,5$ , МСЗ виконують разом зі струмовою відсічкою. В окремих випадках може застосовуватися багатоступеневий захист:

- I ступінь — струмова відсічка без витримки часу;
  - II ступінь — струмова відсічка з невеликою витримкою часу;
  - III ступінь — максимальний струмовий захист з витримкою часу.
- Основні органи та принцип дії МСЗ.

Пристрої максимального струмового захисту встановлюють у комірках комплектних розподільних пристроїв. Для цього комірки обладнують вимикачем з електромагнітним приводом і трансформатором струму.

Основними елементами МСЗ є вимикач, вимірювальний трансформатор струму ТА та електричне реле часу КТ.

Вимірювальний орган складається з трансформатора струму ТА і реле струму КА. Трансформатор струму ТА забезпечує захист вторинних кіл від високої напруги, а також узгодження параметрів реле струму із силовими колами об'єкта захисту (ОЗ). Незалежно від номінального струму первинної обмотки трансформатора струму струм його вторинної обмотки становить 5 А.

Вимірювальне реле струму КА живиться від вторинних обмоток трансформатора струму ТА. Саме реле безпосередньо вимірює струм і порівнює його зі струмом уставки спрацювання.

Високовольтний вимикач слугує виконавчим органом МСЗ  
Принцип роботи МСЗ.

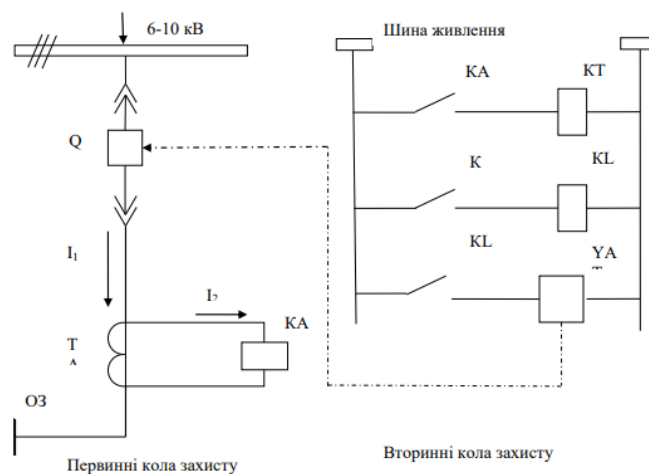


Рисунок 10.1 - Однолінійна схема захисту та схема вторинних кіл МСЗ

У нормальному режимі роботи в лінії, що живить об'єкт захисту (ОЗ), протікає робочий струм  $I_{робочий}$ . На цій лінії встановлена первинна обмотка вимірювального трансформатора струму ТА. Тому струм  $I_1$ , тобто струм первинної обмотки трансформатора струму, дорівнює робочому струму лінії. У вторинній обмотці трансформатора струму ТА протікає струм  $I_2$ . Відношення струму первинної обмотки до струму вторинної обмотки є коефіцієнтом трансформації трансформатора струму ТА, який є сталою характеристикою цього трансформатора.

До вторинних кіл трансформатора струму ТА приєднані обмотки струмового реле КА.

У разі виникнення короткого замикання струм у колі мережі від джерела живлення (ДЖ) до точки КЗ зростає і досягає значення струму спрацювання захисту  $I_{сз}$ . Цей струм протікає через первинну обмотку вимірювального трансформатора струму ТА. Оскільки струм у лінії до об'єкта захисту збільшується, відповідно зростає і струм у вторинній обмотці трансформатора струму ТА. Коли він досягає значення  $I_{сп}$ , тобто струму спрацювання реле, реле КА спрацьовує і своїм контактом приводить у дію реле часу КТ.

Реле часу КТ забезпечує необхідну витримку часу спрацювання захисту, потрібну для дотримання селективності. Після завершення встановленої витримки часу реле КТ замикає свої контакти та подає живлення на проміжне реле КЛ, яке виконує функцію підсилювального елемента релейного захисту.

Проміжне реле, замикаючи свої контакти, подає живлення на привід УАТ вимикача Q. Після спрацювання вимикача ділянка мережі, що живить об'єкт захисту, знеструмлюється.

Щоб запобігти спрацюванню захистів непошкоджених кіл, розташованих вище вимикача, під час розрахунку струмів їх спрацювання враховують коефіцієнт повернення  $K_{пов}$ .

#### Вибір витримки (уставки) часу спрацювання МСЗ

Витримку часу спрацювання застосовують для забезпечення селективності пристроїв максимального струмового захисту суміжних ліній. Для цього в схемах МСЗ передбачають реле часу КТ.

Витримку часу спрацювання МСЗ суміжних ліній вибирають за ступінчастим принципом, починаючи з найбільш віддаленої від джерела живлення точки короткого замикання. У кожному наступному захисті, розташованому ближче до джерела живлення, витримку часу збільшують на величину ступеня селективності  $\Delta t$  (рис. 10.2).

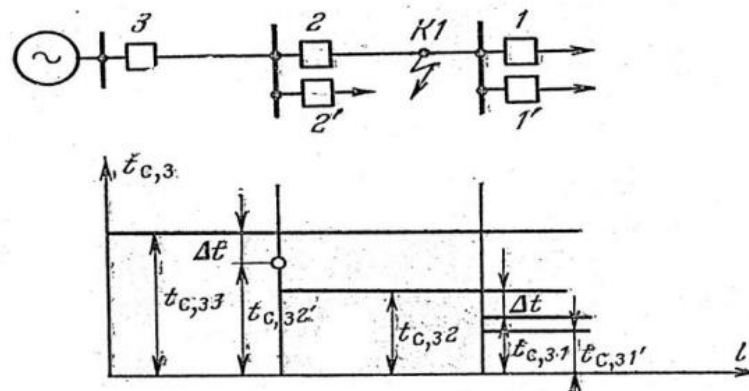


Рисунок 10. 2 - Графічне представлення вибору часу спрацювання МСЗ

Величина ступеня селективності  $\Delta t$  має бути такою, щоб захист розташований нижче (захист 2-2'), спрацював раніше за захист розташований вище (захист 3). Для цього повинні бути враховані наступні складові

$$\Delta t = t_{\text{вк.в}(i-1)} + t_{\text{пох}i} + t_{\text{пох}(i-1)} + t_{\text{ін}} + t_{\text{зап}},$$

де  $t_{\text{вк.в}(i-1)}$  - час відключення (i-1) вимикача;

$t_{\text{пох}i}$  - від'ємна (в сторону зменшення  $t_{\text{сз}}$ ) похибка i-го захисту;

$t_{\text{пох}(i-1)}$  - позитивна (в сторону збільшення  $t_{\text{сз}}$ ) похибка (i-1)-го захисту;

$t_{\text{ін}}$  - час інерції i-го захисту;

$t_{\text{зап}}$  - час запасу.

Ступінь селективності частіше за все приймається рівним 0,5 с.

Розрахунок струмів спрацювання МСЗ Розрахунки мають за мету визначення первинного струму захисту ( $I_{\text{сз}}$ ), струму спрацювання вимірювального реле ( $I_{\text{сп}}$ ) та коефіцієнта чутливості ( $K_{\text{ч}}$ ) МСЗ.

Ці параметри визначають відповідно до таких умов:

- захист не повинен спрацьовувати під час протікання в об'єкті захисту максимального робочого струму навантаження з урахуванням пускових струмів;

- захист має забезпечувати повернення у початковий стан пристроїв МСЗ, які спрацювали на неушкоджених ділянках після дії захисту та вимикання відповідного вимикача;

- максимальний струмовий захист повинен надійно діяти в основній зоні захисту об'єкта захисту, для чого коефіцієнт чутливості має відповідати умові  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ . Для резервної зони захисту допускається  $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ .

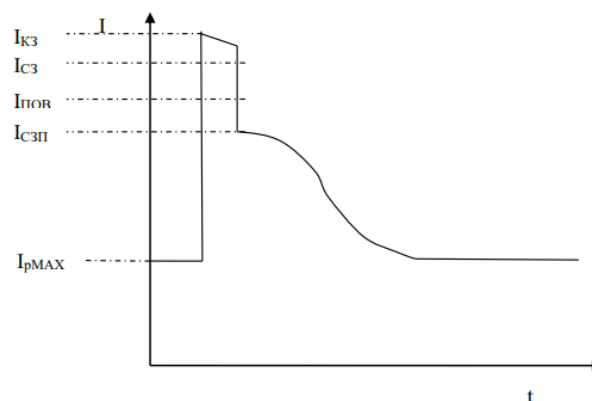


Рисунок 10.3 - Вибір струму спрацювання МСЗ

Для виконання перших двох умов струм спрацювання визначається за співвідношенням:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{р.макс}}}{K_{\text{пов}}}$$

де  $I_{\text{р.макс}}$  - максимальний робочий струм в лінії;

$K_H=1,1-1,2$  – коефіцієнт надійності (запасу);

$K_{пов}=0,8-0,85$  – коефіцієнт повернення (для електромагнітних реле);

$K_{сзп}=2,5-3$  – коефіцієнт самозапуску, враховує збільшення струму під час самозапуску двигунів.

Відповідно, розрахунковий струм спрацювання реле буде визначено:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_{сзп} \cdot K_{сх} \cdot I_{р.МАХ}}{K_{пов} \cdot K_{ТА}} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{K_{ТА}}$$

Таким чином, МСЗ обмежує величину струмів короткого замикання  $I_{кз}$ . Але не обмежує тривалість, через наявність витримки часу. При вибухонебезпечних умовах застосовують МСЗ без витримки часу.

Струмова відсічка (СВ).

Принцип роботи СВ.

Одним з видів струмового захисту з відносною селективністю є Струмова Відсічка. Селективна дія СВ без витримки часу досягається за рахунок вибору струму спрацювання захисту. Струм спрацювання струмової відсічки обирається більшим за максимальний струм ( $I_{к.зобв.мах}$ ) в місці встановлення захисту при КЗ в точках мережі розташованих поза захищеною зоною (рис. 10.4).

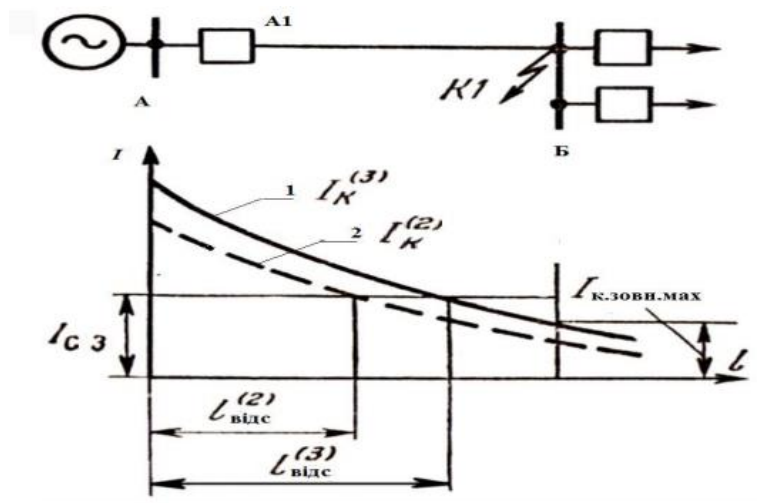


Рисунок 10.4 - Вибір струму спрацювання СВ.

Дія захисту під час короткого замикання забезпечується тим, що струм КЗ у мережі, а відповідно і в пристрої захисту, зростає в міру наближення точки короткого замикання до джерела живлення. При цьому криві зміни струму КЗ, де 1 — максимальне значення для трифазного КЗ, а 2 — мінімальне значення для двофазного КЗ, мають різну крутизну залежно від режиму роботи системи та виду короткого замикання.

Струмова відсічка є захистом без витримки часу. Час її спрацювання визначається лише незначною затримкою виконавчого органу, яка зазвичай не перевищує 0,1 с. Така затримка необхідна для запобігання хибному вимиканню лінії під час роботи трубчастих розрядників, що встановлюються на лініях для захисту від перенапруг.

Захисти з абсолютною селективністю.

Для захисту елементів систем електропостачання застосовують диференційний принцип, що ґрунтується на порівнянні електричних величин. На цьому принципі базуються поздовжній і поперечний диференційні захисти.

Диференційним називають захист, який для визначення місця пошкодження порівнює два або кілька струмів, а в окремих випадках — лише їхні фази.

Поздовжній диференційний захист.

Поздовжній диференційний захист ґрунтується на порівнянні струмів на початку та в кінці лінії або іншого об'єкта захисту (рис. 10.5).

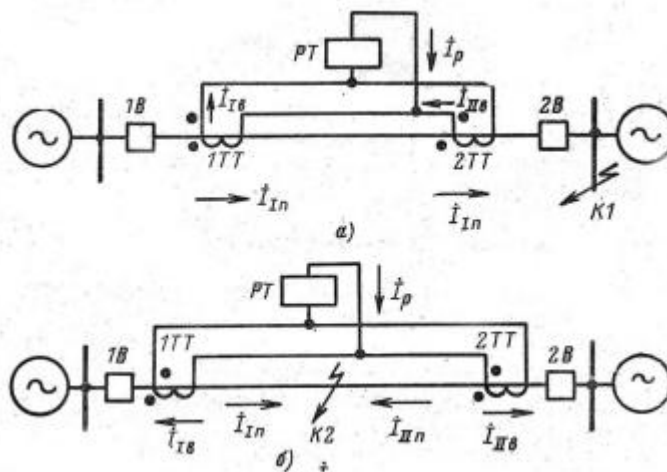


Рисунок 10.5 - Поздовжній диференційний струмовий захист

Для реалізації захисту лінії на її кінцях встановлюють вимірювальні трансформатори струму (ТА) з однаковим коефіцієнтом трансформації КТА. Вторинні обмотки трансформаторів струму однойменних фаз і котушки вимірювальних реле струму КА з'єднують таким чином, що в нормальному режимі роботи або в разі короткого замикання поза зоною дії захисту струм у реле відсутній. Зона дії поздовжнього диференційного захисту з обох боків обмежена трансформаторами струму.

У разі пошкодження ділянки лінії між трансформаторами струму, тобто в зоні дії диференційного струмового захисту, струм у реле дорівнює струму короткого замикання з урахуванням коефіцієнта трансформації трансформатора струму КТА.

На практиці переважно застосовують схеми диференційного струмового захисту з циркулюючими струмами. У таких схемах струми циркулюють у провідниках, що з'єднують між собою вторинні обмотки трансформаторів струму 1ТТ і 2ТТ. Вимірjuвальне реле струму РТ приєднують паралельно до проводів, у яких циркулює струм.

Розподіл струмів у схемі поздовжнього диференційного струмового захисту з циркулюючими струмами визначається режимом роботи мережі. З урахуванням прийнятого позитивного напрямку струмів у нормальному режимі або при зовнішньому короткому замиканні в точці К1 струм у реле визначається геометричною різницею струмів вторинних обмоток трансформаторів струму.

$$\dot{I}_P = \dot{I}_{IB} - \dot{I}_{IIB}$$

За умови рівності первинних струмів  $\dot{I}_{IП}$  та  $\dot{I}_{IIП}$  і відсутності похибки трансформаторів струму має місце рівність цих струмів, внаслідок чого струм в реле буде дорівнювати нулю і захист не приходить в дію.

У разі КЗ у зоні дії захисту струм в реле буде визначатися сумою вторинних струмів

$$\dot{I}_P = \dot{I}_{IB} + \dot{I}_{IIB}$$

Якщо припустити металеве трифазне КЗ у точці К2, то струм поза нею буде визначатись вторинним струмом першого трансформатора струму. Оскільки опір реле набагато менший за опір трансформатора 2ТТ струм  $I_{IB}$  протікає через реле КТ, яке за умови  $I_p \geq I_{спрац}$  реле спрацьовує в діє на вимикання вимикача лінії.

Отже, поздовжній диференційний струмовий захист спрацьовує у разі пошкоджень у межах своєї зони дії та не реагує на зовнішні короткі замикання і струми нормального режиму роботи. Завдяки цій властивості такий захист належить до захистів з абсолютною селективністю.

Зазначена принципова особливість дає змогу виконувати швидкодійний захист без витримки часу та теоретично вибирати струм спрацювання без урахування струмів навантаження.

Проте на практиці струм спрацювання диференційного струмового захисту необхідно відстроювати від струмів небалансу. Їх поява зумовлена неоднаковістю кривих намагнічування трансформаторів струму, кидками струмів намагнічування силових трансформаторів, похибками регулювання напруги трансформаторів головної понижувальної підстанції, а також схемами з'єднання трансформаторів струму під час захисту силових трансформаторів.

Поперечний диференційний захист.

Застосовується для захисту паралельних ліній, які приєднуються до шин підстанції через один спільний вимикач. Паралельні лінії використовують у випадках, коли пропускної спроможності однієї лінії недостатньо для передавання необхідної потужності.

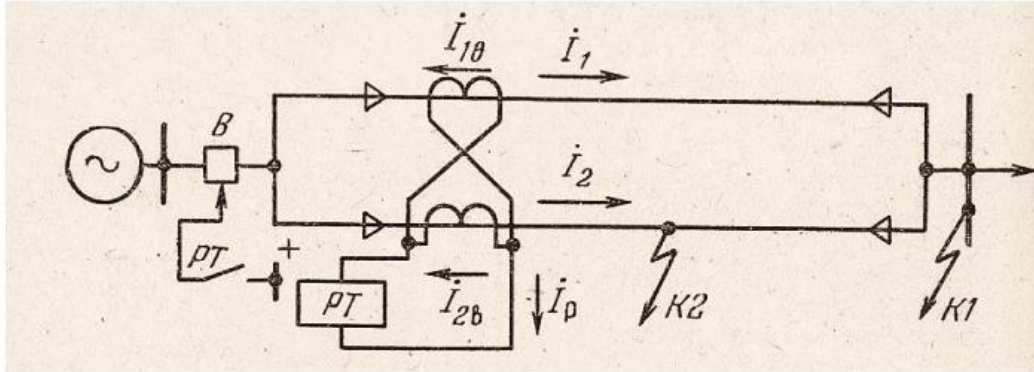


Рисунок 10.6 - Поперечний ДСЗ

Захист ґрунтується на порівнянні струмів однойменних фаз паралельних ліній. Для його виконання застосовують трансформатори струму 1ТА і 2ТА з однаковими коефіцієнтами трансформації, які встановлюють на початку ліній I1 та I2 з боку живлення від підстанції «А».

Пускове реле КА з'єднують із трансформаторами струму за схемою різниці струмів однойменних фаз подвійної лінії L. Така схема відповідає принципу диференційного захисту з циркулюючими струмами, аналогічно до поздовжнього диференційного захисту. За прийнятого умовного напрямку струмів від шин А у лінію струм у реле визначається як різниця струмів вторинних обмоток трансформаторів струму.

У зв'язку з цим у нормальному режимі роботи обох ліній або за зовнішніх коротких замикань, наприклад у точці К1, через котушку реле КА протікає лише струм небалансу. Щоб запобігти хибному спрацюванню захисту під дією струму небалансу, під час налаштування враховують коефіцієнт надійності спрацювання.

Оцінка поперечного диференційного струмового захисту:

1. За принципом дії поперечний диференційний струмовий захист не забезпечує захисту збірних шин з обох боків живлення лінії.
2. У разі спрацювання захисту при короткому замиканні в одному колі подвійної лінії друге коло також не залишається в роботі, що зумовлює необхідність застосування додаткового резервного захисту.
3. Захист не дає змоги визначити, у якому саме з паралельних кіл подвійної лінії виникло пошкодження.

Разом із тим поперечний диференційний струмовий захист можна розглядати як максимальний струмовий захист з абсолютною селективністю, оскільки його дія поширюється на паралельне коло, утворене двома

паралельними лініями однієї ЛЕП, і він не реагує на зовнішні короткі замикання.

Газовий захист.

Внутрішні пошкодження масляних трансформаторів можуть бути спричинені витковими замиканнями або замиканням листів сталі магнітопроводу внаслідок порушення ізоляції між ними. Так званий «пожар сталі» супроводжується локальним перегріванням обмоток трансформатора під дією струмів міжвиткових замикань або перегріванням магнітопроводу через збільшення втрат на перемагнічування та вихрові струми.

Максимальний і диференційний захисти від коротких замикань на такі види пошкоджень не реагують. Тому їх необхідно доповнювати спеціальним захистом — газовим.

Газовий захист фіксує появу та інтенсивність виділення газу, а також зниження рівня масла внаслідок пошкоджень трансформатора всередині бака. Утворення газу є результатом розкладання трансформаторного масла та ізоляційних матеріалів під дією електричної дуги або надмірного нагрівання.

Інтенсивність газоутворення залежить від характеру та масштабу пошкодження. Це дає змогу виконати газовий захист таким чином, щоб він розрізняв ступінь пошкодження і, залежно від цього, діяв на сигнал або на вимикання вимикача трансформатора.

Головним елементом газового захисту є газове реле KSG, яке встановлюють у маслопроводі між баком трансформатора та розширювальним бачком, тобто розширником.

В експлуатації застосовуються газові реле поплавкового типу ПГЗ-22 з ртутними контактами. Більш досконалим вважається газове реле РГЧЗ-66 з чашкоподібними елементами 1 і 2 (рис. 10.7).

Обидва елементи, виконані у вигляді плоскодонних алюмінієвих чашок, можуть переміщуватися разом із розміщеними на них рухомими контактами 4 навколо своєї осі 3. Ці контакти замикаються з нерухомими контактами 5 у разі опускання чашок.

У нормальному режимі, коли всередині корпусу реле є масло, чашки утримуються пружинами 6 у такому положенні, за якого контакти залишаються розімкнутими. Система налаштована так, що маса чашки з маслом є достатньою для подолання сили пружин у разі відсутності масла в корпусі реле.

Тому зниження рівня масла супроводжується опусканням чашок і замиканням відповідних контактів. Спочатку опускається верхня чашка, і контакт KSG1 замикає коло сигналізації (рис. 10.7, в).

У разі інтенсивного газоутворення виникає потужний потік масла та газів із бака в розширник. На шляху цього потоку розміщена лопать 7, яка разом із нижньою чашкою діє на спільний контакт. За швидкості потоку 0,6–1,2 м/с протягом часу  $t_{\text{сз}} = 0,05\text{--}0,5$  с лопать повертається і замикає контакт KSG2 у колі живлення проміжного реле KL.

Проміжне реле KL своїм контактом замикає коло живлення електромагнітного привода вимикання вимикача Q з боку живлення трансформатора (рис. 10.7, г).

Газовий захист є обов'язковим для трансформаторів з номінальною потужністю  $S_{\text{ном}} \geq 6300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  і допускається до застосування для трансформаторів меншої потужності. Для цехових трансформаторних підстанцій, що встановлюються в приміщеннях, газовий захист має передбачатися на всіх понижувальних трансформаторах незалежно від їх потужності.

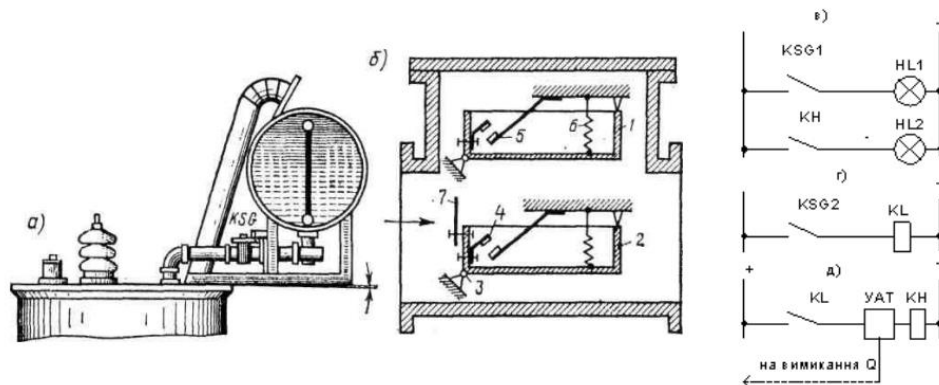


Рисунок 10.7 - Газове реле KSG(а), принцип дії реле РГЧЗ-66 (б) та вторинні кола сигналізації(в) і привода вимикання вимикача (г)

Застосування плавких запобіжників для захисту у мережах напругою вище 1кВ

Висока надійність і швидкодія, порівняно низька вартість та значна вимикальна здатність плавких запобіжників, навіть за наявності окремих недоліків, зумовили їх широке застосування як у мережах напругою до 1 кВ, так і в мережах високої напруги.

Запобіжники з кварцовим наповнювачем, розраховані на напругу понад 1 кВ, завдяки високій швидкодії мають особливо важливу струмообмежувальну властивість: вони здатні розривати коло струму короткого замикання ще до того, як струм досягне амплітудного значення в першому півперіоді.

Плавкі запобіжники автоматично вимикають кола живлення об'єкта захисту в разі короткого замикання. Однак після спрацювання запобіжника необхідно замінити плавку вставку або патрон, щоб підготувати пристрій до подальшої роботи. Це унеможливорює їх повноцінне використання в системах автоматизованого відновлення напруги.

Крім того, плавким запобіжникам притаманні такі недоліки:

- спрацювання відбувається за струму, що значно перевищує номінальний струм плавкої вставки, унаслідок чого не завжди гарантується захист окремих ділянок електричного кола;
- швидке вимикання кола запобіжником, як правило, супроводжується виникненням перенапруги;

– можливе виникнення неповнофазного режиму через перегорання вставки в одній фазі, що може призвести до подальшої ненормальної роботи мережі.

Попри зазначені недоліки, плавкі запобіжники застосовують для захисту трансформаторів і електродвигунів невеликої потужності, розподільних мереж, а також вимірювальних трансформаторів напруги.

Найбільш поширеними є газогенерувальні запобіжники з використанням твердих газогенерувальних матеріалів, зокрема фібри, вініпласту тощо, типу ПСН-35, а також кварцові запобіжники типу ПК-10 (рис. 10.8).

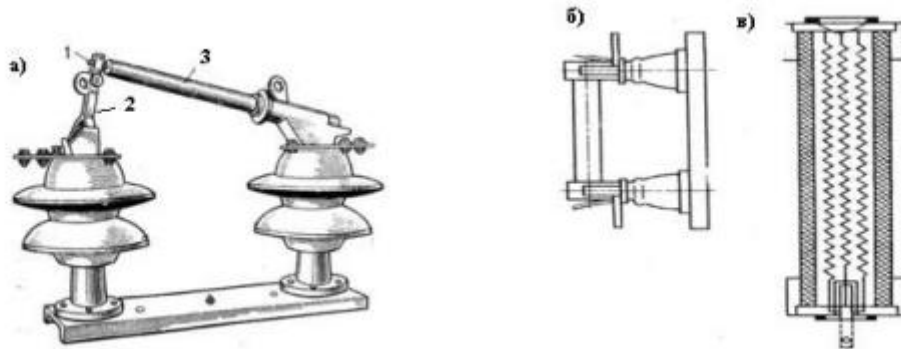


Рисунок 10.8 - Газогенеруючий запобіжник типу ПСН-35 (а), кварцовий типу ПК-10 (б) та патрон ПК-10 у розрізі без кварцового піску (в)

Плавка вставка запобіжника ПСН-35 (рис. 10.8) розташована у середині патрона 3. У разі її перегорання контактний ніж 2 під дією пружини тягне за собою гнучкий зв'язок 1. Електрична дуга, що виникла на місці плавкої вставки, викликає горіння вініпластових стінок патрона і виділення газу. Тиск у патроні зростає і створює поздовжньо-поперечне дуття під дією якого дуга гасне.

Запобіжники типу ПС з вихлопом (стріляючі) випускаються для зовнішньої установки у пристроях напруги 35-110 кВ. (ПС-35М розрахований на  $I_{НОМ} = 10 - 100\text{А}$  і струм вимикання  $I_{ВИМ} = 0,015 - 3,2\text{кА}$ , ПС-110У на  $I_{НОМ} = 50\text{А}$ ,  $I_{ВИМ} = 0,01 - 2,5\text{кА}$ ).

У кварцових запобіжниках типу ПК порцеляновий патрон, призначений для створення сприятливих умов гасіння дуги, заповнюють кварцовим піском і герметично закривають з обох боків. Плавка вставка складається з кількох мідних посріблених елементів різного перерізу.

Оскільки ці елементи плавляться не одночасно, довжина дугових проміжків змінюється поступово, що дає змогу обмежити зростання перенапруги на запобіжнику.

Кварцові запобіжники виготовляють на напругу до 220 кВ, номінальні струми до 400 А та максимальну потужність вимикання короткого замикання до 500 МВА.

Запобіжники зазвичай установлюють перед вимикачами навантаження (QW) типу ВНП-16. Це забезпечує захист від коротких замикань як об'єкта захисту, так і самого вимикача.

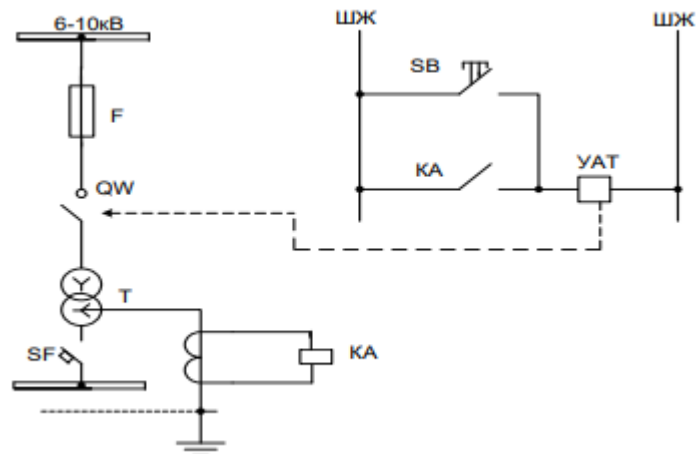


Рисунок 10.9 - Схема захисту цехових ТП запобіжниками

### Висновки

1. Низьковольтні комутаційні апарати мають забезпечувати нормальну роботу в тривалому режимі, режимі перевантаження та короткого замикання.
2. Вибір за номінальною напругою визначається вимогами електричної міцності ізоляції, а за струмом — умовами допустимого нагрівання.
3. Значення струму спрацювання захистів повинно враховувати робочі, аварійні та пускові режими, включаючи коефіцієнти
4. Вимоги до захистів включають селективність, чутливість, швидкодію та надійність; ці критерії визначають параметри апаратів та уставок реле.
5. МСЗ та СВ є найбільш поширеними захистами в мережах з одностороннім живленням, причому МСЗ працює із витримкою часу, а СВ — миттєво.
6. Диференційні захисти забезпечують абсолютну селективність, порівнюючи струми на початку та в кінці зони захисту.
7. Газовий захист трансформаторів реагує на газоутворення та зміни рівня масла, забезпечуючи високий рівень надійності.
8. Плавкі запобіжники з кварцовим наповнювачем ефективні при обмеженні струмів КЗ завдяки високій швидкодії, але мають низку експлуатаційних обмежень.
9. Селективність у низьковольтних мережах встановлюється або за **часом** (МСЗ), або за **струмом** (СВ), або за **принципом порівняння** (диференційний захист).
10. Вибір апаратів є комплексним техніко-економічним завданням та вимагає врахування режимів роботи системи, характеру навантаження та рівня КЗ.

### Контрольні питання

1. Які режими роботи повинні витримувати низьковольтні комутаційні апарати?
2. Яким чином здійснюється вибір апаратів за номінальною напругою?
3. Що визначає номінальний струм апарата?
4. Як впливає температура навколишнього середовища на допустимий струм апарата?
5. Які функції виконують захисні апарати в системах електропостачання?
6. Які основні вимоги до засобів захисту?
7. У чому полягає селективність захистів?
8. Що таке чутливість захисту та як вона оцінюється?
9. Що визначає коефіцієнт повернення  $K_{пов}K_{пов}$ ?
10. Як впливають пускові струми електродвигунів на уставки захисту?
11. Які принципи покладені в основу МСЗ?
12. У чому відмінність МСЗ від струмової відсічки?
13. Які типи витримок часу застосовуються у МСЗ?
14. На якому принципі працює поздовжній диференційний захист?
15. У яких випадках застосовується поперечний ДСЗ?
16. Які основні елементи газового захисту трансформаторів?
17. У чому полягає обмежувальна властивість кварцових запобіжників?
18. Які недоліки притаманні плавким запобіжникам?
19. Яким чином вибирається струм спрацювання СВ?
20. Які обмеження існують щодо застосування СВ у реальних мережах?

### Використана література

1. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2020. 200 с.
2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.
3. Шкрабець Ф. П. Електропостачання : навч. посіб. Дніпро : НГУ, 2015. 540 с.
4. Василега П. О. Електропостачання : підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.

## ТЕМА 11. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Показники якості напруги в системах електропостачання. Визначення основних показників якості напруги.

Показники якості.

До якості електричної енергії висуваються такі самі вимоги, як і до якості будь-якої промислової продукції. Водночас електрична енергія як продукт має істотну особливість: її неможливо накопичувати у звичайному розумінні, подібно до продукції інших галузей промисловості. При цьому від якості електричної енергії значною мірою залежать умови роботи електроприймачів і споживачів. Саме тому забезпечення необхідного рівня якості електроенергії має важливе господарське та техніко-економічне значення.

Підвищення якості електричної енергії найчастіше пов'язане з додатковими витратами, оскільки потребує застосування спеціальних технічних пристроїв і заходів.

Доцільно розрізняти такі показники якості електричної енергії: гранично допустимі значення за технічними умовами, нормовані значення, а також оптимальні або економічно обґрунтовані значення. Ці величини можуть помітно відрізнятися між собою і залежать від низки місцевих умов. Зазвичай за технічними умовами допускаються граничні відхилення від номінальних значень. Проте з погляду економічності часто доцільним є їх зменшення.

Як правило, нормуванню підлягають лише значення, визначені технічними умовами. Оптимальні значення мають установлюватися окремо для кожного конкретного випадку, хоча застосування типових рішень також не виключається.

У системах електропостачання низки промислових підприємств сумарна частка електротермічних і вентильних навантажень може становити 40 % і більше. Тому такі явища, як порушення симетрії напруг та відхилення форми їх зміни в часі від синусоїдальної, необхідно розглядати як постійно діючі фактори. Відповідно до чинних нормативів ці показники мають перебувати в допустимих межах. Якщо ж вони перевищують установлені значення, необхідно впроваджувати відповідні заходи для нормалізації режиму роботи мережі.

Слід розрізняти показники якості електроенергії, зумовлені роботою живильної електроенергетичної системи, та показники, спричинені роботою приймачів електричної енергії. Наприклад, відхилення частоти залежить переважно від живильної системи. Натомість коливання частоти, несинусоїдальність форми кривої напруги, коливання напруги, несиметрія напруг і зміщення нейтралі можуть бути спричинені роботою окремих електроприймачів.

Не всі показники якості електричної енергії мають жорстко нормовані значення. Так, за величиною та тривалістю нормуються лише відхилення частоти, тоді як інші показники нормуються переважно тільки за величиною. Відхилення та колювання напруги додатково оцінюються за швидкістю зміни напруги. Для інших показників якості електричної енергії швидкість їх зміни, як правило, не встановлюється.

Нормування показників якості електричної енергії належить до основних питань, пов'язаних із забезпеченням належної якості електропостачання. Система показників якості електроенергії охоплює кількісні характеристики повільних змін діючого значення напруги, тобто її відхилень, швидких змін напруги, тобто колювань, а також характеристик форми кривої напруги, симетрії напруг у трифазній системі та зміни частоти.

Показники якості електричної енергії визначаються відповідно до чинного в Україні міждержавного стандарту ДСТУ EN 50160:2023.

До основних показників відносять: усталене відхилення напруги  $\delta U_y$ ; розмах зміни напруги  $\delta U_t$ ; коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги  $K_U$ ; коефіцієнт n-ї гармонічної складової напруги  $K_{U(n)}$ ; коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю  $K_{2U}$ ; коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю  $K_{U0}$ ; відхилення частоти  $\Delta f$ ; тривалість провалу напруги  $\Delta t_n$ ; імпульсна напруга  $U_{\text{імп}}$ ; коефіцієнт тимчасової перенапруги  $K_{\text{пер}U}$ .

До додаткових показників якості електроенергії відносять: частоту повторення зміни напруги  $F_{\delta U_t}$ ; інтервал між змінами напруги  $\Delta t_{i,i+1}$ ; глибину провалу напруги  $\delta U_n$ ; частість появи провалів напруги  $F_n$ ; тривалість імпульсу за рівнем 0.5 його амплітуди  $t_{\text{імп}0.5}$ ; тривалість тимчасової перенапруги  $t_{\text{пер}U}$ .

Відхилення напруги характеризується показником усталеного відхилення напруги, для якого встановлюються такі норми:

– нормально допустиме та гранично допустиме значення усталеного відхилення напруги  $\delta U_y$  на виводах приймачів електричної енергії становлять відповідно  $\pm 5\%$  і  $\pm 10\%$  від номінальної напруги електричної мережі;

– нормально допустимі та гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги в точках загального приєднання споживачів до електричних мереж напругою 0,4 кВ і вище мають установлюватися в договорах на користування електричною енергією між електропостачальною організацією та споживачем. При цьому необхідно враховувати вимоги ДСТУ щодо допустимих значень напруги на виводах електроприймачів.

Несинусоїдальність напруги (рис. 11.1) характеризується такими показниками:

- коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнтом n-ї гармонічної складової напруги.

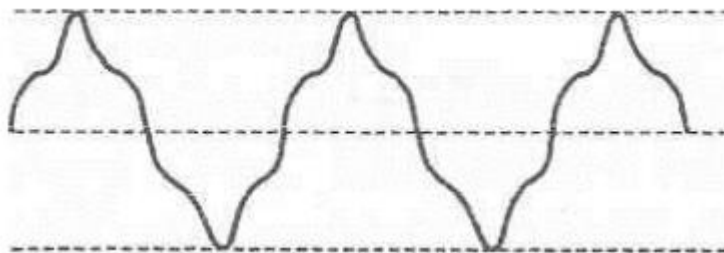


Рисунок 11.1. - Несинусоїдальність напруги

Гранично допустимі значення коефіцієнта  $n$ -ї складової напруги визначаються за формулою:

$$K_{U(n)\text{гран}} = 1,5 K_{U(n)\text{норм}},$$

де  $K_{U(n)\text{норм}}$  – нормально допустиме значення коефіцієнта  $n$ -ї гармонічної складової напруги.

Несиметрія напруги характеризується такими показниками:

- коефіцієнтом несиметрії напруг за зворотною послідовністю;
- коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю.

Нормально допустиме та гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю в точках загального приєднання до електричних мереж становлять відповідно 2,0 % і 4,0 %.

Нормально допустиме та гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю в точках загального приєднання чотирипровідних електричних мереж з номінальною напругою 0,38 кВ становлять відповідно 2,0 % і 4,0 %.

Відхилення частоти напруги змінного струму в електричних мережах характеризується показником відхилення частоти, для якого встановлено такі норми:

- нормально допустиме та гранично допустиме значення відхилення частоти становлять відповідно 0,2 і 0,4 Гц.

Провал напруги характеризується показником тривалості провалу напруги, для якого встановлено таку норму:

- гранично допустиме значення тривалості провалу напруги в електричних мережах напругою до 20 кВ включно становить 30 с. Тривалість провалу напруги, що автоматично усувається, у будь-якій точці приєднання до електричних мереж визначається витримками часу пристроїв релейного захисту та автоматики.

Імпульс напруги характеризується показником імпульсної напруги. Розрахункові значення грозових і комутаційних перенапруг у точках приєднання до електричної мережі загального призначення (рис. 11.2) наводяться для фазних номінальних напруг мережі. Вони є справедливими за умови, що розподільні пристрої та лінії електропередавання в

електричних мережах енергопостачальної організації і споживачів виконані відповідно до вимог ПУЕ.

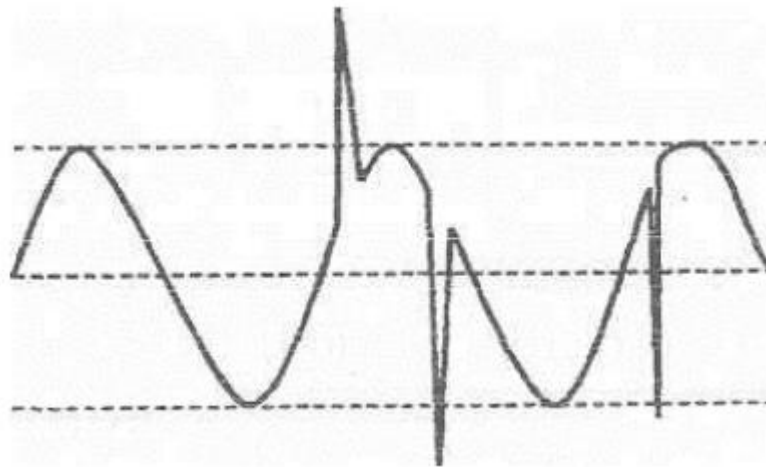


Рисунок 11.2. - Імпульсні напруги

Способи і засоби підвищення якості електроенергії.

Підвищення напруги живильних мереж, як правило, сприяє поліпшенню техніко-економічних показників системи електропостачання промислових підприємств. Одночасно з цим підвищується і якість електричної енергії у споживачів. Якщо реконструкція системи електропостачання підприємства є неможливою або недоцільною, для недопущення перевищення допустимих меж відхилення напруги на затискачах електроприймачів застосовують різні способи та засоби регулювання напруги.

У загальному випадку для забезпечення необхідного рівня напруги в електроприймачів можуть використовуватися такі способи:

- регулювання напруги на шинах центра живлення;
- зміна опору елементів електричної мережі;
- зміна реактивного струму, що протікає в мережі;
- зміна коефіцієнта трансформації розподільних трансформаторів та автотрансформаторів, зокрема лінійних регуляторів.

Реалізація зазначених способів потребує застосування спеціальних технічних засобів. До основних засобів регулювання напруги в промислових електричних мережах належать трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН), лінійні регулятори, керовані батареї конденсаторів, а також синхронні двигуни, оснащені автоматичними регуляторами збудження.

Крім автоматизованих засобів, можуть застосовуватися й неавтоматизовані пристрої, наприклад некеровані батареї конденсаторів і синхронні двигуни без автоматичного регулювання збудження.

Економічну ефективність використання засобів регулювання напруги визначають шляхом порівняння річних приведених витрат  $Z_p$  на

регулювальний пристрій зі збитками  $U$ , спричиненими незадовільною якістю напруги.

Розмахи змін напруги виникають унаслідок різкої зміни втрат напруги в елементах електричної мережі, що пов'язано з появою додаткових ударних навантажень. Для зниження або усунення впливу різкозмінних ударних навантажень, створюваних потужними електропечами, великими електродвигунами тощо, під час проектування систем електропостачання необхідно передбачати такі заходи:

а) виділення потужних електроприймачів із різкозмінним стрибкоподібним навантаженням та забезпечення їх живлення окремими лініями безпосередньо від джерела електроенергії, наприклад ГЗП, ТЕЦ тощо;

б) обмеження струмів пуску та самозапуску електродвигунів;

в) застосування автоматичного регулювання збудження потужних синхронних двигунів, що працюють у режимі перезбудження, для зменшення накидів реактивної потужності;

г) застосування, як виняток, паралельної роботи живильних ліній і трансформаторів на ГЗП з урахуванням збільшення струму короткого замикання, зумовленого таким режимом;

д) використання поздовжньої компенсації;

е) виділення на окремі лінії або окремі трансформатори споживачів, для яких недопустимі стрибки напруги, наприклад освітлювальних установок;

ж) приєднання ударних і спокійних навантажень до різних плечей здвоєних реакторів або до різних обмоток трансформаторів із розщепленими обмотками.

Вплив відхилень напруги на роботу приймачів електричної енергії.

Залежно від режиму навантаження промислового підприємства напруга на затискачах приймачів електричної енергії не залишається сталою і може відрізнятись від номінального значення.

Зміни напруги поділяють на відхилення та коливання. Відхилення напруги  $V$  — це різниця між фактичним значенням напруги  $U$  та її номінальним значенням для даної мережі  $U_{ном}$ , яка виникає за порівняно повільної зміни режиму роботи, коли швидкість зміни напруги становить менше 1 % за секунду.

Допустимі значення відхилень напруги від номінального значення на затискачах різних приймачів електричної енергії регламентуються державними стандартами. Зокрема:

– на затискачах приладів робочого освітлення, установлених у виробничих приміщеннях і громадських будівлях, де потрібне значне зорове напруження, а також у прожекторних установках зовнішнього освітлення допускаються відхилення напруги в межах від  $-2,5$  до  $+5$  % від номінального значення;

– на затискачах електродвигунів, а також апаратів для їх пуску та керування допускаються відхилення напруги в межах від  $-5$  до  $+10$  % від номінального значення;

– на затискачах інших приймачів електричної енергії, зокрема електроприймачів сільськогосподарського призначення, допускаються відхилення напруги в межах  $\pm 5$  % від номінального значення;

– у післяаварійних режимах допускається додаткове зниження напруги на 5 %.

Основними факторами, що визначають якість напруги в системах електропостачання, є дотримання балансу реактивної потужності у вузлі навантаження, способи та режими регулювання напруги в центрі живлення, засоби місцевого регулювання напруги, наявність однофазних навантажень і характер їх розподілу по фазах, наявність ударних навантажень, а також заходи щодо зменшення та локалізації їх впливу.

В умовах безперервного зростання електричних навантажень на підприємствах важливим чинником поліпшення якості напруги є підвищення рівня номінальної напруги розподільних мереж на ступенях внутрішнього електропостачання, а також вибір раціональних рівнів напруги під час проектування систем електропостачання.

Слід зазначити, що необхідність застосування тих чи інших засобів регулювання напруги в системах електропостачання промислових підприємств часто є наслідком недосконалості самої системи. Якщо відхилення напруги на затискачах електроприймачів перевищують допустимі значення, у багатьох випадках доцільніше не встановлювати додаткові засоби регулювання напруги, які збільшують капітальні витрати на мережу та втрати електроенергії, а реконструювати систему електропостачання з переходом на вищі рівні напруги розподільних мереж.

Такий захід одночасно дає змогу зменшити втрати електричної енергії в елементах системи електропостачання та створює умови для безперешкодного введення в експлуатацію нових електричних навантажень під час розширення промислового підприємства.

У загальному випадку справедливим є твердження, що кожний приймач електричної енергії має найкращі техніко-економічні показники за певного оптимального значення напруги на його затискачах. Відхилення напруги від цього оптимального рівня призводить до зміни техніко-економічних характеристик електроприймачів.

Зміна напруги впливає також на показники роботи самої електричної мережі, насамперед через зміну втрат потужності та електричної енергії. Отже, відхилення напруги в окремих точках мережі впливають на функціонування всієї системи електропостачання підприємства.

Розглянемо приклади впливу відхилень напруги в системі електропостачання на роботу окремих приймачів електричної енергії та на перебіг технологічних процесів.

Нині найбільш поширеними приймачами електричної енергії в промисловості є асинхронні двигуни, які застосовують для привода

різноманітних механізмів. У таблиці 11.1 наведено дані щодо впливу відхилень напруги в межах від –10 до +10 % на характеристики асинхронних двигунів.

Таблиця 11.1 - Вплив відхилень напруги на характеристики асинхронних двигунів

Характеристики двигунів	Зміна характеристики при $V$	
	- 10%	+ 10%
<i>Пусковий і максимальний обертаючі моменти</i>	-19%	+21%
<i>Синхронна частота обертання</i>	<i>Постійна</i>	<i>Постійна</i>
<i>Ковзання</i>	+23%	-17%
<i>Частота обертання при номінальному навантаженні</i>	-1,5%	+1%
<i>ККД при навантаженні:</i>		
<i>Номінальному</i>		
75%	-2%	+1%
50%	-1÷-2%	+1÷+2%
<i>Коефіцієнт потужності при навантаженні: 100%</i>	+1%	-3%
75%	+2÷+3%	-4%
50%	+4÷+5%	-5÷-6%
<i>Струм ротора при номінальному навантаженні</i>	+14%	-11%
<i>Струм статора при номінальному навантаженні</i>	+10%	-7%
<i>Пусковий струм</i>	-10÷-12%	+10÷+12%
<i>Приріст температури обмотки при номінальному навантаженні</i>	+5÷+6%	<i>Практично без зміни</i>

У разі відхилення напруги мережі від номінального значення активна потужність на валу асинхронного двигуна залишається практично незмінною. Водночас змінюються втрати активної потужності в самому двигуні, що може призводити як до перевитрати, так і до економії електричної енергії.

Реактивна потужність електродвигуна при цьому змінюється істотно. Для наближених розрахунків можна прийняти, що для електродвигунів єдиної серії А потужністю 20–100 кВт підвищення напруги на 1 % спричиняє збільшення реактивної потужності приблизно на 3 %, а для електродвигунів меншої потужності — на 5–7 %.

Значних збитків промисловим підприємствам завдає скорочення строку служби асинхронних двигунів, які працюють із великим завантаженням за зниженої напруги. Розрахунки показують, що з погляду збільшення строку експлуатації двигунів найсприятливішим є режим роботи за номінальної напруги або напруги, дещо вищої за номінальну.

Частота обертання асинхронних двигунів змінюється залежно від підведеної напруги, що може суттєво впливати на продуктивність технологічного обладнання.

Відхилення напруги також істотно впливає на перебіг електротермічних процесів. Від'ємне відхилення напруги на затискачах неавтоматизованих електричних печей призводить до зменшення їх потужності та зміни тривалості технологічного процесу.

Вплив відхилення напруги на роботу дугових печей залежить від вибраного параметра регулювання:

- у разі підтримання сталими опору дуги та її довжини потужність печі зменшується пропорційно квадрату напруги;
- у разі підтримання сталого струму дуги потужність печі зменшується пропорційно напрузі в першому степені;
- у разі підтримання сталої потужності печі втрати потужності зростають за квадратичною залежністю відносно зниження напруги.

Відхилення напруги можуть погіршувати технологічний та енергетичний режими роботи печей опору й індукційних печей. У багатьох випадках за зниження напруги на 8–10 % технологічний процес неможливо завершити в повному обсязі.

Відхилення напруги впливає також на процес електричного зварювання. Зниження напруги погіршує якість зварних швів. У разі зменшення напруги на 10 % тривалість зварювання, зокрема час прогрівання швів, збільшується приблизно на 20 %.

Підвищення напруги призводить до зростання реактивної потужності зварювального агрегату. Так, у режимі холостого ходу при підвищенні напруги з 200 до 220 В кожному відсотку збільшення напруги відповідає зростання реактивного навантаження приблизно на 5 %. У режимі навантаження це зростання становить близько 2,5 %.

Відхилення напруги істотно впливає на роботу освітлювальних установок. Від рівня підведеної напруги залежать світловий потік, освітленість, строк служби, споживана потужність і коефіцієнт корисної дії освітлювальних установок.

Наприклад, для ламп розжарювання підвищення напруги лише на 1 % понад номінальне значення спричиняє збільшення споживаної потужності приблизно на 1,5 %, світлового потоку — на 3,7 %, а також скорочення строку служби лампи на 14 %. Збільшення напруги на 5 % призводить до скорочення строку служби ламп розжарювання приблизно вдвічі.

Строк служби люмінесцентних ламп у разі підвищення напруги на 10 % зменшується на 20–30 %. Зниження напруги нижче номінального значення збільшує строк служби ламп розжарювання та зменшує потужність, яку вони споживають. Водночас у лампі зменшуються струм і світловий потік, що негативно позначається на рівні освітленості.

За зниження напруги на 20 % і більше запалювання газорозрядних ламп, зокрема люмінесцентних, стає практично неможливим.

Несиметрія напруг.

Несиметрія напруг і струмів трифазної системи є одним із важливих показників якості електричної енергії. Причиною її виникнення є різні

несиметричні режими роботи системи електропостачання. Широке застосування потужних однофазних електротермічних установок, потужність яких може досягати 10 000 кВт, а також трифазних дугових печей спричинило істотне зростання частки несиметричних навантажень на промислових підприємствах.

У системах електропостачання розрізняють короткочасні, або аварійні, та тривалі, або експлуатаційні, несиметричні режими. Короткочасні несиметричні режими найчастіше пов'язані з аварійними процесами, зокрема несиметричними короткими замиканнями, обривами одного або двох проводів повітряної лінії із замиканням на землю, пошкодженням чи погіршенням ізоляції однієї з фаз відносно землі тощо.

Тривалі несиметричні режими зазвичай зумовлені несиметрією елементів електричної мережі або підключенням до системи електропостачання несиметричних однофазних, двофазних чи трифазних навантажень.

Несиметрія напруг і струмів, спричинена несиметрією елементів електричної мережі, називається поздовжньою. Прикладами поздовжньої несиметрії є неповнофазні режими повітряних ліній, а також несиметрія параметрів фаз окремих елементів мережі. Поздовжня несиметрія характерна також для спеціальних систем електропередавання, зокрема систем типу «два проводи — земля» (ДПЗ), «два проводи — рейка» (ДПР), «два проводи — труба» (ДПТ) тощо.

Для аналізу та розрахунку несиметричних режимів у трифазних колах переважно застосовують метод симетричних складових. Він ґрунтується на поданні будь-якої трифазної несиметричної системи величин, зокрема струмів, напруг або магнітних потоків, у вигляді суми трьох симетричних систем.

Симетричні складові відрізняються порядком чергування фаз, тобто послідовністю, у якій фазні величини досягають максимальних значень. Відповідно розрізняють системи прямої, зворотної та нульової послідовностей.

Несиметрія міжфазних напруг зумовлюється наявністю складової зворотної послідовності, а несиметрія фазних напруг — також наявністю складової нульової послідовності.

Як критерій оцінювання несиметрії напруг застосовують коефіцієнт несиметрії напруг  $k_{нсмU}$ , який визначають як відсоткове відношення напруги зворотної послідовності основної частоти до номінальної лінійної напруги. Коефіцієнт несиметрії струмів  $k_{нсмI}$  визначають аналогічним способом.

За наявності складової нульової послідовності виникає зміщення нейтралі трифазної системи. Його характеризують коефіцієнтом невірності напруг, який визначають як відсоткове відношення напруги нульової послідовності до номінальної фазної напруги.

Коефіцієнт несиметрії  $k_{нсмU}$  є нормованим показником якості електричної енергії. Відповідно до чинних стандартів значення  $k_{нсмU} \leq 2\%$  є

довготривало допустимим на затискачах будь-якого трифазного симетричного приймача електричної енергії. Якщо коефіцієнт несиметрії перевищує встановлені межі, необхідно передбачати заходи щодо його зниження.

Несиметрія напруг у системах електропостачання істотно впливає на роботу окремих елементів електричної мережі та приймачів електричної енергії.

Синхронні машини. За несиметрії струмів і напруг, спричиненої несиметричним навантаженням, у статорах синхронних генераторів протікають струми прямої, зворотної та нульової послідовностей. Струми прямої послідовності створюють магнітне поле, що обертається синхронно з ротором. Струми зворотної послідовності створюють магнітне поле, яке обертається з подвійною синхронною частотою в напрямку, протилежному напрямку обертання ротора.

Унаслідок цього магнітний потік, створений струмами зворотної послідовності, перетинає полюси ротора з подвійною частотою обертання та наводить у них електрорушійну силу з частотою 100 Гц. Ця ЕРС створює в обмотці збудження пульсуюче поле, яке можна подати у вигляді двох складових: поля, що обертається в напрямку обертання ротора і наводить у статорі ЕРС потрібної частоти, та поля, що обертається в напрямку, протилежному обертанню ротора, і наводить у статорі ЕРС з частотою обертання основного поля зворотної послідовності, частково його компенсуючи.

Електрорушійна сила потрібної частоти спричиняє появу в статорі струмів прямої та зворотної послідовностей такої самої частоти. Магнітне поле струмів зворотної послідовності індукує в масивних металевих частинах ротора значні вихрові струми подвійної частоти, які створюють додатковий електромагнітний момент, що пульсує з подвійною частотою.

Вихрові струми спричиняють підвищене нагрівання ротора, а пульсуючий електромагнітний момент — вібрацію обертової частини машини. За значної несиметрії така вібрація може становити небезпеку для конструктивних елементів машини. Особливо небезпечною несиметрія напруги є для потужних сучасних турбо- та гідрогенераторів, які виконуються зі зниженим тепловим запасом.

Асинхронні двигуни. Несиметрія напруги особливо несприятливо впливає на роботу та строк служби асинхронних двигунів. Опір асинхронних електродвигунів струмам зворотної послідовності у 5–7 разів менший, ніж опір струмам прямої послідовності. Тому навіть за незначної складової напруги зворотної послідовності в двигуні виникає значний струм зворотної послідовності.

Цей струм накладається на струм прямої послідовності та спричиняє додаткове нагрівання ротора і статора. Унаслідок цього прискорюється старіння ізоляції та зменшується допустима потужність двигуна. Наприклад, за несиметрії напруги 4 % строк служби повністю завантаженого асинхронного двигуна скорочується приблизно вдвічі. За несиметрії напруги

5 % потужність двигуна зменшується на 5–10 %, а за несиметрії 10 % — на 20–25 %, залежно від конструктивного виконання двигуна.

В асинхронних двигунах несиметрія напруги також спричиняє появу протидіючого обертового моменту, який зменшує корисний момент двигуна.

Зменшення обертового моменту залежить від квадрата коефіцієнта несиметрії напруги.

Конденсаторні установки. Підключення трифазної конденсаторної батареї, симетричної за ємністю, до електричної мережі з несиметричною напругою може призвести до ще більшого збільшення несиметрії. Крім того, за несиметрії напруги конденсаторні установки нерівномірно завантажуються реактивною потужністю по фазах, а їх сумарна реактивна потужність змінюється.

Нормальна тривала експлуатація конденсаторної установки можлива лише за умови, що в жодній фазі, зокрема в найбільш завантаженій, потужність втрат не перевищує номінального значення. Ця умова не дає змоги повністю використовувати встановлену реактивну потужність конденсаторної установки.

У такому випадку її можна використовувати лише до рівня розташованої потужності. Розташовувана потужність — це верхня межа реактивної потужності трифазної конденсаторної установки, яка може бути корисно використана за несиметричної напруги без скорочення строку служби конденсаторів найбільш завантаженої фази. За несиметричної напруги розташовувана потужність завжди є меншою за номінальну.

Багатофазні випрямлячі. Несиметрія напруг впливає на режим роботи багатофазних випрямлячів. За симетричної напруги струми, наприклад у мостовій схемі, є однаковими в усіх випрямлячах і мають однакову тривалість протікання. У разі несиметричної напруги ці струми можуть істотно відрізнятись між собою. Унаслідок цього допустима потужність випрямляча зменшується, оскільки частина випрямлячів працює з недовантаженням.

Несиметрія напруг також знижує ефективність роботи трифазних, шестифазних, дванадцятифазних та інших схем випрямлення. За несиметрії напруг з'являються гармонічні складові, тобто пульсації подвійної частоти випрямленого струму, амплітуда яких пропорційна коефіцієнту несиметрії напруг.

Ці гармоніки, потрапляючи в резонанс у згладжувальних фільтрах, які не розраховані на їх появу, перевантажують конденсатори та можуть призвести до їх виходу з ладу. Наявність таких пульсацій у напрузі тягової мережі, навіть за умови роботи згладжувальних фільтрів, негативно впливає на роботу засобів зв'язку.

Трансформатори, кабельні та повітряні лінії. Під час розрахунку втрат активної потужності в кабельних і повітряних лініях  $\Delta P_{л2}$  та трансформаторах  $\Delta P_{т2}$  у несиметричних режимах приймають, що ці втрати визначаються лише струмом зворотної послідовності  $I_2$ .

Несиметрія напруг не має істотного впливу на роботу кабельних і повітряних ліній. Проте за однакових умов нагрівання трансформаторів і скорочення строку їх служби можуть бути суттєвими. Струми нульової послідовності постійно протікають через заземлювачі та негативно впливають на їх роботу, спричиняючи висушування ґрунту й збільшення опору розтікання.

Заходи щодо зниження несиметрії напруг переважно спрямовані на те, щоб коефіцієнт несиметрії напруг не перевищував допустимих меж. Основною причиною виникнення несиметрії напруг є наявність несиметричних однофазних електричних навантажень.

Основні методи та схеми симетрування однофазних навантажень передбачають зменшення впливу таких навантажень на трифазну систему. У деяких випадках знизити несиметрію напруг можна шляхом раціонального пофазного розподілу навантажень. Однак цей спосіб не завжди забезпечує дотримання допустимих меж несиметрії напруг. У таких випадках застосовують спеціальні симетрувальні пристрої.

Симетрування системи лінійних напруг трифазної мережі зводиться до компенсації струму зворотної послідовності, який споживається однофазними навантаженнями, а також напруги зворотної послідовності, що ним зумовлена.

Симетрувальні пристрої можуть бути керованими та некерованими залежно від характеру графіка навантаження. Нині розроблено значну кількість схем симетрувальних пристроїв як з електричними, так і з електромагнітними зв'язками між їх елементами.

Компенсація струму зворотної послідовності здійснюється за допомогою конденсаторної батареї  $C$  та дроселя  $L$ . Слід ураховувати, що така схема є найбільш ефективною під час симетрування суто активного навантаження.

Керовані симетрувальні пристрої відрізняються від некерованих тим, що потужність конденсаторної батареї та дроселя може регулюватися. Це здійснюється шляхом вимикання частини секцій паралельно ввімкнених конденсаторів, перемикання відпайок дроселя або вимикання окремих дроселів.

Симетрування двофазних і трифазних несиметричних навантажень з низьким коефіцієнтом потужності можна здійснювати за допомогою трифазної несиметричної батареї конденсаторів.

#### Несинусоїдальність напруги і струму

Широке впровадження приймачів електричної енергії з нелінійними вольт-амперними характеристиками призводить до погіршення якості електроенергії, зокрема до появи вищих гармонік, що, у свою чергу, спричиняє економічні збитки.

До елементів систем електропостачання з нелінійними вольт-амперними характеристиками належать вентиляльні та частотні перетворювачі, електрозварювальні установки, електродугові печі, газорозрядні джерела

світла, а також силові трансформатори й електродвигуни. Характерною особливістю таких пристроїв є те, що за підведення до їх затискачів синусоїдальної напруги вони споживають із мережі несинусоїдальні струми.

Як приклад на рис. 11.3 наведено криву струму однієї з фаз трифазного вентиляного перетворювача. Несинусоїдальні криві струмів можна розглядати як складні гармонічні коливання, що складаються із сукупності простих гармонічних складових різних частот.

Струми вищих гармонік, протікаючи через елементи електричної мережі, спричиняють падіння напруги на їх опорах. Накладаючись на основну синусоїду напруги, вони призводять до спотворення форми кривої напруги, що показано кривою  $U_a$  на рис. 11.3.

Ступінь несинусоїдальності напруги мережі прийнято оцінювати коефіцієнтом несинусоїдальності напруги. Він визначається як відношення діючого значення гармонічної складової несинусоїдальної напруги до напруги основної частоти, виражене у відсотках.

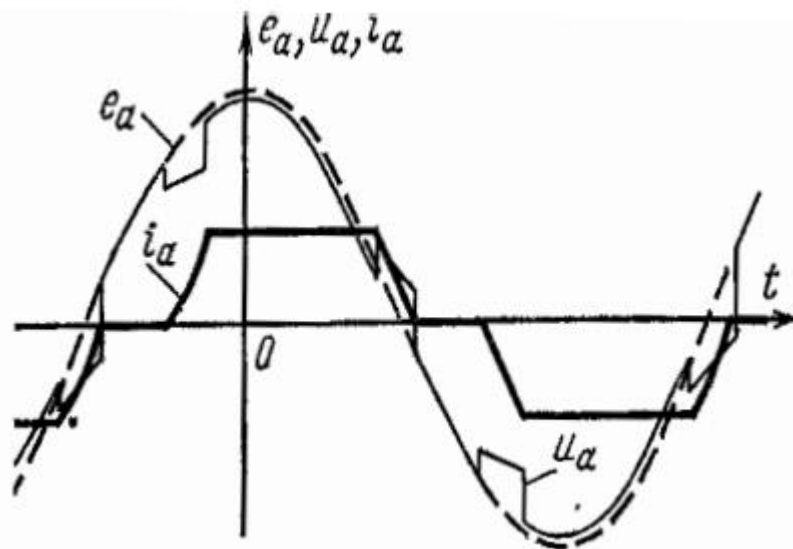


Рисунок 11.3 - Криві ЕРС джерела живлення ( $e_a$ ), напруги на затискачах трифазного вентиляного перетворювача ( $u_a$ ), та струму однієї з його фаз ( $i_a$ )

Основним джерелом вищих гармонік у системах електропостачання промислових підприємств є напівпровідникові перетворювачі частоти. Значний вплив на несинусоїдальність напруги мережі можуть також мати електрозварювальні установки, електродугові печі та газорозрядні джерела світла.

Силові трансформатори й електродвигуни найчастіше працюють за умов відносно незначного насичення сталі. Тому створювані ними струми вищих гармонік є невеликими і під час розрахунку нормальних режимів роботи, як правило, не враховуються.

Дугові електропечі набули широкого застосування на сучасних металургійних і машинобудівних підприємствах. Нелінійність вольт-амперної характеристики електричної дуги зумовлює генерування печами струмів вищих гармонік. Форма кривих струму печей значною мірою залежить від режиму горіння дуги в різні періоди плавки.

На початковій стадії розплавлення струм печі змінюється в межах від струму холостого ходу до струму металевого короткого замикання. Такі значні та нерегулярні коливання навантаження мають випадковий характер. У цей період форма кривих струму істотно відрізняється від синусоїдальної.

Після появи рідкого металу плавку ведуть за короткої дуги, унаслідок чого коливання струму зменшуються. Форма кривих струму при цьому поліпшується і наближається до синусоїдальної.

У струмах електродугових печей, поряд із 5-ю, 7-ю, 11-ю та 13-ю гармоніками, наявні також 2-га, 3-тя, 4-та і 6-та гармоніки. За аналогією з відповідними гармоніками вентильних перетворювачів ці гармоніки називають аномальними.

Основними причинами появи аномальних гармонік є безперервна зміна умов горіння дуг печі та неповне вирівнювання опорів короткої мережі. Значення аномальних гармонік струму є близькими до значень 5-ї та 7-ї гармонік. Через наявність аномальних гармонік еквівалентне діюче значення струмів вищих гармонік у струмі печі зростає приблизно у 1,8–2 рази.

Під час протікання струмів вищих гармонік елементами системи електропостачання виникають додаткові втрати активної потужності, зумовлені несинусоїдальністю струмів і напруг.

За наявності гармонік у кривій напруги процес старіння ізоляції відбувається інтенсивніше, ніж у разі роботи електрообладнання за синусоїдальною напругою. Вищі гармоніки струму та напруги також впливають на похибки електровимірвальних приладів.

У практиці експлуатації суттєве значення має збільшення похибок індукційних лічильників активної та реактивної енергії. Наявність вищих гармонік ускладнює, а в окремих випадках унеможлиблює використання силових кіл як каналів зв'язку для передавання інформації.

Крім того, спостерігалися випадки помилкової роботи пристроїв релейного захисту, у яких застосовувалися фільтри струмів зворотної послідовності. Вплив вищих гармонік на роботу релейного захисту, як правило, проявляється за рівня гармонік у струмі навантаження близько 5–7 %.

Найбільш відчутний вплив вищі гармоніки мають на роботу батарей конденсаторів. Практика експлуатації вітчизняних і зарубіжних промислових підприємств свідчить, що конденсаторні батареї, які працюють за несинусоїдальною напругою, у низці випадків швидко виходять з ладу внаслідок здуття корпусів або вибухів.

Основною причиною пошкодження конденсаторів є їх перевантаження струмами вищих гармонік. Таке перевантаження, як правило,

виникає під час появи в мережі резонансного режиму на частоті однієї з гармонік.

З огляду на негативний вплив вищих гармонік на роботу електрообладнання, нормативними документами обмежується допустимий рівень несинусоїдальності форми кривої напруги.

Як показник, що характеризує несинусоїдальність форми кривої напруги, приймають еквівалентне діюче значення вищих гармонік напруги. Це значення не повинно перевищувати 5 % діючої напруги основної частоти на затискачах будь-якого приймача електричної енергії.

Відхилення і коливання частоти.

Відхилення частоти — це різниця між фактичним і номінальним значеннями основної частоти.

У нормальному режимі роботи енергетичної системи допускаються відхилення частоти, усереднені за 10 хв, у межах  $\pm 0,1$  Гц. Також допускається тимчасова робота енергетичної системи з відхиленням частоти, усередненим за 10 хв, у межах  $\pm 0,2$  Гц.

Колівання частоти — це зміни частоти, що відбуваються зі швидкістю 0,2 Гц за секунду.

Розмах коливань частоти — це різниця між найбільшим і найменшим значеннями основної частоти за певний проміжок часу.

Розмах коливань частоти не повинен перевищувати 0,2 Гц. Такі жорсткі вимоги пояснюються помітним впливом частоти на перебіг технологічних процесів виробництва. Тому стабілізація частоти набуває дедалі більшого значення. Водночас слід зазначити, що на роботу окремих приймачів електричної енергії, зокрема освітлювальних приладів та електроtermічних установок, відхилення частоти не мають істотного впливу.

У сталому режимі частота в усій енергетичній системі, з'єднаній мережами змінного струму, є однаковою і визначається частотою обертання генераторів. Частота обертання генераторів, у свою чергу, залежить від частоти обертання первинних двигунів — турбін, які обладнані спеціальними регуляторами частоти обертання, що забезпечують первинне регулювання.

Такі регулятори мають порівняно значний статизм, який може досягати 5 %. Це означає, що частота обертання турбіни залежить від механічного навантаження на її валу та визначається витратою енергоносія — пари або води. Електричне навантаження генераторів, а отже й механічне навантаження турбін, постійно змінюється. Відповідно змінюється і частота обертання генераторів, зокрема турбогенераторів: у разі зростання навантаження частота обертання, а разом із нею і частота мережі, знижується, а при зменшенні навантаження — підвищується.

Нині підтримання допустимого розмаху коливань частоти в енергетичних системах під час аварійного вимкнення джерел живлення забезпечується пристроями аварійного автоматичного частотного розвантаження (АЧР). Такі пристрої вимикають частину менш відповідальних споживачів.

Одним із засобів підтримання частоти є також увімкнення в паралельну роботу з енергосистемою електростанцій промислових підприємств.

Отже, у системі електропостачання промислового підприємства частота зазвичай підтримується енергосистемою на сталому рівні та в межах установлених норм. Значні відхилення частоти й розмах її коливань можуть виникати на промислових підприємствах, які мають власні джерела живлення, наприклад електростанції. У таких випадках можливі суттєві збитки, пов'язані зі зниженням частоти обертання приводних механізмів.

## Висновки

1. Якість електричної енергії є критичним фактором надійності роботи промислових і побутових електроприймачів. Вона регламентується нормативами, ключовим з яких є ДСТУ EN 50160:2023, що визначає перелік показників та допустимі відхилення.

2. Основними узагальненими показниками якості є: відхилення напруги, коливання напруги, несинусоїдальність, гармонічні складові, несиметрія напруг, відхилення частоти, провали та імпульсні перенапруги.

3. Причини спотворень: робота нелінійних навантажень (електропечі, перетворювачі частоти, зварювальні установки), однофазні навантаження, ударні навантаження, резонансні режими, аварійні ситуації в мережі.

4. Погіршення параметрів якості напруги впливає на обладнання:

- підвищене тепловиділення в двигунах та трансформаторах;
- зростання реактивної потужності та втрат;
- прискорене старіння ізоляції;
- порушення технологічних процесів;
- зниження продуктивності обладнання;
- аварійні режими і збої в електронних системах керування.

5. Несиметрія напруги особливо небезпечна для асинхронних та синхронних машин.

При 4% несиметрії строк служби двигуна скорочується у 2 рази.

6. Гармонічні складові створюють додаткові втрати і призводять до резонансів.

Найбільше страждають:

- конденсаторні установки (вибухи, перегриви),
- кабельні лінії (зростання втрат),
- релейний захист (помилкові спрацювання).

7. Допустимі значення ключових показників:

- усталене відхилення напруги:  $\pm 5\%$  (нормально),  $\pm 10\%$  (гранично);
- коефіцієнт несинусоїдальності:  $KU \leq 5\%$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруг:  $K2U \leq 2\%$  (норма),  $\leq 4\%$  (гранично);

- відхилення частоти:  $\pm 0,2$  Гц.
- 8. Покращення якості електроенергії забезпечують:
  - трансформатори з РПН,
  - лінійні регулятори,
  - батареї конденсаторів,
  - синхронні двигуни із системою збудження,
  - симетруючі пристрої,
  - виділення ударних навантажень на окремі лінії,
  - оптимізація рівнів напруги та структури мережі.
- 9. Якісна електроенергія – основа енергоефективності, надійності, довговічності та безпечності роботи електроустановок.

Порушення показників якості призводить до значних економічних збитків підприємств.

#### Контрольні питання

1. Дайте визначення якості електричної енергії та її основних показників.
2. Які нормативні документи регламентують показники якості електроенергії в Україні?
3. Що називають усталеним відхиленням напруги? Які його допустимі межі?
4. Чим відрізняються відхилення напруги від коливань напруги?
5. Що таке коефіцієнт спотворення синусоїдальності?
6. Які джерела виникнення гармонічних складових у системах електропостачання?
7. Які наслідки появи вищих гармонік у мережі?
8. Поясніть причини виникнення несиметрії напруг у трифазних мережах.
9. Які допустимі значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю?
10. Як несиметрія напруги впливає на роботу асинхронних двигунів?
11. Яка природа виникнення струмів зворотної послідовності?
12. Які засоби використовуються для симетрування однофазних навантажень?
13. У чому полягає небезпека резонансних режимів при наявності гармонік?
14. Як відхилення напруги впливає на роботу освітлювальних установок?
15. Які технологічні процеси найбільше залежать від стабільності напруги?
16. Які методи дозволяють зменшити коливання напруги, спричинені ударними навантаженнями?
17. Що таке провал напруги та які його допустимі значення?

18. Як частота електричної мережі впливає на роботу обладнання?
19. Які засоби забезпечують підтримку частоти в енергосистемі?

#### Використана література

1. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2020. 200 с.
2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 167 с.
3. Василега П. О. Електропостачання : підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.

Навчально-методичне видання

Шрамко Юрій Юрійович  
Мірошніченко Сергій Олександрович

««ЕЛЕМЕНТИ СИСТЕМ  
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ»  
курс лекцій з дисципліни

Самостійне електронне мережеве видання

Публікується в авторській редакції