

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

В.І. Мілих, Т.П. Павленко

**ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ**

ПІДРУЧНИК

для студентів електромеханічних спеціальностей

Затверджено вченою радою НТУ «ХПІ»

Харків  
НТУ «ХПІ»  
2016

УДК 621.32  
ББК 31.29  
М75

Рецензенти:

М.М. Заблудський, *д-р техн. наук, проф.*,  
*Національний університет біоресурсів і природовикористання;*  
В.О. Яровенко, *д-р техн. наук, проф.*,  
*Одеський національний морський університет*

Затверджено вченою радою НТУ «ХПІ»  
як підручник для студентів електромеханічних спеціальностей,  
протокол №8 від 04.11.2016 р.

**Мілих В.І.**

**М75** Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОРМ, 2016. – 272 с.

ISBN 978-617-7474-17-2

Розглянуто основні питання, пов'язані з керуванням електропостачання промислових підприємств, розподілом електричного навантаження, розташуванням трансформаторних підстанцій, компенсацією реактивної потужності, а також з організацією інших необхідних заходів. Відображено аспекти техніки безпеки та охорони праці на промислових підприємствах. Деякі розглянуті теми забезпечено прикладами розв'язання задач.

Призначено для студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» та інших технічних спеціальностей.

Іл. 199. Табл. 15. Бібліогр. 26 назв.

УДК 621.32

ББК 31.29

ISBN 978-617-7474-17-2

© В.І. Мілих, Т.П. Павленко, 2016

© НТУ «ХПІ», 2016

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР	–	автоматичне вмикання резерву
АПВ	–	автоматичне повторне вмикання
АСК	–	автоматизована система керування
АСДК	–	автоматична система диспетчерського керування
БТМ	–	блок трансформатор-магістраль
АЕС	–	атомна електростанція
ВВ	–	високовольтний вимикач
ВН	–	висока напруга
ВРП	–	вузлова розподільна підстанція
ВТНП	–	високотемпературна надпровідність
ГАЕС	–	гідроакумулювальна електростанція
ГЕС	–	гідроелектростанція
ГЗП	–	головна знижувальна підстанція
ГРП	–	головна розподільна підстанція
ДП	–	диспетчерський пункт
ЗП	–	високовольтний запобіжник
КЗ	–	коротке замикання
КП	–	контролюючий пункт
ККД	–	коефіцієнт корисної дії
КРП	–	комплектний розподільний пристрій
КТП	–	комплектна трансформаторна підстанція
ЛЕП	–	лінія електропередач
М	–	електродвигун
НН	–	низька напруга
НХ	–	неробочий хід
О	–	віддільник високовольтний
П	–	приймач електричної енергії
ПС	–	підстанція
ПУЕ	–	правила улаштування електроустановок
РП	–	розподільний пункт
РЗП	–	розподільна знижувальна підстанція
РТП	–	розподільна трансформаторна підстанція

РП	–	розподільний пристрій
РШ	–	розподільна шафа
СГВ	–	схема глибокого вводу
СЕЕ	–	споживач електричної енергії
СЕП	–	система електропостачання
СН	–	середня напруга
Т	–	трансформатор
ТГ	–	турбогенератор
ТП	–	трансформаторна підстанція
ТЕС	–	теплова електростанція
ТЕЦ	–	теплоелектроцентрально
ЦП	–	цехова підстанція
ЦРП	–	центральний розподільний пункт
ЦТП	–	цехова трансформаторна підстанція
G	–	генератор
HL	–	лампа освітлення
FU	–	топкий запобіжник
Q	–	рубильник
QF	–	вимикач автоматичний (низьковольтний)
QS	–	роз'єднувач
PR	–	перемичка



## ВСТУП

Система електропостачання (СЕП) створена для забезпечення живлення електричною енергією промислових споживачів і приймачів. Це комплекс пристроїв для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії. Він складається з джерел електричної енергії, ліній електропередач (ЛЕП), трансформаторних, перетворювальних і розподільних підстанцій. До цього комплексу також належить вимірювальне і захисне обладнання, що обслуговує керування пристроїв комплексу.

Джерелами електричної енергії є районні, теплові, гідравлічні та інші електростанції, які зазвичай розташовані на деякій відстані від споживачів електричної енергії. Робота електростанцій заснована на використанні різних природних енергетичних ресурсів. Об'єднання електростанцій та ЛЕП у єдину систему електропостачання сприяє збільшенню надійності забезпечення електричною енергією приймачів і споживачів. Це також дозволяє знизити пікове навантаження деяких електростанцій у різний час доби.

Основними приймачами електроенергії промислових підприємств є силові промислові установки – різноманітні машини і механізми з приводними електродвигунами (верстатобробне і підйомно-кранове обладнання, вентилятори, компресори, насоси, транспортні засоби та ін.); електричні освітлювальні пристрої; електролізні та електротермічні установки, перетворювальні агрегати для живлення двигунів низки машин і механізмів, внутрішньозаводського електричного транспорту; різні види електричних апаратів, які забезпечують керування технологічними процесами, електроприводами та ін.

З урахуванням різних категорій споживачів електричної енергії їх електропостачання повинно забезпечуватися на визначеному рівні, а головне, воно має бути якісним, надійним та економічним. При цьому напруга і частота електричної мережі не повинні відрізнятися від їх номінальних значень. До визначення категорій промислових підприємств необхідно ставитись дуже ретельно, оскільки це пов'язано з життям людей, випуском продукції промислового підприємства, з дорогими технологічними процесами.

Вибір електротехнічних установок промислових підприємств проводиться відповідно до споживаної потужності, яка при проектуванні підприємства повинна бути визначена з достатньою точністю, щоб не допускати аварійних ситуацій внаслідок перевантаження системи електропостачання й уникати підвищених капіталовкладень. У системах електропостачання широко використовуються пристрої захисту, що оберігають обладнання від перевантажень і обмежують струми КЗ.

Важливою особливістю системи електропостачання є практична неможливість створення запасів електричної енергії, тому що отримана електрична енергія негайно витрачається приймачами і споживачами. Крім того, під впливом різноманітних факторів відбуваються збурення, що призводять до зміни стану системи.

Сьогодні робота енергосистеми, а також електропостачання промислових підприємств практично повністю автоматизовані, завдяки чому вирішуються основні завдання захисту, регулювання напруги, потужності, обліку електроенергії та ін.

Створення універсального керування системою електропостачання забезпечує якісне електропостачання не лише промислових підприємств із різним характером їх виробництва, але й адміністративно-господарських, побутових та житлових приміщень. Системний підхід до вирішення оптимізаційних завдань сприяє підвищенню продуктивності машин і механізмів, зменшенню втрат електричної енергії, а також комплексному підвищенню надійності та ефективності роботи електричного обладнання, приймачів і споживачів електричної енергії. При цьому повинні бути забезпечені енергозбереження, екологічна безпека навколишнього природного середовища та техніка безпеки персоналу.

Теоретичний матеріал підручника містить необхідні відомості, які входять у програму дисципліни «Електропостачання промислових підприємств», та супроводжується, у міру необхідності, прикладами розв'язання задач. Ці приклади сприяють розвитку навичок визначення параметрів енергосистеми і вибору електричного обладнання для електропостачання промислового підприємства.

# **1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИСТЕМУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

## **1.1. Виробництво електричної енергії**

Виробництво електричної енергії здійснюється на електростанціях, які працюють на різних видах палива, на енергії рухомої води, вітру, сонця та інших джерел. Перші електростанції споруджувались у місцях для освітлення та живлення електричного транспорту, а також біля фабрик і заводів. Пізніше з'явилася можливість спорудження електричних станцій у місцях покладів палива (торфу, вугілля, нафти) або місцях використання енергії води, незалежно від місць знаходження споживачів електроенергії міст і промислових підприємств. При цьому передача електричної енергії на великі відстані до центрів споживання стала здійснюватися лініями електропередач (ЛЕП) високої напруги.

Сьогодні основну частину електричної енергії (до 80 %) виробляють на теплових електростанціях, де виробляється і використовується пара, що сприяє обертанню турбіни (за винятком невеликого її відбору для підігріву води).

*Теплова електростанція* (ТЕС) (рис. 1.1) виробляє електричну енергію за рахунок перетворення хімічної енергії палива (вугілля, газу, мазуту, торфу та ін.) на механічну енергію обертання вала електрогенератора.

Принцип перетворення енергії, наприклад, у разі використання вугілля, відбувається таким способом (рис. 1.2). Подрібнене у пил вугілля з потоком гарячого повітря вдувається у топку парового котла через спеціальні пальники. Згораючи на льоту, пил перетворюється на яскравий факел полум'я з температурою горіння до 1500 °С. Полум'я нагріває воду у тонких трубках, якими покриті зсередини стінки котельної топки. Розжарені топкові гази спрямовуються по димоходу, зустрічаючи на своєму шляху кип'ятильні трубки. У них нагріта полум'ям вода перетворюється на пару. Високий тиск і температура пари перетворюють його потенційну енергію на кінетичну енергію обертання ротора турбіни.



Рисунок 1.1 – Теплова електростанція

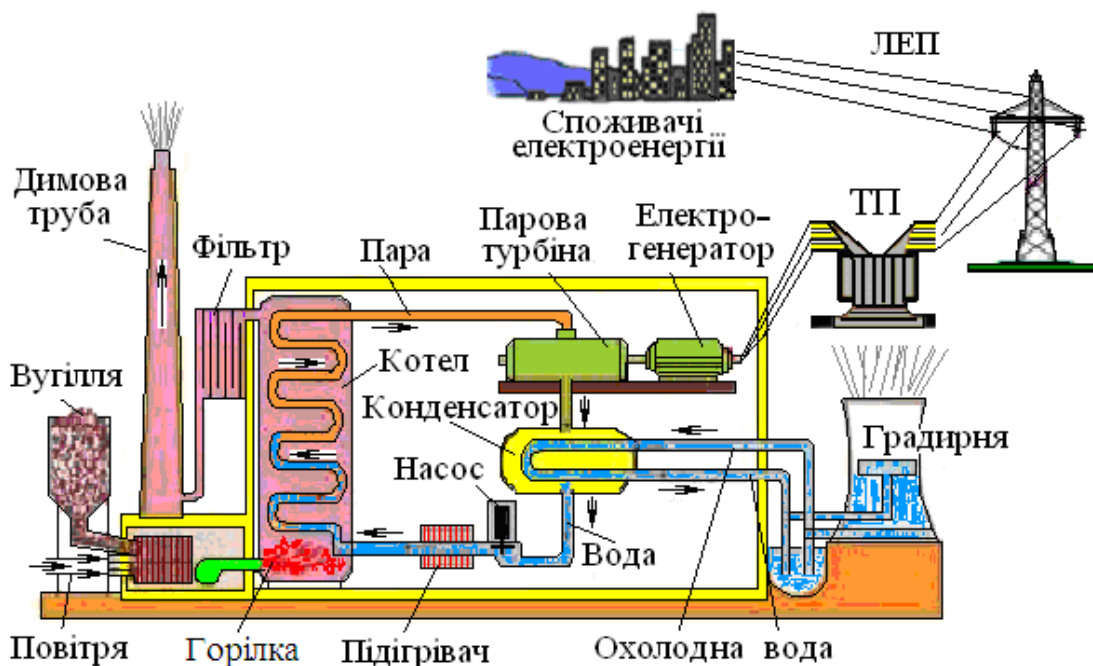


Рисунок 1.2 – Процес виробництва електричної енергії на теплових електричних станціях

Разом із турбіною обертається ротор електрогенератора і в останньому відбувається перетворення кінетичної енергії обертання на електричну енергію шляхом внутрішніх електромагнітних процесів у генераторі. Чим вищі температура і тиск пари на вході в турбіну і чим нижчі вони на виході, тим більше енергії пари використовує турбіна.

Для зниження температури і тиску пара на виході з турбіни спрямовується в конденсатор. Усередині нього по тонких латунних трубках циркулює холодна вода, що сприяє охолодженню пари, перетворюючи її у воду, яка називається конденсатом. При цьому тиск у конденсаторі стає в 10–15 разів нижчим від атмосферного. Пара після проходження через парову турбіну конденсується і знову трансформується у воду, яка потрапляє у паровий котел.

Атомна енергетика є складним виробництвом електричної енергії на атомних електростанціях, яка включає безліч промислових і фізико-хімічних процесів, що пов'язані з видобутком і збагаченням уранових руд, а також зі створенням тепловидільних елементів, які разом утворюють паливний цикл.

*Атомна електростанція (АЕС) (рис. 1.3) виробляє електричну енергію за рахунок перетворення енергії ядерного палива на теплову енергію при заданих режимах і певних умовах застосування. Основним елементом АЕС є ядерний реактор, що містить тепловидільні елементи у вигляді плутонієвих і уранових стрижнів. За виділенням енергії уран масою 1 кг еквівалентний 2 900 т вугілля. У цілому АЕС – це комплекс необхідних систем, пристроїв, обладнання та споруд із відповідним обслуговуючим персоналом.*



Рисунок 1.3 – Атомна електростанція

Сьогодні домінують три основні типи реактора, які розрізняються за видом палива та теплоносіїв. Вони застосовуються для

підтримки необхідної температури активної зони реактора, а також сповільнювачів, що використовуюються для підтримки керованої ланцюгової ядерної реакції. Поширеними є реактори, що працюють на збагаченому урані, в яких теплоносієм і сповільнювачем є звичайна, або «легка», вода (легководний реактор, рис. 1.4).

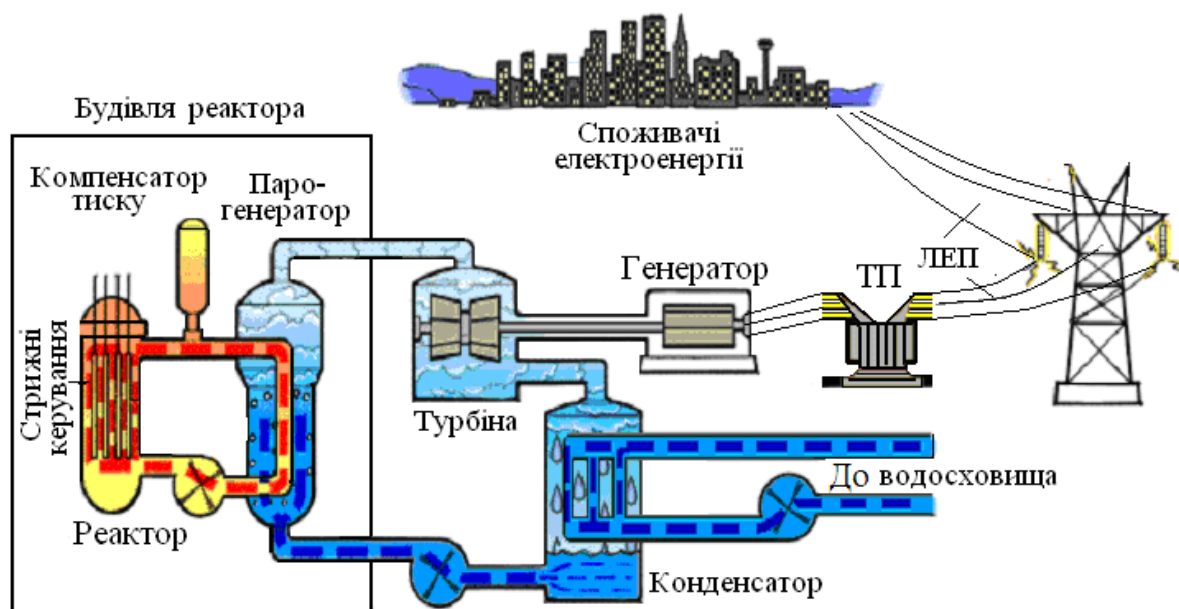


Рисунок 1.4 – Процес виробництва електричної енергії на АЕС

Енергія, що виділяється в активній зоні реактора, передається так званому теплоносію першого контуру, за рахунок якого нагрівається вода і далі прокачується через реактор циркуляційним насосом. Гаряча вода з реактора надходить у теплообмінник (парогенератор) і передає тепло, отримане у реакторі, воді (теплоносію) другого контуру, де відбувається випарювання цієї води у парогенераторі. В результаті теплового процесу утворюється пара, яка надходить до турбіни, що сприяє передачі кінетичної енергії турбіни на вал синхронного генератора. За рахунок електромагнітних процесів у синхронному генераторі відбувається перетворення кінетичної енергії на електричну.

На виході з турбіни пара потрапляє у конденсатор, де охолоджується великою кількістю води, яка надходить із водосховища.

До основних елементів реактора та обслуговуючих його систем належать: теплообмінники, насоси, що здійснюють циркуляцію теплоносіїв і їх охолодження, сповільнювачі реакцій, укладені у тонкостінному кожусі. При роботі реактора концентрація ізотопів



у ядерному паливі поступово зменшується – паливо вигоряє. Тому його з часом замінюють свіжим. Відпрацьоване паливо має високий рівень радіації, тому воно після охолодження на території електростанції надходить у спеціальне сховище або на переробку.

Процеси отримання електроенергії на ТЕС і АЕС практично схожі і в цілому відбуваються за схемою, що подана на рис. 1.5.

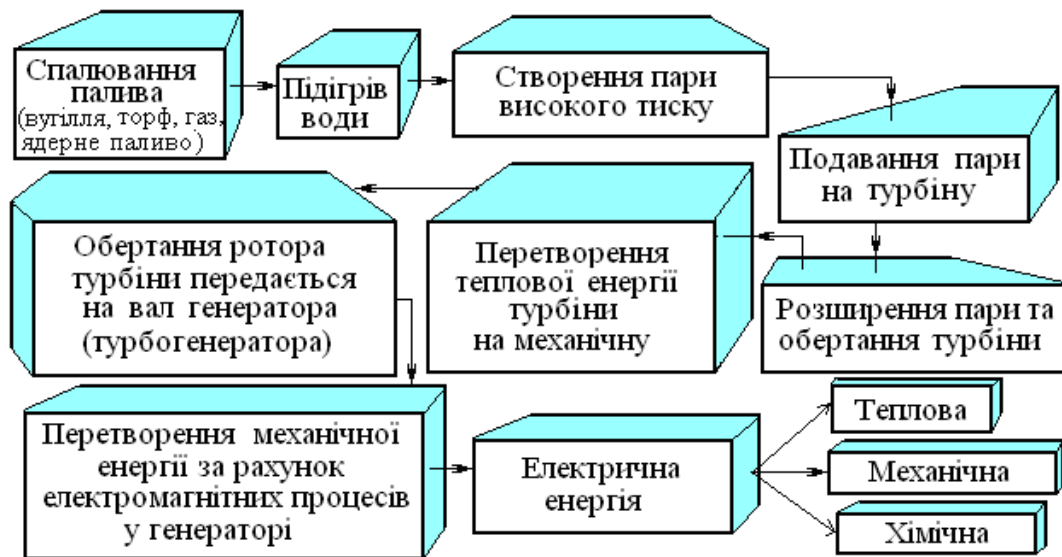


Рисунок 1.5 – Схема надходження та розподілу електричної енергії на теплових і атомних електростанціях

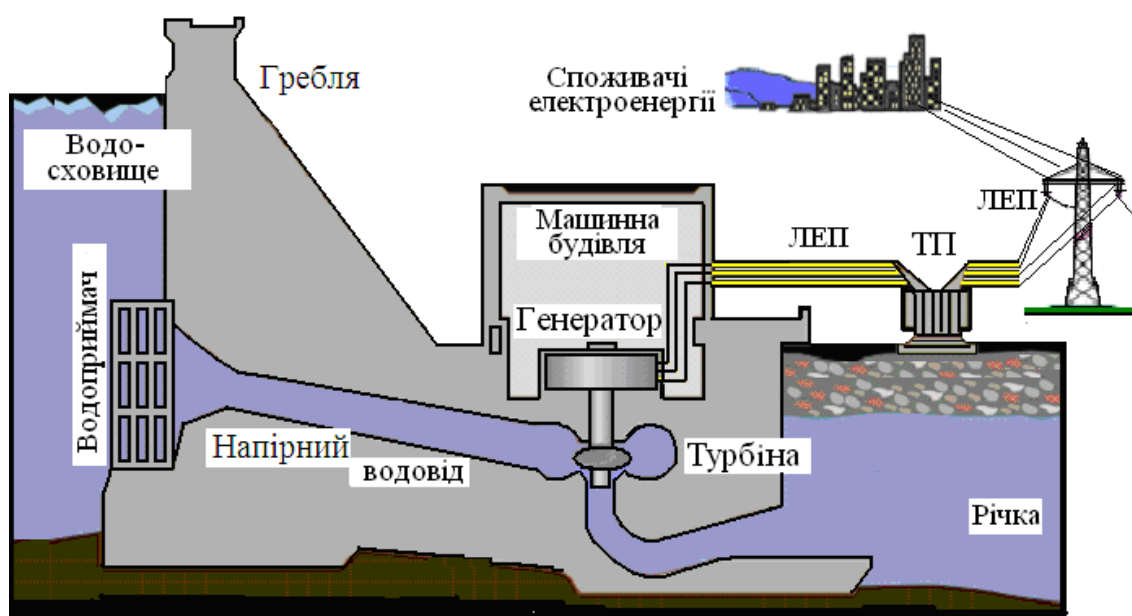
*Гідроелектростанція* (ГЕС) (рис. 1.6) виробляє електричну енергію за рахунок використання енергії падаючого водного потоку.



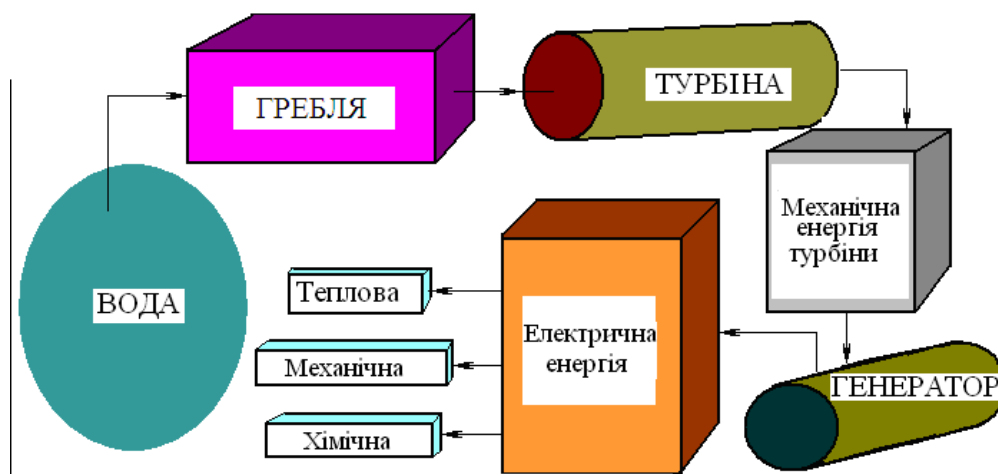
Рисунок 1.6 – Гідроелектростанція

ГЕС зазвичай будують на річках (рис. 1.7, а), споруджуючи греблю і водосховище. Вони мають низькі собівартість електроенергії та енергоспоживання на власні потреби, але витрати на спорудження ГЕС більші, ніж на ТЕС. У будівлі ГЕС розташовується все енергетичне обладнання, що має свої призначення та розподіл.

У машинному залі розташовані гідроагрегати, які безпосередньо перетворюють енергію потоку води на електричну енергію. Всіляке додаткове обладнання, пристрої керування та контролю за роботою ГЕС, трансформаторна станція, розподільні пристрої та багато іншого становлять невід'ємну частину ГЕС. Схема виробництва електричної енергії на ГЕС показана на рис. 1.7,б.



а



б

Рисунок 1.7 – Процес виробництва електричної енергії на ГЕС



Безпосередньо електрична енергія виробляється трифазними синхронними генераторами змінного струму, незалежно від типу електростанції, які зазвичай розраховані на лінійну напругу у межах 16–20 кВ (або навіть до 27 кВ). Рівень напруги обмежений допустимою електричною міцністю ізоляції та ізолюючих проміжків, які перебувають в умовах підвищених температур обмоток та інших частин генераторів. Встановлені на ТЕС і АЕС синхронні електричні генератори називаються турбогенераторами (рис. 1.8), на ГЕС – гідрогенераторами (рис. 1.9).

Крім ГЕС, використовують близькі до них за суттю *гідроаккумулявальні електростанції* – ГАЕС (рис. 1.10).



Рисунок 1.8 – Турбогенератори в машинному залі ТЕС



Рисунок 1.9 – Машинний зал ГЕС  
(видна верхня підвіска гідрогенераторів,  
а основна їх частина знаходиться під підлогою)

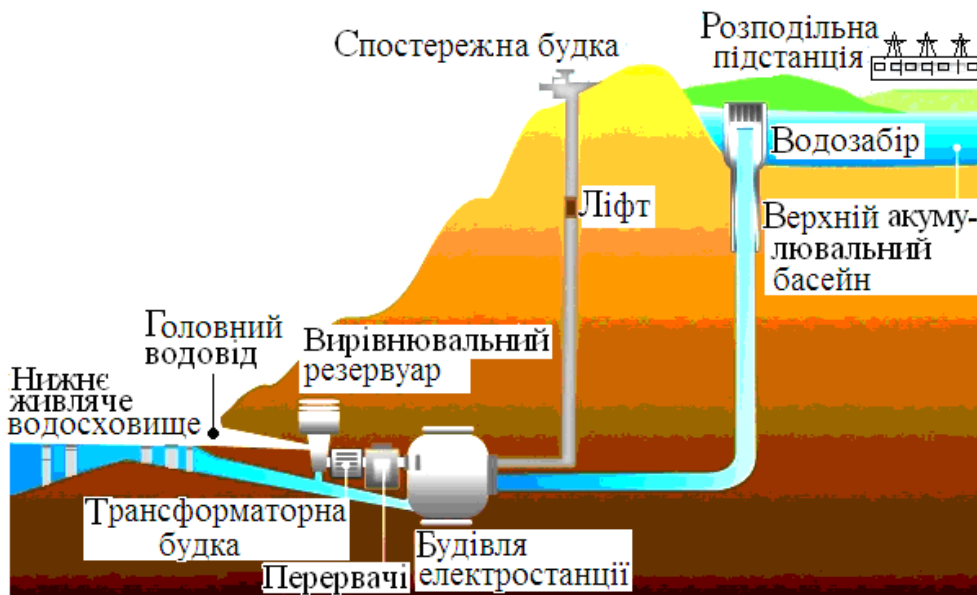


Рисунок 1.10 – Схема гідроакumuлювальної електростанції

Вночі, коли споживання електроенергії зменшується, гідроагрегати ГАЕС, використовуючи збиткову енергію енергосистеми країни, працюють у насосному режимі і по напірному водоводу піднімають воду з нижньої водойми у верхню. Вранці та увечері з різким збільшенням енергоспоживання агрегати ГАЕС працюють у генераторному режимі. Вода з верхньої водойми надходить на гідроагрегати, виробляючи необхідну «пікову» електроенергію.

На невеликих підприємствах, які знаходяться на далекій відстані від стаціонарних електричних мереж, а також у випадку відсутності необхідних



Рисунок 1.11 – Дизель-генератор для автономного електропостачання

потужностей ЛЕП при будівництві промислових підприємств або житлових комплексів (доки підведуть стаціонарне електроживлення) важливу роль відіграють автономні електростанції, приміром, дизель-генератор, рис. 1.11).



Поряд із наведеними типами електростанцій надто інтенсивно розвивається *вітроенергетика*. Це галузь енергетики, яка спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії повітряних мас атмосфери на іншу форму енергії (електричну, механічну, теплову), що зручно для використання її в різних сферах діяльності.

Для отримання електроенергії використовують вітрогенератори (рис. 1.12). У них енергія вітра через вітряну турбіну (або пропелер) передається синхронному або асинхронному електрогенератору, який перетворює її на електричну енергію.

Енергія вітру належить до поновлювальних видів енергії, тому що вона є наслідком діяльності Сонця.

На відміну від викопного палива, енергія вітру практично є невичерпною і більш екологічною. Вітряні електрогенератори роблять на різні потужності: від самих великих до малопотужних (одиниці кіловат і менше).

Великі вітряні генератори у переважній кількості об'єднуються в єдину електростанцію, що включена до загальної енергосистеми, або обслуговує крупних споживачів електроенергії. Автономні вітрогенератори (рис. 1.13) використовують для автономного постачання енергією віддалених районів.



Рисунок 1.12 – Гігантський вітряний електрогенератор потужністю 5 МВт



Рисунок 1.13 – Вітрогенератор невеликої потужності

Проте спорудження вітряних електростанцій пов'язано з деякими труднощами технічного й економічного характеру, що сповільнює поширення вітроенергетики. Непостійність вітрових потоків не створює проблем при невеликій пропорції вітроенергетики в загальному виробництві електроенергії. Зі зростанням цієї пропорції збільшуються і проблеми надійності виробництва та постачання електроенергії.

До екологічно чистих і поновлювальних видів виробництва електроенергії також належить *геліоенергетика*. Вона забезпечує отримання електричної і теплової енергії за рахунок сонячної енергії. Це один із найперспективніших напрямів нетрадиційної енергетики. За оптимістичним прогнозом, до 2020 року геліоенергетика буде давати від 5 до 25 % світового виробництва енергії.

При фізичному варіанті геліоенергетики енергія акумулюється сонячними колекторами і сонячними елементами на напівпровідниках або концентрується системою дзеркал. Сонячні елементи – фотоелектричні перетворювачі (ФЕП), які широко використовуються, наприклад, у космічних апаратах. У наземних умовах для отримання значної кількості електроенергії батареї ФЕП розміщують на великих площах (рис. 1.14), тому їх будівництво вигідно у пустельних районах.



Рисунок 1.14 – Геліогенератор електричної енергії



Більш економічною вважається геліоенергетика з використанням дзеркал, що нагрівають масло у трубах сонячних електростанцій (СЕ). Енергія, отримана від СЕ, в 5–7 разів дешевша, ніж енергія від ФЕП. Недоліком СЕ є великі витрати металу на її спорудження (при перерахуванні на одиницю енергії вони у 10–12 разів більші, ніж при виробництві енергії на ТЕС або АЕС).

## 1.2. Передача електричної енергії

Виходячи з техніко-економічних вимог, електростанції з'єднані між собою лініями електропередач (ЛЕП) для їх паралельної роботи

на загальне навантаження (рис. 1.15).

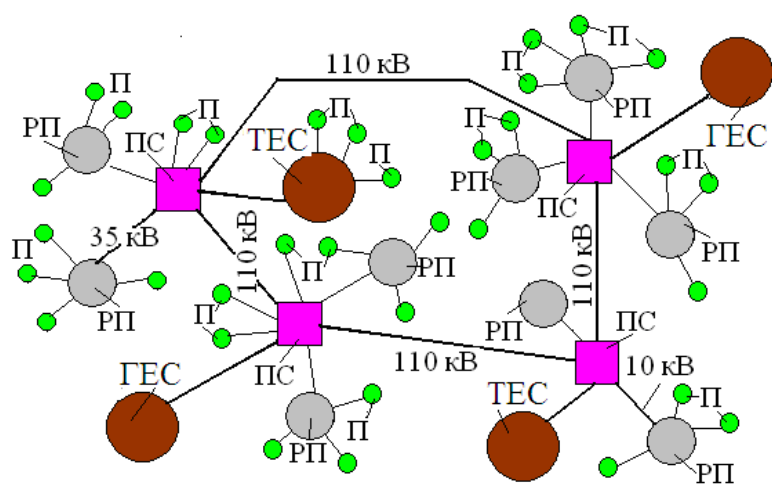


Рисунок 1.15 – Схема живлення приймачів і споживачів електричної енергії

Всі електростанції розташовані в одному промисловому районі і віддають вироблювану електричну енергію підстанціям (ПС) (рис. 1.16), що об'єднані через ЛЕП, наприклад, напругою 110 кВ (рис. 1.16).



Рисунок 1.16 – Підстанція ГАЕС



Рисунок 1.17 – Система ЛЕП різного рівня потужності та напруги

Від підстанцій по ЛЕП передається напруга 35 кВ і далі 10 кВ на розподільні пристрої (РП) промислових підприємств. Існують різні комбінації схем, що об'єднують джерела розподілу електричної енергії на більш високу напругу.

Таке об'єднання сприяє підвищенню надійності роботи системи електропостачання і вирішує завдання при виробництві ремонтних робіт.

Розподіл електроенергії відбувається по повітряних (рис. 1.17) і кабельних лініях електропередач. Кабельні високовольтні лінії відрізняються від повітряних ЛЕП компактністю, не займають великих територій і не обмежують розвиток промислової, транспортної і сільсько-господарської інфраструктури. Приклади високовольтних кабельних ЛЕП в процесі їх будівництва подані на рис. 1.18.

Розподіл електроенергії відбувається по повітряних (рис. 1.17) і кабельних лініях електропередач. Кабельні високовольтні лінії відрізняються від повітряних ЛЕП компактністю, не займають великих територій і не обмежують розвиток промислової, транспортної і сільсько-господарської інфраструктури. Приклади високовольтних кабельних ЛЕП в процесі їх будівництва подані на рис. 1.18.



а

б

Рисунок 1.18 – Кабельні високовольтні лінії електропередачі: а – в ґрунті на бетонній "подушці"; б – в залізобетонному жолобі



У низці промислово високорозвинених країн розробляються і будуються експериментальні перспективні ЛЕП з використанням кабелів з надпровідників. Спочатку були спроби використання надпровідників, що охолоджуються рідким гелієм з робочою температурою 4,2 К, що пов'язано було з великими технологічними і вартісними проблемами. Новий імпульс до розвитку надпровідникових ЛЕП дало відкриття так званих високотемпературних надпровідників (ВТНП), які охолоджуються рідким азотом при робочій температурі 77 К. Очевидний прогрес забезпечується саме рівнем температури, а також невичерпністю азоту і відносно невисокими витратами на його зріджування.

Приклад побудованої експериментальної кабельної ЛЕП на ВТНП представлений на рис. 1.19 (The Long Island Power Authority). Ця ЛЕП конкурує із звичайною повітряною ЛЕП, яка також показана на рисунку. Конструкція ВТНП кабелю (American Superconductor) представлена на рис. 1.20.

Перевагою надпровідникових кабельних ЛЕП над звичайними лініями з мідних або алюмінієвих провідників є те, що, зважаючи на відсутність опору в надпровідниках, в них практично відсутні втрати потужності і падіння напруги.

Проте за це доводиться розплачуватися значно більшими капі-



Рисунок 1.19 – Надпровідникова кабельна трифазна ЛЕП потужністю 544 МВт при напрузі 138 кВ

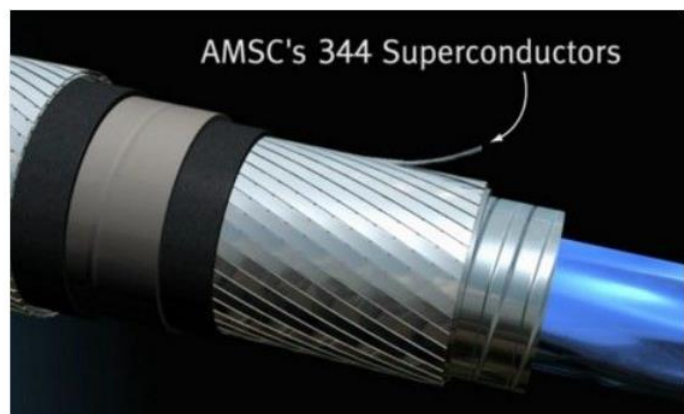


Рисунок 1.20 – Конструкція кабелю на основі використання ВТНП

тальними вкладеннями коштів на будівництво і поточними витратами на забезпечення рідким азотом тощо.

Для прийому і передачі електроенергії з перетворенням напруги використовуються різні види трансформаторних підстанцій напругою 6; 10; 35; 110; 220; 330; 500 кВ і частотою мережі 50 Гц і більше (рис. 1.21–1.23):

- ВРП – вузлова розподільна підстанція напругою 110–500 кВ;

- ГЗП (рис. 1.21) – головна знижувальна підстанція (напругою 35–220, 6–10 кВ), що здійснює зв'язок між віддаленим джерелом живлення і споживачами електроенергії;

- ЦРП (рис. 1.22) – центральний розподільний пункт підприємства, який здійснює зв'язок між джерелом живлення і споживачами електроенергії, що знаходяться поруч із підстанцією, яка живить лінії однієї напруги;

- СГВ – схема глибокого вводу з приєднанням трансформаторних підстанцій (рис. 1.23) напругою 35–220 кВ, що підключаються до ліній електропередач через віддільники. На виводах високої напруги встановлені високовольні електричні апарати, такі, як короткозамикачі, запобіжники, іноді і вимикачі;

- ЦТП – цехова трансформаторна підстанція (до 1 000 В), яка розподіляє електричну енергію по приймачах, що розраховані на напругу 220–660–1 000 В.

Таким чином, перетворення електроенергії відбувається на трансформаторних підстанціях (ТП), що складаються з перетво-

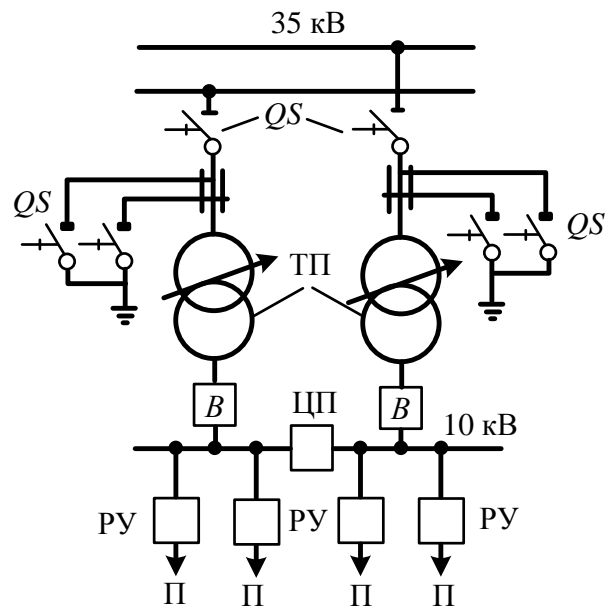


Рисунок 1.21 – Схема вузлової розподільної підстанції

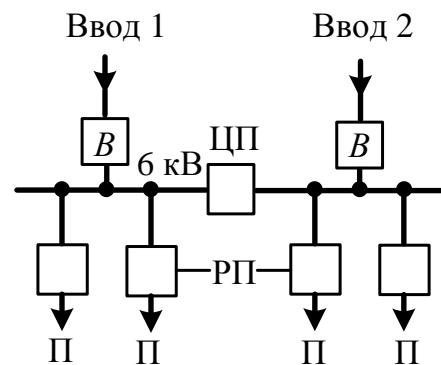


Рисунок 1.22 – Схема центрального розподільного пункту



рювачів електроенергії, розподільних пристроїв (РП), а також пристроїв керування, захисту, вимірювання та інших.

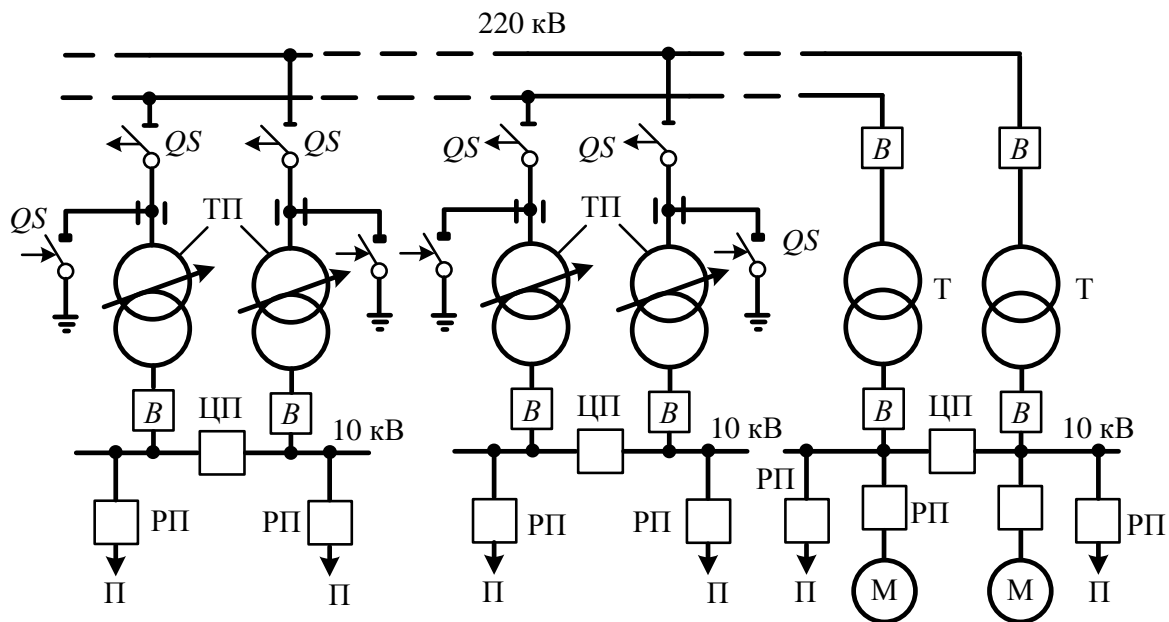


Рисунок 1.23 – Схема глибокого вводу з приєднанням трансформаторних підстанцій

### 1.3. Розподіл електричної енергії

Система електропостачання створена для забезпечення живлення електричною енергією як приймачів, так і споживачів електричної енергії. До *приймачів* (П) *електричної енергії* належать електродвигуни різних машин і механізмів, електричні печі, електролізні установки, апарати і машини для електричного зварювання, освітлювальні установки, побутові електроприлади та ін. *Споживачі* електричної енергії – системи, що об'єднуються у групи: за напругою, родом струму, режимами роботи, категоріями, територіальним розташуванням тощо.

*Системи живлення приймачів* електроенергії складаються:

- із зовнішнього електропостачання, до якого належать електротехнічні пристрої, що живляться від зовнішніх джерел електроенергії;

- з внутрішнього електропостачання, до якого належать електротехнічні пристрої розподілу електричної енергії, що отримують живлення від підстанції підприємства.

Обидві системи повинні забезпечувати безперебійну подачу електроенергії і мати простоту, зручність і безпеку обслуговування.

Приклад схеми розподілу електричної енергії показано на рис. 1.24. Електрична енергія, що виробляється на електростанції, надходить на підвищувальний трансформатор, у якому вона перетворюється, і далі по повітряних лініях – на знижувальний трансформатор, де відбувається її перетворення на меншу напругу. По підземних кабелях електрична енергія передається на розподільні пункти трансформаторних підстанцій промислових підприємств і на житлово-адміністративні потреби.

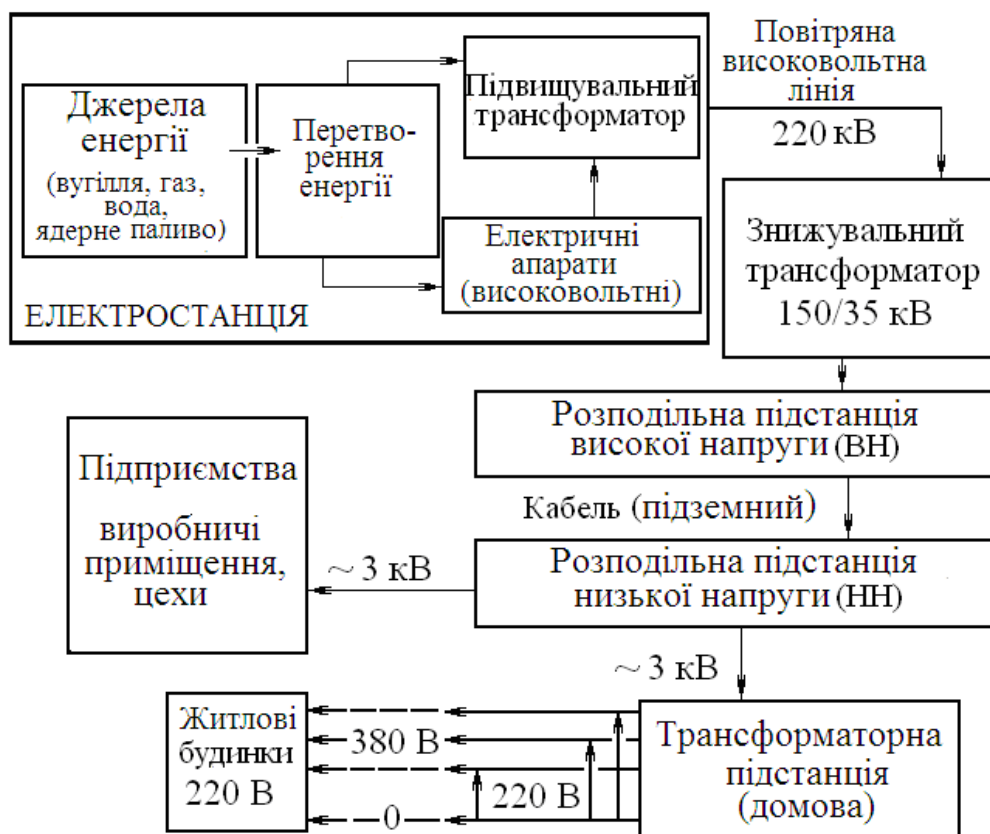


Рисунок 1.24 – Розподіл електричної енергії

На цих підстанціях також відбувається перетворення напруги електричної енергії до значення напруги приймачів і споживачів. Поблизу споживачів електричної енергії напруга ЛЕП знижується через відповідні трансформатори для подальшого її використання в двигунах електроприводів верстатів, освітлення тощо.

Таким чином, зниження напруги і, відповідно, підвищення струму відбувається у декілька етапів. Це обумовлено категоріями споживачів електричної енергії та економічними факторами.

#### **1.4. Живлення приймачів і споживачів електричної енергії**

За родом струму приймачі електричної енергії поділяють на такі *групи*:

- що працюють від мережі змінного струму частотою 50 Гц;
- що працюють від мережі змінного струму підвищеної або зниженої частоти;
- що працюють від мережі постійного струму з живленням від перетворюючих підстанцій або установок.

Приймачі електричної енергії підрозділяються за напругою на дві групи: до 1 000 В і більше 1 000 В.

За надійністю і ступенем забезпечення безперервного живлення приймачі електричної енергії поділяють на три *категорії*:

1 – приймачі, перерва в електропостачанні яких пов'язана з масовим браком або тривалим розладнанням складного технічного процесу. Особливу групу становлять приймачі, перерва живлення яких небезпечна для життя людей;

2 – приймачі, перерва живлення яких призводить до істотного недовипуску продукції підприємства, простоїв людей, механізмів, транспорту тощо;

3 – приймачі, що допускають перерви для ремонту або заміни пошкоджених елементів протягом не більше однієї доби.

Класифікація приймачів електричної енергії є основою для вибору відповідної схеми електропостачання підприємства.

Сьогодні електропостачання промислових підприємств базується на змінному струмі. Наприклад, прийом електричної енергії приймачами 1-ї та 2-ї категорій електропостачання підприємства, що здійснюється двома повітряними лініями електропередач ЛЕП1 і ЛЕП2 (рис. 1.25).

У цьому випадку електрична енергія надходить від незалежних джерел енергосистеми при напрузі 35, 110, 220 кВ на ГЗП і далі на трансформаторні підстанції ТП1 і ТП2, які знижують напругу до 6 або 10 кВ.

Безперервне електропостачання підприємства також підтримує власна ТЕЦ із двома трифазними синхронними генераторами G1 і G2 на цю саму напругу. Електричну енергію при напрузі 6 або

10 кВ підводять до високовольтних двигунів М1 і М2 і до розподільних шаф або ділянок РШ 1–РШ 4.

При цьому відбувається зниження напруги до 0,4 або 0,69 кВ, що надалі використовується для електропостачання приймачів, установлених у цехах промислових підприємств. За допомогою відповідних комутаційних електричних апаратів відбувається живлення споживачів електричної енергії за різними схемами як при роздільній, так і при паралельній роботі трансформаторів, а також при різних режимах роботи генераторів.

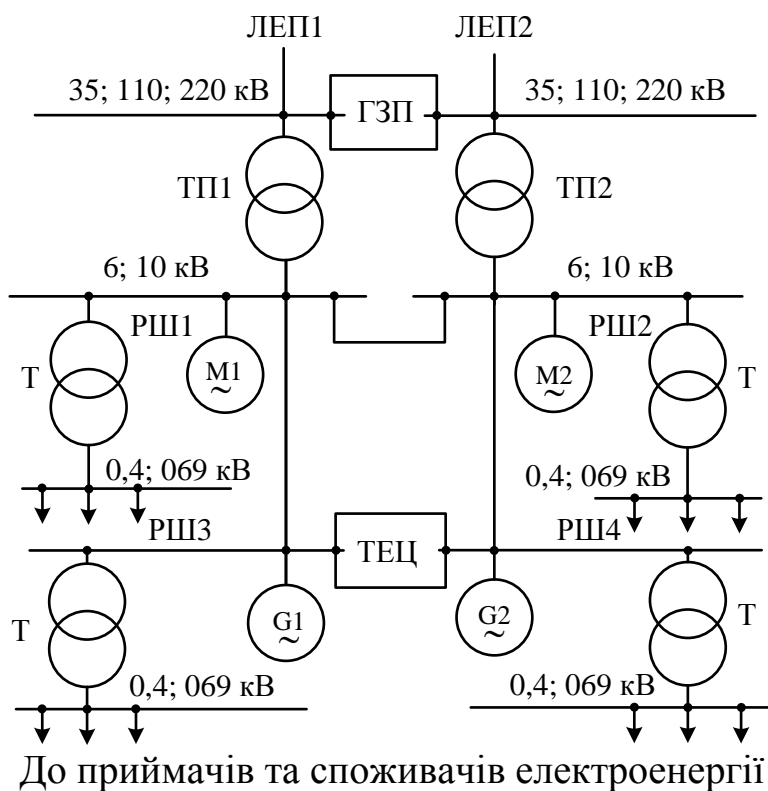


Рисунок 1.25 – Схема електропостачання підприємства від енергосистеми

Вибір кількості трансформаторів пов'язаний з капітальними витратами. Тому для приймачів 3-ї категорії використовують однострансформаторні підстанції.

Для груп приймачів живлення від постійного струму створюються перетворювальні підстанції, на яких встановлюються перетворювальні агрегати, а саме: напівпровідникові випрямлячі; агрегати «двигун-генератор» і механічні випрямлячі. Самі перетворювальні агрегати живляться від мереж змінного струму. Тому вони є приймачами електричної енергії змінного струму.

Приймачі постійного струму, що мають індивідуальні перетворювальні агрегати, такі, як електропривід з системою генератор-двигун, вентилятори та інші пристрої, є, з точки зору електропостачання, також приймачами змінного струму.

Для розподілу електричної енергії між приймачами використовуються низьковольтні чотирипровідні розподільні мережі, які

працюють із глухозаземленою нейтраллю з напругою 380/220 В, а устаткування постійного струму – з глухозаземленою нейтраллю та ізольованою нейтральною (нульовою) точкою.

### 1.5. Способи увімкнення приймачів електроенергії у трифазну електричну мережу

Основою систем електропостачання є трифазні електричні мережі, тому саме для них на рис. 1.26 показані різні способи увімкнення навантаження, де використовується чотирипровідна ЛЕП.

Напруги  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  між лінійними проводами  $A$ ,  $B$ ,  $C$  також називаються лінійними і мають загальне позначення  $U_l$ , напруги  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$  між одним із лінійних проводів і нейтральним проводом  $N$  називаються фазними і мають загальне позначення  $U_\phi$ .

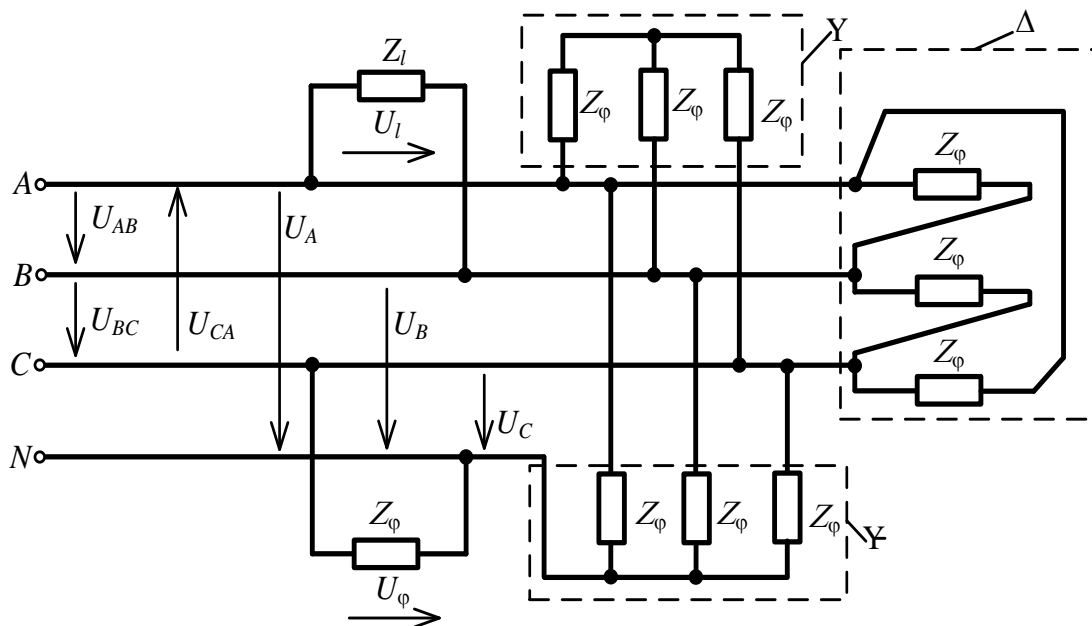


Рисунок 1.26 – Варіанти увімкнення навантаження у трифазну електричну мережу

Однофазні приймачі можливо вмикати двома способами (рис. 1.26):

а) між однією з ліній (наприклад, лінія  $C$ ) і нейтральним проводом  $N$ , тому приймач  $Z_\phi$  отримує фазну напругу  $U_\phi$ ;

б) між двома лінійними проводами (наприклад, лінії  $A$  і  $B$ ), тому приймач  $Z_l$  отримує лінійну напругу  $U_l$ .

Трифазні приймачі – це три однофазних приймачі  $Z_\phi$ ,  $Z_\phi$ ,  $Z_\phi$ , об'єднані у загальне електричне коло або єдину конструкцію. У цьому випадку також можливі такі варіанти схеми: а) зірка з нейтраллю  $Y$ ; б) зірка без нейтралі  $Y$ ; в) трикутник  $\Delta$ .

Трифазне навантаження називається *симетричним*, якщо опори усіх його однофазних приймачів ідентичні за величиною  $Z_\phi$  і за характером, тобто за аргументом  $\phi_\phi$ .

Якщо хоча б одна умова не виконується, то навантаження називається *несиметричним*.

Розглянемо основні розрахункові співвідношення при трифазному навантаженні.

### 1.5.1. З'єднання приймачів за схемою «зірка»

У доповнення до наведеного вище, а саме до напруг, які позначені у мережі на рис. 1.26, додаються позначення струмів, що у цілому показано на рис. 1.27, а саме:  $U_a$ ,  $U_b$ ,  $U_c$  – фазні напруги на навантаженні –  $U_\phi$ ;  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  – лінійні струми –  $I_l$ ;  $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  – фазні струми –  $I_\phi$ ;  $I_N$  – струм нейтралі (при замкненому ключі  $Q$ );  $U_N$  – напруга зміщення нейтралі (при розімкненому ключі  $Q$ ).

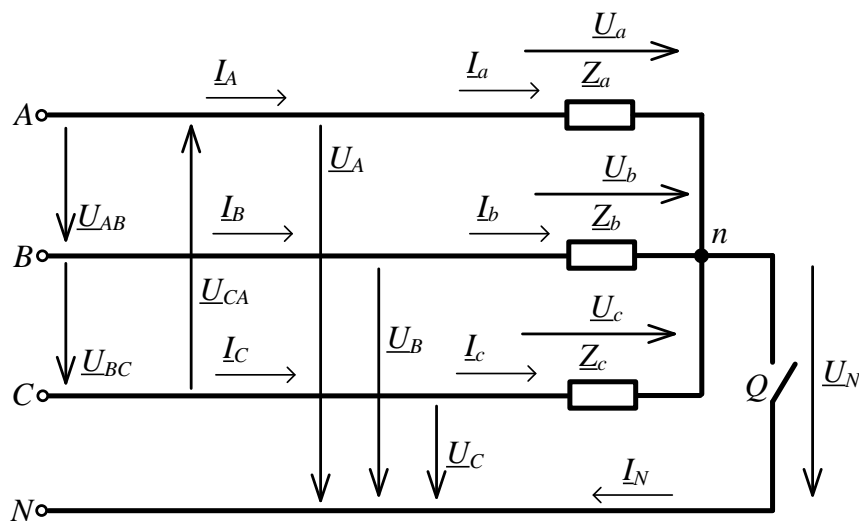


Рисунок 1.27 – З'єднання приймачів за схемою «зірка»

При розрахунках трифазного навантаження зазвичай розраховують на те, що у мережі задано лінійну напругу  $U_l$  ( $U_{AB} = U_{BC} = U_{CA} = U_l$ ), а також параметри кожної фази навантаження, а саме, повні опори  $Z_a$ ,  $Z_b$ ,  $Z_c$  і фазові зсуви напруг і струму в них  $\phi_a$ ,  $\phi_b$ ,  $\phi_c$  (визначаються за відомими правилами [7]).

При всіх варіантах для схеми «зірка» фазні напруги у мережі визначаються на основі відомого співвідношення:

$$U_A = U_B = U_C = U_\phi = U_l / \sqrt{3}. \quad (1.1)$$

За наявності нейтрального проводу (вимикач  $Q$  замкнутий, див. рис. 1.27) у фазах приймача встановлюється така сама симетрична система фазних напруг, як у мережі, тобто при використанні векторного зображення  $\underline{U}_a = \underline{U}_A$ ;  $\underline{U}_b = \underline{U}_B$ ;  $\underline{U}_c = \underline{U}_C$ , що дає рівність відповідних напруг за величиною і фазою, або для діючих значень  $U_{\phi l} = U_\phi$ . За відсутності нейтрального проводу (вимикач  $Q$  розімкнутий, див. рис. 1.27) така сама ситуація забезпечується тільки при симетричному навантаженні.

Для вказаних ситуацій при  $U_{\phi l} = U_\phi$  розрахунок має такий порядок.

За законом Ома визначаються фазні струми:

$$I_a = \frac{U_a}{Z_a}; \quad I_b = \frac{U_b}{Z_b}; \quad I_c = \frac{U_c}{Z_c}. \quad (1.2)$$

При симетричному навантаженні отримують однакові фазні струми, а при несиметричному – різні. При схемі з'єднання «зірка» (див. рис. 1.27) лінійні і фазні струми дорівнюють один одному:

$$I_A = I_a; \quad I_B = I_b; \quad I_C = I_c, \quad \text{або} \quad I_l = I_\phi. \quad (1.3)$$

За наявності нейтрального проводу струм у ньому визначається на основі першого закону Кірхгофа:

$$\underline{I}_N = \underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c. \quad (1.4)$$

Цей вираз стосується лише векторної або комплексної форм подання струмів, тому скористаємося векторною діаграмою, що показана на рис. 1.28.

При симетричному навантаженні (рис. 1.28, а) спочатку будується симетрична система фазних напруг, а потім однакові за довжиною вектори фазних струмів, кожен з яких проводиться під кутом  $\phi_\phi$  по відношенню до своєї фазної напруги. При цьому фазовий зсув скрізь однаковий, тобто  $\phi_a = \phi_b = \phi_c = \phi_\phi$ . Наприклад, якщо навантаження має активно-індуктивний характер, то  $\phi_\phi > 0$ .

Складання за формулою (1.4) при симетричному навантаженні дає  $\underline{I}_N = 0$ . Це означає, що при такому навантаженні нейтральний провід не потрібен.

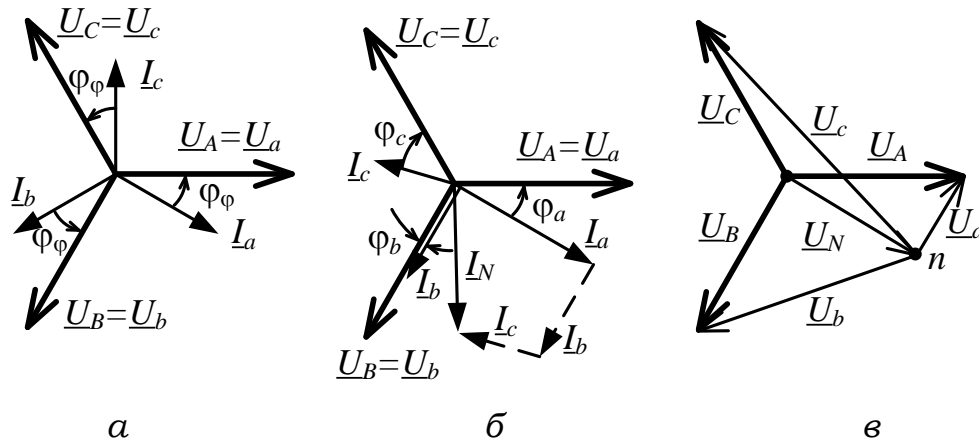


Рисунок 1.28 – Векторні діаграми при з'єднанні приймачів за схемою «зірка» для різних варіантів навантаження

При *несиметричному навантаженні* (рис. 1.28, б) знову будується симетрична система фазних напруг, потім різні за довжиною вектори фазних струмів. Кожен з них проводиться під своїм кутом  $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$  відносно своєї напруги (наприклад,  $\varphi_a > 0, \varphi_b = 0, \varphi_c < 0$ ). Підсумовуючи за формулою (1.4), маємо струм нейтралі  $\underline{I}_N \neq 0$ . Якщо при несиметричному навантаженні відбудеться обрив нейтрального проводу, то з'являється напруга «зміщення нейтралі»  $U_N$ , яка може бути визначена символічним методом:

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_A \underline{Y}_a + \underline{U}_B \underline{Y}_b + \underline{U}_C \underline{Y}_c}{\underline{Y}_a + \underline{Y}_b + \underline{Y}_c}, \quad (1.5)$$

де використовуються комплексні значення фазних напруг у мережі:  $\underline{U}_A = U_\varphi$ ;  $\underline{U}_B = U_\varphi e^{-j120^\circ}$ ;  $\underline{U}_C = U_\varphi e^{j120^\circ}$  і провідностей фаз приймача електроенергії:  $\underline{Y}_a = 1/\underline{Z}_a$ ;  $\underline{Y}_b = 1/\underline{Z}_b$ ;  $\underline{Y}_c = 1/\underline{Z}_c$ .

Тоді фазні напруги на приймачах (рис. 1.28, в) за другим законом Кірхгофа у символічній або векторній формах:

$$\underline{U}_a = \underline{U}_A - \underline{U}_N; \quad \underline{U}_b = \underline{U}_B - \underline{U}_N; \quad \underline{U}_c = \underline{U}_C - \underline{U}_N. \quad (1.6)$$

Ці напруги будуть різними, що призводить до виникнення так званого «перекосу фаз», який зображено векторною діаграмою на



рис. 1.28, в. Тобто фазні напруги на навантаженні відмінні одна від одної і від фазних напруг у мережі, що недопустимо.

Активна потужність у всіх випадках розраховується для кожної фази приймача і для всієї схеми «зірка» як

$$P_a = U_a I_a \cos \varphi_a; P_b = U_b I_b \cos \varphi_b; P_c = U_c I_c \cos \varphi_c; P_Y = P_a + P_b + P_c. \quad (1.7)$$

При симетричному навантаженні активну потужність можна розраховувати для однієї фази і для всієї схеми «зірка»:

$$P_\varphi = U_\varphi I_\varphi \cos \varphi_\varphi; \quad P_Y = 3P_\varphi. \quad (1.8)$$

При такому ж навантаженні з урахуванням  $I_\varphi = I_l$  і  $U_{\varphi l} = U_l / \sqrt{3}$  отримуємо вираз активної потужності через лінійні величини:

$$P_Y = \sqrt{3} \cdot U_l \cdot I_l \cdot \cos \varphi_\varphi. \quad (1.9)$$

Аналогічно за схемою «зірка» маємо реактивні потужності.

У загальному випадку:

$$Q_a = U_a I_a \sin \varphi_a; Q_b = U_b I_b \sin \varphi_b; Q_c = U_c I_c \sin \varphi_c; Q_Y = Q_a + Q_b + Q_c, \quad (1.10)$$

а при симетричному навантаженні

$$Q_Y = 3 \cdot U_\varphi \cdot I_\varphi \cdot \sin \varphi_\varphi = \sqrt{3} \cdot U_l \cdot I_l \cdot \sin \varphi_\varphi. \quad (1.11)$$

### 1.5.2. З'єднання приймачів за схемою «трикутник» – $\Delta$

Згідно зі схемою з'єднання наведемо позначення напруг і струмів, що зображені на рис. 1.29:

- фазні напруги на навантаженні –  $U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}$ ;
- $Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ca}$  – повні опори фаз –  $Z_\varphi$ ;
- $I_A, I_B, I_C$  – лінійні струми –  $I_l$ ;
- $I_{ab}, I_{bc}, I_{ca}$  – струми фазних навантажень (фазні струми) –  $I_\varphi$ .

При розрахунку трифазної напруги за схемою з'єднання приймачів «трикутник» будемо використовувати такі самі значення, як і у випадку з'єднання за схемою «зірка»: задані діючі зна-

чення лінійних напруг у мережі  $U_{AB} = U_{BC} = U_{CA} = U_l$ , а також задані опори фаз за величиною ( $Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ca}$ ) і за характером навантаження ( $\varphi_{ab}, \varphi_{bc}, \varphi_{ca}$ ). Решту величин можна визначити у такому порядку.

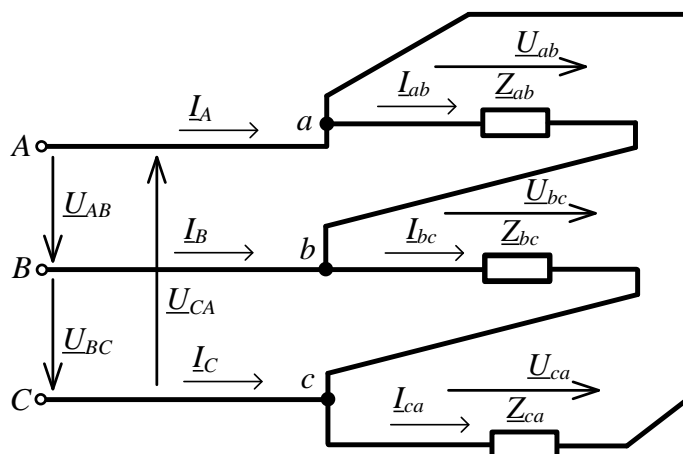


Рисунок 1.29 – З'єднання приймачів за схемою «трикутник»

Зі схеми з'єднання (рис. 1.29) видно, що фазні напруги навантаження ( $U$ ) дорівнюють лінійним напругам у мережі:  $U_{\phi l} = U_l$  і, отже,  $U_{ab} = U_{bc} = U_{ca} = U_{\phi l}$ . Тоді фазні струми за законом Ома

$$I_{ab} = \frac{U_{ab}}{Z_{ab}}; \quad I_{bc} = \frac{U_{bc}}{Z_{bc}}; \quad I_{ca} = \frac{U_{ca}}{Z_{ca}}. \quad (1.12)$$

При симетричному навантаженні, з урахуванням рівності опорів фаз  $Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca} = Z_{\phi}$ , маємо однакові фазні струми:

$$I_{\phi} = I_{ab} = I_{bc} = I_{ca} = \frac{U_{\phi l}}{Z_{\phi}}.$$

Лінійні струми визначаються на основі першого закону Кірхгофа:

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{ab} - \underline{I}_{ca}; \quad \underline{I}_B = \underline{I}_{bc} - \underline{I}_{ab}; \quad \underline{I}_C = \underline{I}_{ca} - \underline{I}_{bc}. \quad (1.13)$$

При симетричному навантаженні (рис. 1.30, а) спочатку буде симетрична система фазних напруг (вони ж лінійні), а потім однакові за довжиною вектори фазних струмів, кожен з яких проводиться під кутом  $\varphi_{\phi}$  відносно своєї фазної напруги.

При цьому фазовий зсув між фазними напругами і струмами скрізь однаковий:  $\varphi_{ab} = \varphi_{bc} = \varphi_{ca} = \varphi_{\phi}$ .

Наприклад, при активно-ємнісному навантаженні  $\varphi_{\phi} < 0$ .

Лінійні струми будуються, виходячи з формул (1.13), як різниця векторів відповідних фазних струмів.

З діаграми (див. рис. 1.30, а) очевидно класичне співвідношення лінійного і фазного струмів для трифазного симетричного навантаження при з'єднанні приймачів за схемою «трикутник»:

$$I_l = \sqrt{3} \cdot I_\varphi. \quad (1.14)$$

При несиметричному навантаженні також спочатку будуються симетричні системи фазних напруг (рис. 1.30, б), а потім – різні за довжиною вектори фазних струмів,

кожен з яких проводиться під своїм кутом  $\varphi_{ab}$ ,  $\varphi_{bc}$ ,  $\varphi_{ca}$  відносно своєї фазної напруги (взяли  $\varphi_{ab} > 0$ ;  $\varphi_{bc} < 0$ ;  $\varphi_{ca} = 0$ ).

Лінійні струми знову будуються за формулами (1.13).

Активна потужність у загальному випадку розраховується для кожної з фаз приймача:

$$P_{ab} = U_{ab} I_{ab} \cos \varphi_{ab}; \quad P_{bc} = U_{bc} I_{bc} \cos \varphi_{bc}; \quad P_{ca} = U_{ca} I_{ca} \cos \varphi_{ca}, \quad (1.15)$$

а для всієї схеми з'єднання «трикутник»:

$$P_\Delta = P_{ab} + P_{bc} + P_{ca}. \quad (1.16)$$

При симетричному навантаженні активна потужність для однієї фази і для всього навантаження за схемою з'єднання «трикутник» визначається як

$$P_\varphi = U_{\varphi l} \cdot I_\varphi \cdot \cos \varphi_\varphi; \quad P_\Delta = 3 \cdot P_\varphi. \quad (1.17)$$

При симетричному навантаженні, з урахуванням  $I_\varphi = I_l / \sqrt{3}$  і  $U_{\varphi l} = U_l$ , отримуємо вираз потужності через лінійні величини:

$$P_\Delta = \sqrt{3} \cdot U_l \cdot I_l \cdot \cos \varphi_\varphi, \quad (1.18)$$

що повторює формулу (1.9).

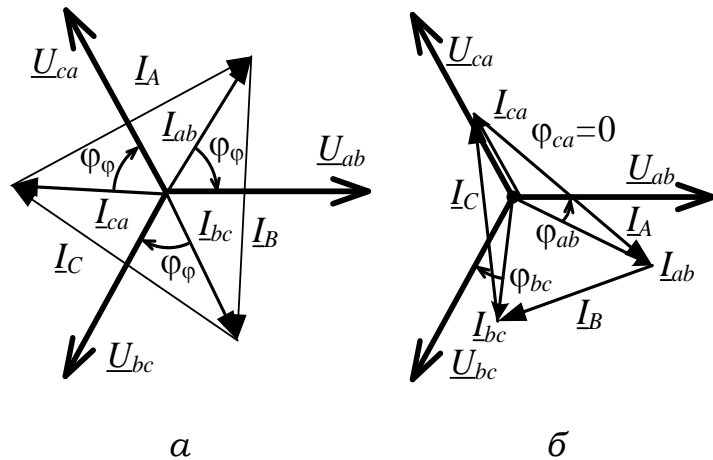


Рисунок 1.30 – Векторні діаграми при з'єднанні приймачів за схемою «трикутник» для різних варіантів навантаження

Аналогічно розраховуються реактивні потужності для схеми з'єднання «трикутник»:

$$\begin{aligned} Q_{ab} &= U_{ab} I_{ab} \sin \varphi_{ab}; & Q_{bc} &= U_{bc} I_{bc} \sin \varphi_{bc}; & Q_{ca} &= U_{ca} I_{ca} \sin \varphi_{ca}, \\ Q_{\Delta} &= Q_{ab} + Q_{bc} + Q_{ca}, \end{aligned} \quad (1.19)$$

а при симетричному навантаженні

$$Q_{\Delta} = 3U_{\varphi l} I_{\varphi} \sin \varphi_{\varphi} = \sqrt{3} U_l I_l \sin \varphi_{\varphi}. \quad (1.20)$$

Таким чином, використовуючи наведені методи розрахунку, можна отримати значення необхідних параметрів приймачів електричної енергії при з'єднанні їх за схемами «зірка» або «трикутник» з урахуванням їх симетричного та несиметричного навантаження.

## 1.6. Класифікація приймачів електричної енергії

Система електропостачання забезпечує живленням електричною енергією різні промислові установки, механізми, машини, які застосовують у технологічному процесі при виробництві продукції промислових підприємств. До приймачів електричної енергії, які приймають усе силове навантаження енергетичної системи підприємства, належать такі:

1. Силкові загальнопромислові установки: компресори, вентилятори, насоси, підйомно-транспортні пристрої. Двигуни компресорів, вентиляторів і насосів, залежно від потужності, забезпечуються електричною енергією напругою 0,22–10 кВ і працюють приблизно у однаковому режимі (тривалому). Перерва в електропостачанні частіше за все не допускається (наприклад, насосна станція на металургійному заводі; компресор на машинобудівному заводі, різальний інструмент із пневматичним кріпленням; насосно-перекачувальні станції та інші). Для вказаних вище установок коефіцієнт потужності  $\cos \varphi$  має значення 0,8–0,85.

Підйомно-транспортні пристрої працюють у повторно-короткочасному режимі. Вони належать до приймачів 1-ї або 2-ї категорії. Для цих пристроїв коефіцієнт потужності має значення 0,3–0,8.

2. *Електричні освітлювальні установки* являють собою однофазне навантаження. Коефіцієнт потужності для ламп розжарювання становить  $\cos\varphi = 1$ , для газорозрядних –  $\cos\varphi = 0,6$ . Рівномірність розподілу навантаження досягається правильним групуванням по фазах. Для освітлювальних установок промислових підприємств використовують напругу 6–220 В. Допускаються короткочасні перерви в їх живленні. При аварійному стані приймається резервне їх живлення від іншого незалежного трансформатора. Там, де вимкнення освітлення погрожує безпеці людей, використовують спеціальні системи аварійного освітлення.

3. *Перетворювальне устаткування* служить для перетворення змінного струму у постійний і, навпаки, зниженої або підвищеної частоти. Коефіцієнт потужності таких установок  $\cos\varphi = 0,85 - 0,9$ . Частіше за все перетворювальне устаткування використовують у кольоровій металургії для отримання електролітичних алюмінію, свинцю, міді та інших елементів. Струм промислової частоти при напрузі 6–35 кВ перетворюється в постійний з напругою до 825 В. Електролізні установки належать до приймачів електричної енергії 1-ї категорії. Перетворювальні установки для внутрішнього заводського транспорту, які мають  $\cos\varphi = 0,6-0,8$ , належать до приймачів електричної енергії 1-ї або 2-ї категорії. Перетворювальні установки для живлення електрофільтрів з коефіцієнтом потужності 0,7–0,8 отримують електричну енергію від спеціальних трансформаторів, які розподіляють електроенергію напругою 6–10/110 кВ і належать до приймачів електричної енергії 1-ї або 2-ї категорії.

4. *Електродвигуни виробничих механізмів* зустрічаються на всіх промислових підприємствах. Вони працюють як на змінному, так і на постійному струмі. Живлення на постійному струмі відбувається від випрямних установок, а іноді – від генераторів постійного струму, які приводяться в рух асинхронними двигунами. Коефіцієнт потужності  $\cos\varphi$  коливається у широких межах залежно від технологічного процесу. Переважно такі механізми відносяться до приймачів електричної енергії 2-ї категорії.

5. *Електричні печі і термічні установки* працюють як на змінному, так і на постійному струмі. За способом перетворення електричної енергії на теплоту їх поділяють на печі опору, індукційні печі й устаткування, дугові електричні печі, а також печі зі

змішаним підігрівом. При невеликій потужності таких установок коефіцієнт потужності  $\cos\varphi = 0,3-0,8$  для змінного струму. Такі установки належать до приймачів електричної енергії 2-ї категорії.

6. *Електричні апарати захисту і керування*, такі, як автоматичні вимикачі, електромагнітні контактори і пускачі, що здійснюють комутацію електричних кіл, належать до приймачів 1-ї та 2-ї категорії, що працюють на постійному і змінному струмі.

### **Запитання для самоперевірки**

1. Основні джерела, які застосовуються при виробництві електричної енергії на електростанціях.

2. У чому полягає принцип перетворення енергії на теплових електростанціях?

3. Де й за рахунок чого відбувається перетворення кінетичної енергії на електричну на теплових електростанціях?

4. Що являє собою атомна енергетика і за рахунок чого виробляється електрична енергія на атомних електростанціях?

5. У чому полягає процес виробництва електричної енергії на атомних електростанціях?

6. Як і за рахунок чого виробляється електрична енергія на гідроелектростанціях?

7. Які існують альтернативні принципи виробництва електричної енергії, і чим вони відрізняються від традиційних електричних станцій?

8. Для чого об'єднуються електростанції, розташовані в одному районі?

9. Як відбувається розподіл електричної енергії?

10. Які види підстанцій використовують для прийому і передачі електричної енергії?

11. В яких електротехнічних пристроях відбувається перетворення електричної енергії?

12. Чим відрізняються поняття «приймачі» і «споживачі» електричної енергії?

13. Як класифікуються приймачі електричної енергії за струмом, напругою та категоріями забезпечення безперебійного живлення?

14. Що є основою системи електропостачання та які існують способи увімкнення навантаження?

15. Співвідношення електричних величин при з'єднання приймачів за схемою «зірка» у випадку симетричного і несиметричного навантаження.

16. Співвідношення електричних величин при з'єднанні приймачів за схемою «трикутник» у разі симетричного і несиметричного навантаження.

17. Як визначаються активні і реактивні потужності у різних схемах з'єднання приймачів при симетричному і несиметричному навантаженні?

18. Які приймачі електричної енергії створюють основне силове навантаження промислових підприємств?

## 2. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

### 2.1. Визначення електричних навантажень

Основою раціональної побудови та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств є правильне визначення електричних навантажень та розподіл живлення джерел електричної енергії.

*Електричне навантаження* – це величина, яка характеризує споживання активної ( $P$ ) і реактивної ( $Q$ ) потужності окремими приймачами або споживачами електричної енергії.

При визначенні електричних навантажень виходять із заданих параметрів СЕП, а також місця розташування джерела живлення і категорій споживачів електричної енергії. Потім визначаються струмові навантаження, кількість і потужність трансформаторів головної знижувальної підстанції (ГЗП) або центрального розподільного пункту (ЦРП).

Вибір схеми живлення трансформаторних підстанцій промислових підприємств, що розраховані на напругу 6–10 кВ, залежить від потужності приймачів електричної енергії, перерізу провідників і втрат внутрішнього електропостачання.

Приклад розподілу електричних навантажень та основні ділянки схеми для промислового підприємства показано на рис. 2.1, де позначено:

1 – ділянка визначення розрахункового електричного навантаження одиночного приймача електроенергії напругою до 1 000 В з урахуванням вибору

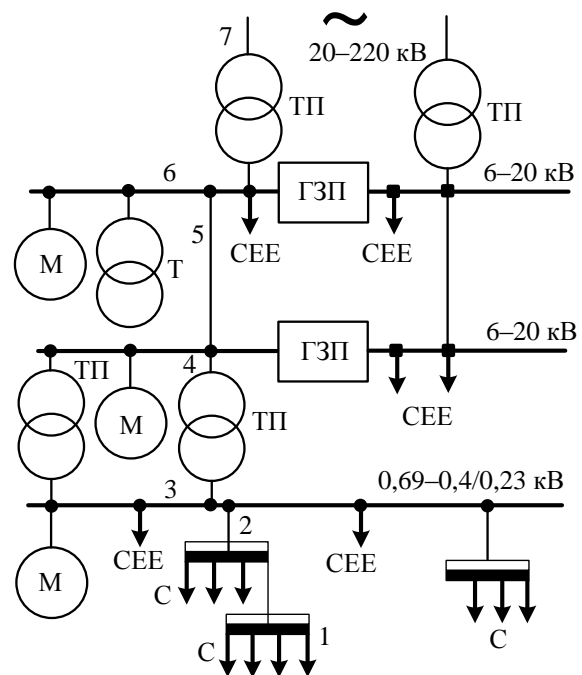


Рисунок 2.1 – Схема розподілу електричних навантажень



перерізу проводу або кабелю, відповідного до нього, й електричного апарата приєднання до розподільної шафи або живильної лінії;

2 – ділянка визначення розрахункового електричного навантаження групи споживачів електричної енергії (СЕЕ) напругою до 1 000 В з урахуванням вибору перерізу радіальної живильної лінії і розподільної магістралі, а також електричних апаратів приєднання до головної силової розподільної шафи (РШ) у схемі блока Т-магістралі;

3 – ділянка визначення розрахункового електричного навантаження на стороні живильної лінії напругою 0,69–0,4/0,23 кВ цехової трансформаторної підстанції (ТП) великими СЕЕ або силовими РШ з урахуванням вибору перерізів їх шин;

4 – ділянка визначення загального розрахункового електричного навантаження на шинах нижчої напруги ТП або системи трансформаторів ТП з урахуванням вибору потужності цехових СЕЕ, матеріалу шин ТП або Т-магістралі та наявних вимикальних електричних апаратів;

5 – ділянка визначення розрахункового електричного навантаження на шинах напругою 6–20 кВ розподільних постів окремих СЕЕ або цехових ТП з урахуванням вибору проводів, що відходять від шин до приймачів високої напруги і до вимикальних електричних апаратів;

6 – ділянка визначення загального розрахункового електричного навантаження на шинах і кожної секції лінії з урахуванням вибору шин напругою 6–20 кВ, перерізу проводів лінії, що вимикає електричну апаратуру з боку шин ГЗП;

7 – ділянка визначення загального розрахункового електричного навантаження на шинах напругою 6–20 і 20–220 кВ з урахуванням вибору шин ГЗП, вимикальних високовольтних електричних апаратів і перерізу шин ліній, що живлять ТП і ГЗП, а також електричних апаратів приєднання.

При проектуванні систем електропостачання промислових підприємств за розрахунковим електричним навантаженням складають таблицю електричних навантажень окремих цехів і потім обирають кількість і потужність трансформаторних підстанцій.

Для визначення електричних навантажень складають зведену відомість з урахуванням встановленої, розрахункової та сумарної

потужностей по цеху і по підприємству в цілому. При цьому силові електричні навантаження визначаються методом впорядкованих діаграм, а освітлювальне навантаження розраховують методом питомих потужностей на освітлювальну площу.

Повну потужність  $S_1$  електричного навантаження з боку високої напруги трансформатора попередньо розглядають з урахуванням активних (2 %) і реактивних (10 %) втрат від номінальної потужності (попередньо наміченого) щодо встановлення трансформатора:

$$S_1 = k \cdot S_2, \quad (2.1)$$

де  $k$  – коефіцієнт розподілу навантаження, що залежить від  $\cos \varphi$ , а саме:  $k = 1,02$  при  $\cos \varphi = 1$ ;  $k = 1,09$  при  $\cos \varphi = 0,6$ ;  $S_2$  – повна сумарна електрична потужність навантаження трансформатора з боку нижчої напруги, яка визначається з урахуванням і без урахування компенсації реактивної потужності до заданого коефіцієнта потужності.

Остаточний розрахунок параметрів навантаження системи електропостачання підприємства уточнюють після розрахунку струмів короткого замикання (КЗ).

## 2.2. Параметри електричних навантажень

Визначення електричних навантажень становить перший етап проектування будь-якої СЕП промислового підприємства та проводиться з метою вибору і перевірки за нагрівом струмоведучих елементів, трансформаторів, електричних апаратів, компенсуювальних установок, а також визначення коливань напруги у системі електропостачання.

Розрахунок електричних навантажень починається зі складання графіків для промислового підприємства (рис. 2.2).

Електричні навантаження залежно від приймачів електричної енергії поділяються на індивідуальні (для одного приймача) і групові. При проектуванні системи електропостачання будують графіки навантажень – змінні, добові, місячні, річні. При побудові реальний графік електричних навантажень замінюється східчастим на заданому інтервалі (наприклад, для зміни інтервал часу вибирається рівним 30 хв).

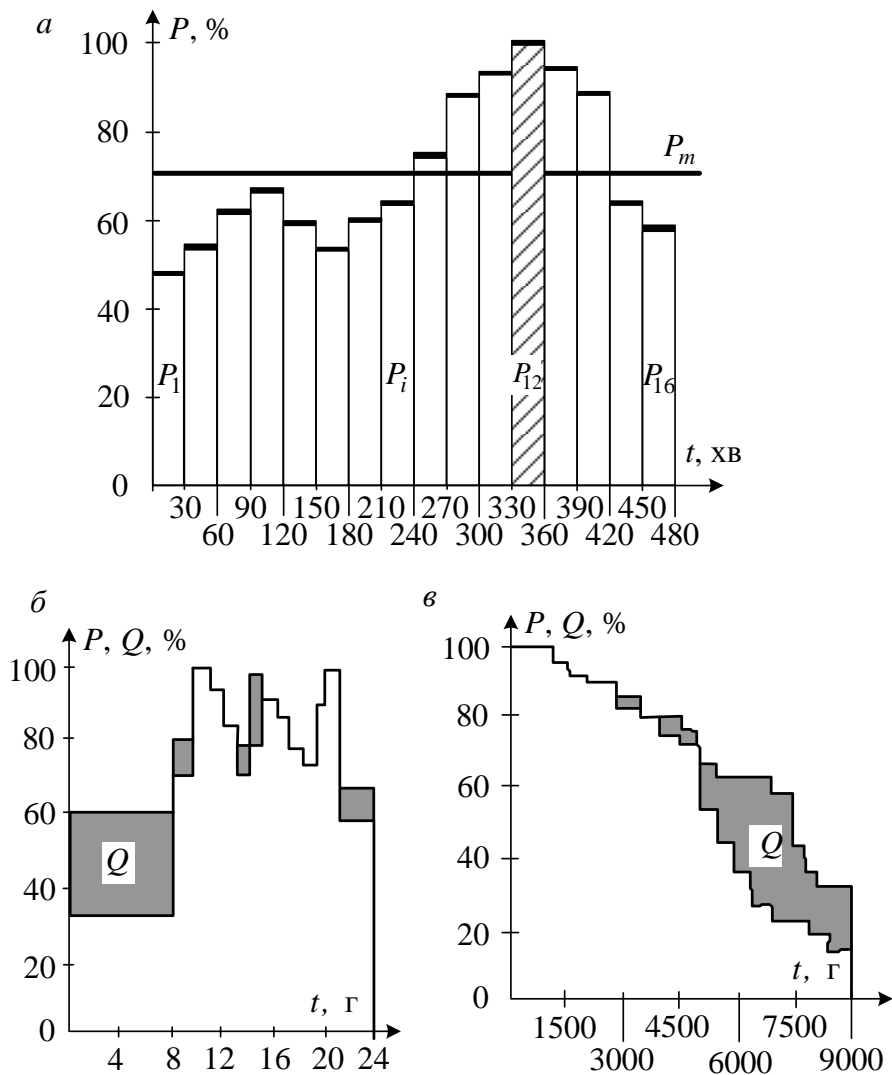


Рисунок 2.2 – Графіки навантаження:  
*a* – змінний; *б* – добовий; *в* – річний

Активна потужність для кожного *i*-го інтервалу навантаження:

$$P_i = \frac{W_a}{T}, \quad (2.2)$$

де  $W_a$  – активна енергія (площини, що обмежені кривими графіків електричних навантажень на рис. 2.2);  $T$  – інтервал часу, для якого складено графік електричних навантажень.

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 –  $k_i$ ;
- коефіцієнт навантаження активної потужності групи приймачів –  $K_i$ ;
- 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 та ін. (рис. 2.3). 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.

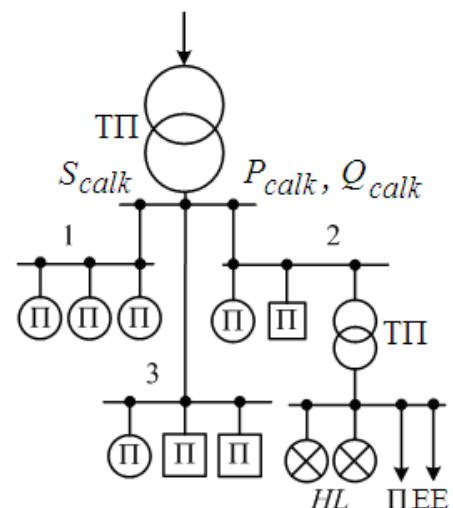


Рисунок 2.3 – Схема живлення різнорідних груп приймачів електроенергії

### 2.3. Розрахунок електричних навантажень

Правильний вибір всіх елементів СЕП промислового підприємства виконують за визначенням активної потужності, яка є максимальною з середніх електричних навантажень, що вимірювалась протягом зміни тривалістю 30 хв, з визначенням найбільшого нагріву кожного елемента.

Розрахункова активна потужність при проектуванні визначається методом питомої витрати електричної енергії:

$$P_{calc} = \frac{w_N \cdot N_{year}}{T_{year}}, \quad (2.3)$$

де  $w_N$  – питома витрата електричної енергії на одиницю продукції, кВт·год/од. прод.;  $N_{year}$  – кількість продукції підприємства (цеху) за рік, од. прод.;  $T_{year}$  – річна кількість годин використання активної потужності електричного навантаження, при якому промислове підприємство або цех споживає таку саму кількість електричної енергії, що і при існуючому графіку електричного навантаження.

Норма питомої витрати електричної енергії визначається техніко-економічним розрахунком. Річна кількість годин використання розрахункової активної потужності залежить від кількості змін і характеру промислового виробництва:

- однозмінна робота підприємства – 1 800–2 500 год;
- двозмінна робота – 3 500–4 500 год;
- тризмінна робота – 5 000–7 000 год.

Орієнтовне визначення активної потужності приймачів електричної енергії цеху здійснюється шляхом використання питомої густини електричного навантаження:

$$P_{calc\ ws} = \rho_S \cdot S_{ws}, \quad (2.4)$$

де  $\rho_S$  – питома густина електричного навантаження, кВт/м<sup>2</sup>;  $S_{ws}$  – площа цеху, м<sup>2</sup>.

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

$$P_{calc\ g} = K_s \sum_{i=1}^{n_{pe}} P_{Ni} , \quad (2.5)$$

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  $i$ -того приймача електричної енергії, кВт.

Таблиця 2.1 – Показники електричних навантажень приймачів

Приймачі електричної енергії	Коефіцієнти		$\cos\varphi_i$	$\operatorname{tg}\varphi_i$
	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

Примітка. ТУ – тривалість увімкнення (аналог терміну ПВ – продолжительность включения – рос.).

Розрахункова реактивна потужність групи приймачів:

$$Q_{calc\ g} = P_{calc\ g} \cdot \operatorname{tg}\varphi_g, \quad (2.6)$$

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

Повна потужність системи електропостачання (цеху, корпусу підприємства) складається з потужностей її груп приймачів електричної енергії:

$$S_{calc\ w} = K_{P\tau} \sqrt{\left(\sum_{j=1}^{N_{gpe}} P_{calc\ g\ j}\right)^2 + \left(\sum_{j=1}^{N_{gpe}} Q_{calc\ g\ j}\right)^2}, \quad (2.7)$$

де  $K_{P\tau}$  – коефіцієнт різногодинності максимумів електричних навантажень окремих груп приймачів, що приймається у діапазоні значень 0,85–0,95;  $N_{gpe}$  – кількість груп приймачів електричної енергії, що однорідні за режимом роботи;  $P_{calc\ g\ j}$ ,  $Q_{calc\ g\ j}$  – активні розрахункові і реактивні потужності  $j$ -ї групи приймачів електричної енергії.

Коефіцієнт потужності підприємства або цеху:

$$\cos\varphi_w = \frac{\sum_{j=1}^{N_{gpe}} P_{calc\ g\ j}}{S_{calc\ w}}. \quad (2.8)$$

На стадії технічних і робочих проектів електричне навантаження цеху або підприємства визначається методом упорядкованих діаграм. При цьому розрахункова активна потужність групи різнорідних за режимом роботи приймачів електричної енергії визначається як

$$P_{calc\ g} = K_{P\max} \sum_{i=1}^{n_{pe}} k_{Pi} P_{Ni}, \quad (2.9)$$

де  $K_{P\max}$  – коефіцієнт максимуму активної потужності;  $k_{Pi}$  – коефіцієнт використання активної потужності  $P_{Ni}$   $i$ -го приймача електричної енергії (див. табл. 2.1).

Коефіцієнт максимуму активної потужності групи приймачів електричної енергії:

$$K_{P_{max}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{pe}} k_{P_i} P_{Ni}}{\sum_{i=1}^{n_{pe}} P_{Ni}}, \quad (2.10)$$

який залежить від зведеної або ефективної їх кількості (рис. 2.4):

$$n_{ef} = \frac{\left( \sum_{i=1}^{n_{pe}} P_{Ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^{n_{pe}} P_{Ni}^2}. \quad (2.11)$$

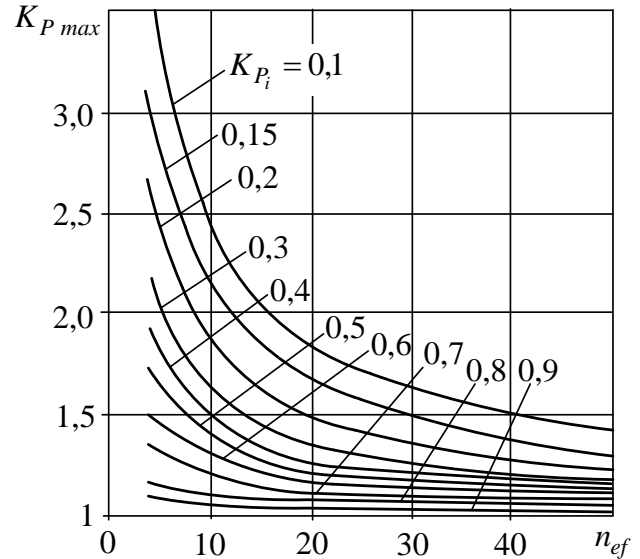


Рисунок 2.4 – Залежність коефіцієнта максимуму активного електричного навантаження від зведеної кількості приймачів

Зведена кількість приймачів електричної енергії – це кількість однорідних за режимом роботи приймачів з однаковою номінальною потужністю. Якщо зведена кількість приймачів електричної енергії  $n_{ef} \leq 10$ , то розрахункова реактивна потужність групи приймачів визначається як

$$Q_{calc\ g} = 1,1 \sum_{i=1}^{n_{pe}} k_{P_i} P_{Ni} \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (2.12)$$

Якщо  $n_{ef} > 10$ , то розрахункова реактивна потужність:

$$Q_{calc\ g} = \sum_{i=1}^{N_{pe}} k_{P_i} P_{Ni} \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (2.13)$$

Повна розрахункова потужність

$$S_{calc\ g} = K_{P_{max}} \sqrt{(P_{calc\ g})^2 + (Q_{calc\ g})^2}. \quad (2.14)$$

Розрахунковий струм трифазних приймачів електроенергії

$$I_{calc} = \frac{S_{calc}}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{P_{calc}}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \cos \varphi}, \quad (2.15)$$

де  $U_N$  – їх номінальна лінійна напруга.



Розрахунковий струм приймачів електроенергії постійного струму

$$I_{calc} = P_{calc} / U_N, \quad (2.16)$$

де  $U_N$  – їх номінальна напруга для цього струму.

Витрата електричної енергії на освітлювальні установки промислового підприємства становить 5–15 % від її загального споживання (у легкій промисловості – 30–35 %).

При проектуванні систем електропостачання промислових підприємств найбільш складним є визначення розташування джерел живлення на їх території, розподіл приймачів і споживачів електричної енергії. Причому складність об'єктів та обладнання з часом збільшується, а споживання електроенергії зростає.

При проектуванні промислових об'єктів підприємства або модернізації на території підприємства такі завдання вирішують за допомогою комп'ютерів. При такому підході можна аналізувати й описувати структуру будь-якого об'єкта підприємства, розподіл електричних навантажень і геометрію розташування приймачів і споживачів електричної енергії. Наближений характер електричних навантажень та їх розподіл по території промислового підприємства отримують за допомогою картограми навантажень.

#### **2.4. Картограма електричних навантажень промислових підприємств**

Для побудови раціональної системи електропостачання промислового підприємства велике значення має правильне розміщення трансформаторних підстанцій для живлення споживачів та приймачів, а також визначення їх кількості. Підстанції всіх потужностей повинні відповідати підключеним до них електричним навантаженням. Це забезпечує найкращі техніко-економічні показники СЕП за витратою електроенергії та провідникових матеріалів.

Для визначення найбільш вигідного варіанта розташування знижувальних підстанцій і джерел живлення промислових підприємств складається картограма електричних навантажень (рис. 2.5), що являє собою план, на якому зображені місця розподілу навантажень приймачів і споживачів електричної енергії у вигляді геометричних фігур.

Картограму навантажень будують на генеральному плані підприємства, а також на плані цеху виробництва підприємства. Геометричне розташування розподілу навантажень на плані виконують різними способами.

Найбільш простий і поширений спосіб зображення концентрації навантажень у вигляді електричних кіл, радіуси яких, з урахуванням масштабу, відповідають розрахунковим електричним навантаженням. Центр кожного електричного кола повинен співпадати з центром електричних навантажень для кожного цеху підприємства. Ця умова забезпечує найкращі техніко-економічні показники витрат електричної енергії для цеху.

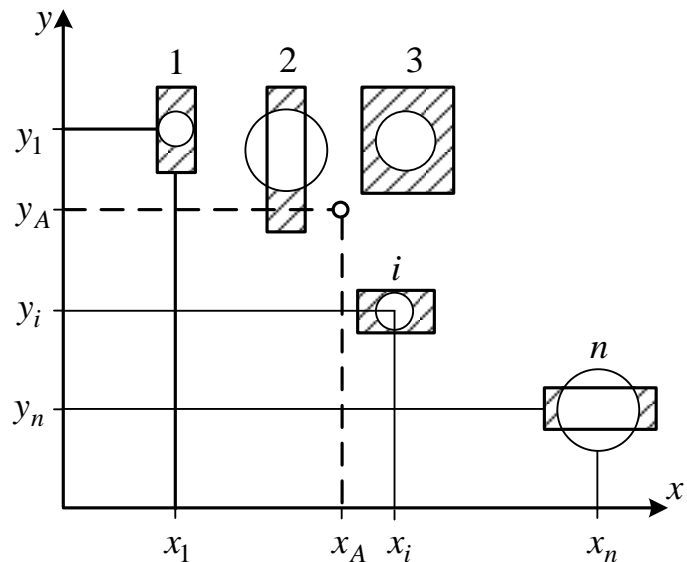


Рисунок 2.5 – Картограма електричних навантажень

Радіус електричного кола пов'язаний з розрахунковою потужністю приймача електричної енергії:

$$P_{calc} = \pi r_{Pcalc}^2 \cdot M_{pp}, \quad r_{Pcalc} = \sqrt{\frac{P_{calc}}{\pi \cdot M_{pp}}}, \quad (2.17)$$

де  $r_{Pcalc}$  – розрахунковий радіус електричного кола;  $M_{pp}$  – масштаб плану підприємства.

Для зручності подання розміщення навантажень кожне електричне коло зазвичай поділяється на сектори, які відповідають силовому та освітлювальному навантаженню підприємства. Такий поділ сприяє розвитку уявлення про структуру існуючих електричних навантажень і можливості перспективи їх розвитку з урахуванням розширення виробництва.

Зазвичай на підприємствах є дві картограми, а саме: одна картограма для визначення розташування джерел живлення активного навантаження, а інша – реактивного навантаження. Це

пов'язано з тим, що живлення активних навантажень здійснюється як від власних електростанцій підприємства, так і від підстанції енергосистеми. При цьому картограма активних навантажень необхідна для вибору раціонального місця розташування підстанцій (ГЗП або ГРП), що отримують живлення, а також за її допомогою визначають розміщення компенсувальних пристроїв.

Живлення реактивних навантажень здійснюється від мережі з використанням конденсаторних батарей, що вмикаються у мережу, синхронних компенсаторів, перезбуджених синхронних двигунів, які встановлюються поблизу місць споживання реактивної потужності. Неправильний вибір центру споживання реактивної потужності, а також місця встановлення джерел реактивної потужності сприяє виникненню додаткових втрат електроенергії.

Для визначення характеру електричних навантажень, їх геометрії взаємного розташування однієї картограми навантажень недостатньо. Для цього необхідно ще визначити:

- місця знаходження всіх приймачів і споживачів електричної енергії з урахуванням їх розподілу по території підприємства;
- однорідні та змішані групи приймачів і споживачів електричної енергії;
- місця розташування центрів навантажень і вибір джерела живлення.

З урахуванням цих та інших вимог проводиться оптимізація параметрів електричного навантаження підприємства.

## **2.5. Основні параметри оптимізації електричних навантажень**

Для оптимізації параметрів електричних навантажень виходять з різних умов, які залежать від багатьох факторів. З урахуванням цього визначається оптимальний варіант параметрів не тільки навантажень, але й необхідна кількість приймачів і споживачів електричної енергії, а також їх груп. Розглянемо деякі з основних параметрів, від яких залежать витрати при проектуванні систем електропостачання.

### 2.5.1. Розподіл центрів електричних навантажень

При розподілі електричних навантажень на території передбачуваного об'єкта промислового підприємства використовують довільні точки  $\eta$ ,  $\xi$ , а також їх розташування у системі координат і проекції  $x_i$ ,  $y_i$  розташування приймачів відносно передбачуваної системи координат  $Ox$  і  $Oy$ . При цьому визначається також якість навантаження, яка залежить від кожного приймача електричної енергії, що бере участь у розподілі навантаження. Згідно з цими вимогами для довільної групи приймачів електричної енергії (їх номери  $i = 1, 2, \dots, n_{pe}$ ) з активною потужністю  $P_i$  вводяться параметри  $r_x$  і  $r_y$ , що визначають показники розподілу навантажень приймачів щодо відносно зазначених вище точок ( $\eta$ ,  $\xi$ ), які розташовані уздовж осей координат  $Ox$  і  $Oy$  (рис. 2.6):

$$r_x = \sum_{i=1}^{n_{pe}} P_i (x_i - \xi)^2 ; r_y = \sum_{i=1}^{n_{pe}} P_i (y_i - \eta)^2 . \quad (2.18)$$

Параметри розподілу навантажень ( $r_x$  і  $r_y$ ) не залежать від початку відліку місць розташування приймачів електроенергії. У разі перенесення початку системи координат в іншу точку розташування навантаження приймачів величини  $r_x$  і  $r_y$  зберігають свої значення. Але, якщо повернути систему координат на певний кут, значення  $r_x$  і  $r_y$  змінюються. Тоді розрахунок розподілу навантажень здійснюється з урахуванням точки розташування в системі координат ( $\eta$ ,  $\xi$ ) і характеристик приймачів електроенергії.

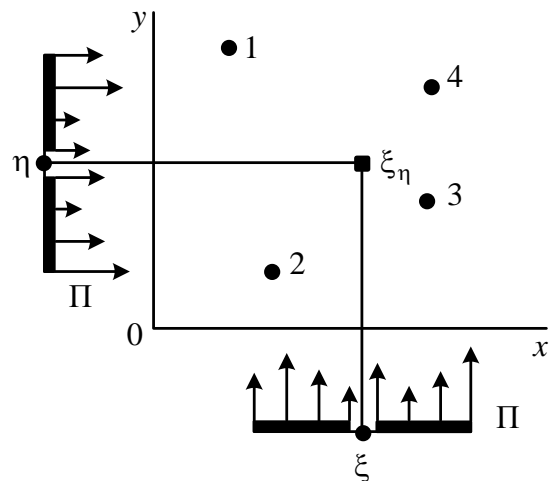


Рисунок 2.6 – Розподіл приймачів електроенергії

На практиці переважно використовується розподіл електричних навантажень і відповідних точок розташування ( $\eta$ ,  $\xi$ ) відносно системи координат. Точка розташування характеризується значенням розподілу навантаження і залежить від складу приймачів енергії у групі, їх індивідуальних навантажень, а також місця вибору їх розташування.

Для групи приймачів, рівномірно розподілених по площі цеху, визначають точки так званих центрів електричних навантажень. Це визначення введено у теорію системи електропостачання промислових підприємств і за аналогією пов'язано з поняттям центру ваги матеріальних точок.

Як правило, показники розподілу електричних навантажень приймачів електричної енергії і центр електричних навантажень взаємопов'язані. Це дозволяє отримувати характеристики навантажень і вирішувати завдання оптимізації систем електропостачання підприємств.

### **2.5.2. Вибір місця розташування джерела живлення**

Вибір місця розташування джерела живлення залежить від мінімального показника розподілу навантаження  $R^2$ , що приводить до зменшення витрат на спорудження, модернізацію та експлуатацію систем електропостачання підприємства. Цей показник визначається математично, а іноді й експериментально. Як показує практика, до найменших витрат у реальних умовах приводить розташування джерела живлення в центрі електричних навантажень або розташування навантажень приймачів симетрично відносно цього центру.

Згідно з картограмою електричних навантажень цехів і координатами груп приймачів на генплані підприємства визначають центри електричних навантажень:

$$\xi_{0j} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{pej}} P_i x_i}{\sum_{i=1}^{N_{pej}} P_i}; \quad \eta_{0j} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{pej}} P_i y_i}{\sum_{i=1}^{N_{pej}} P_i}, \quad (2.19)$$

де  $N_{pej}$  – кількість приймачів у  $j$ -й групі ( $j = 1, 2, \dots$ ).

У цілому показник розподілу електричних навантажень з урахуванням груп приймачів електроенергії та їх координат:

$$R^2 = \sum_{j=1}^i R_j^2 + \sum_{j=1}^i R_{0j}^2, \quad (2.20)$$

де  $R_j^2$  – показник розподілу навантажень приймачів енергії у групі

з номером  $j$  відносно свого центру навантажень;  $R_{0j}^2$  – показник розкиду навантажень приймачів енергії у групі з номером  $j$  відносно вихідних точок координат.

Для визначення кількості джерел живлення електричної енергії необхідно розбити приймачі електричної енергії на групи за знайденою кількістю джерел живлення, при якій витрати будуть мінімальними. Для визначення оптимальної кількості джерел електричної енергії використовують так звану цільову функцію, яка складається з показників розподілу навантажень приймачів електроенергії за групами щодо місця розташування джерел живлення:

$$Z = \sum_{j=1}^i Z_j + Z_0 + \sum_{j=1}^i \bar{Z}_j, \quad (2.21)$$

де  $Z_j$  – витрати на розподільну мережу групи приймачів з номерами  $j$ ;  $Z_0$  – витрати на живильну мережу;  $\bar{Z}_j$  – вартість джерел живлення.

Наявність варіантів розрахунків дозволяє проводити пошук кількості джерел енергії шляхом зіставлення витрат.

Таким чином, з урахуванням навантажень, центру розподілу приймачів електричної енергії, кількості джерел електричної енергії вирішуються завдання оптимізації необхідних параметрів щодо отримання мінімальних витрат і ефективних рішень експлуатації системи електропостачання промислових підприємств.

### **2.5.3. Вибір обладнання**

Вибір електричних апаратів, провідників та обладнання електроустановок промислових підприємств проводиться відповідно до споживаної потужності. Якщо споживана розрахункова потужність буде занижена, то це призведе до неповного використання технологічного обладнання внаслідок перевантаження систем електропостачання. Завищена розрахункова потужність спричиняє зайві капітальні витрати. Наприклад, розрахункова активна потужність одного електродвигуна визначається на підставі заданої встановленої потужності, яку розуміють як номінальну потужність  $P_N$  (рис. 2.7).

Розрахунковою потужністю двигуна називається його вхідна електрична потужність, що споживається з мережі. Ця потужність двигуна більша від його номінальної потужності на величину втрат активної потужності  $\Delta P$  в ньому самому:

$$P_{calc} = P_N + \Delta P = \frac{P_N}{\eta_N}, \quad (2.22)$$

де  $\eta_N$  – номінальний ККД двигуна.

Знаючи розрахункову активну потужність двигуна, можна знайти його реактивну  $Q_{calc}$  і повну  $S_{calc}$  розрахункові потужності:

$$Q_{calc} = P_{calc} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad S_{calc} = \sqrt{P_{calc}^2 + Q_{calc}^2}. \quad (2.23)$$

Визначення розрахункової потужності групи приймачів проводиться з застосуванням коефіцієнта попиту  $K_s$ , як показано в прикладі.

*Приклад.* У цеху машинобудівного заводу встановлено металообробні верстати, виробничі вентилятори та інше обладнання різних груп споживачів (табл. 2.2). Знайти розрахункову активну, реактивну і повну потужності цеху. Розрахункова активна потужність кожної групи споживачів:

$$P_{calc1} = K_{s1} P_{N1} = 0,2 \cdot 300 = 60 \text{ кВт}; \quad P_{calc2} = K_{s2} P_{N2} = 0,7 \cdot 40 = 28 \text{ кВт};$$

$$P_{calc3} = K_{s3} P_{N3} = 0,65 \cdot 30 = 19,5 \text{ кВт}.$$

Активна сумарна розрахункова потужність:

$$P_{calc} = P_{calc1} + P_{calc2} + P_{calc3} = 60 + 28 + 19,5 = 107,5 \text{ кВт}.$$

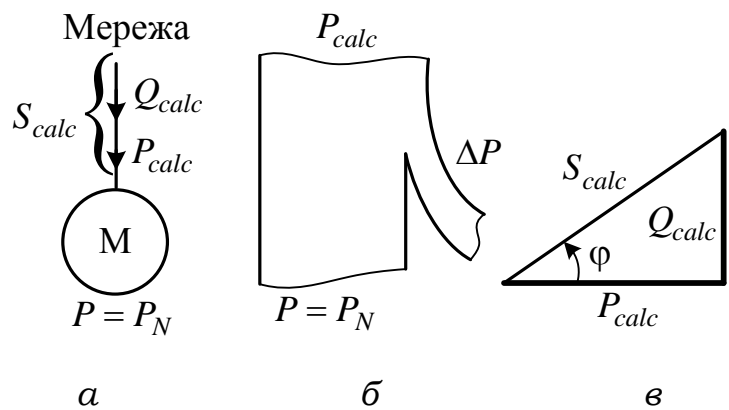


Рисунок 2.7 – Розподіл потужностей в електричному колі електродвигуна:  
а – схема живлення; б – енергетична діаграма; в – трикутник потужностей

Таблиця 2.2 – Групи споживачів

Найменування груп споживачів	$P_N$ , кВт	$K_S$	$\cos\varphi$
Верстати	300	0,2	0,65
Виробничі вентилятори	40	0,7	0,8
Вентилятори санітарно-гігієнічних установок	30	0,65	0,8

Реактивна розрахункова потужність кожної групи споживачів:

$$Q_{calc1} = P_{calc1} \cdot \operatorname{tg}\varphi_1 = 60 \cdot 1,169 = 70 \text{ квар,}$$

$$Q_{calc2} = P_{calc2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_2 = 28 \cdot 0,75 = 21 \text{ квар,}$$

$$Q_{calc3} = P_{calc3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_3 = 19,5 \cdot 0,75 = 14,6 \text{ квар,}$$

де  $\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2\varphi}}{\cos\varphi}$ .

Реактивна сумарна розрахункова потужність:

$$Q_{calc} = Q_{calc1} + Q_{calc2} + Q_{calc3} = 70 + 21 + 14,6 = 105,6 \text{ квар.}$$

Розрахункова повна потужність:

$$S_{calc} = \sqrt{P_{calc}^2 + Q_{calc}^2} = \sqrt{107,5^2 + 105,6^2} = 151 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Таким чином, можна визначати необхідні розрахункові потужності для відповідного цеху, який має різні групи споживачів електричної енергії, приміром, для цеху крупного електромашинно-будівного заводу, який подано на рис. 2.8.

### Запитання для самоперевірки

1. Що являє собою електричне навантаження?
2. Основні параметри, які необхідно враховувати при визначенні електричних навантажень.
3. З чого починається розрахунок електричних навантажень підприємства?
4. Які існують графіки електричних навантажень на підприємстві?





Рисунок 2.8 – Цех виробництва гідрогенераторів

5. Основні показники графіків електричних навантажень.
6. Порядок аналітичного розрахунку повної потужності групи приймачів електричної енергії.
7. Яким методом визначається розрахункова активна потужність при проектуванні підприємства?
8. Як називається метод визначення орієнтованої активної потужності приймачів електричної енергії цеху?
9. Як визначається повна потужність системи електропостачання промислового підприємства?
10. Що являє собою картограма електричних навантажень?
11. Де будується картограма електричних навантажень підприємства?
12. Скільки картограм навантажень існує на підприємстві, і що вони собою являють?
13. Що необхідно для визначення характеру електричних навантажень приймачів і споживачів електричної енергії?
14. Від яких параметрів залежать витрати при проектуванні систем електропостачання підприємств?

### **3. ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ І ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ**

Різні засоби передачі електричної енергії значною мірою визначають схему електропостачання промислових підприємств. Вибір схеми залежить від взаємного розташування споживачів; вимог до безперебійності живлення; кількості, потужності і напруги джерел живлення; прийнятої напруги мереж; значень струмів короткого замикання; умов генерального плану підприємства; конструктивних особливостей і техніко-економічних характеристик електротехнічного обладнання. Напруга мережі, кількість, потужність і розташування розподільних і трансформаторних підстанцій обирають на основі техніко-економічних розрахунків. Відповідно до зазначених вище пунктів сьогодні розрізняють зовнішнє і внутрішнє електропостачання підприємств, що взаємопов'язані між собою і розділяються, практично, умовно.

#### **3.1. Зовнішнє електропостачання промислових підприємств**

*Зовнішнє електропостачання* розуміють як комплекс споруд, що забезпечують передачу електроенергії від обраної точки приєднання її до енергосистеми, а також до приймальних підстанцій промислових підприємств.

Проектуванню зовнішнього електропостачання окремого підприємства передуює розробка перспективного плану розвитку продуктивних сил підприємства. На основі цього плану розробляється проект розвитку його енергетичної системи, у тому числі – мережних пристроїв. У проекті розвитку енергосистеми підприємства визначаються: потужність, місця розташування і схеми основних пунктів енергопостачання, від яких передбачається здійснювати живлення приймачів і споживачів промислових підприємств.

Загалом, зовнішнє електропостачання підприємства (рис. 3.1) складається з живлення приймачів і споживачів електроенергії від енергосистем:

- без власних електростанцій;
- при наявності на промисловому підприємстві власної електростанції;
- тільки від власної електростанції (у випадку віддалення промислових підприємств від мереж енергосистем).

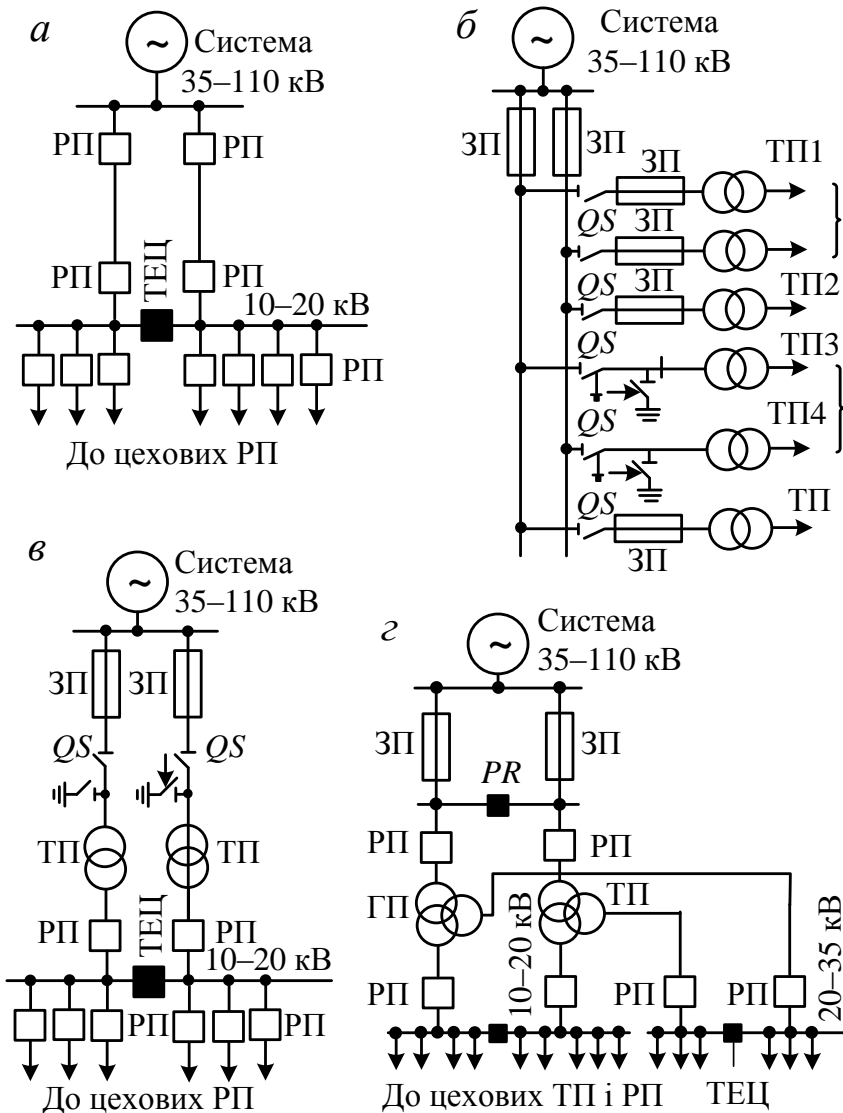


Рисунок 3.1 – Схеми систем зовнішнього електропостачання

*Живлення приймачів і споживачів електричної енергії від енергосистеми без власних електростанцій здійснюється за схемою електропостачання (рис. 3.1, а), що розрахована на напруги 6, 10, 20 кВ. На цьому рисунку наведена схема радіального живлення, при якій напруга мережі зовнішнього електропостачання збігається з напругою мережі на території підприємства. При такому живленні розподіл електричної енергії по території підприємства здій-*

снюється з урахуванням усіх можливих споживачів електричної енергії, включаючи теплоелектроцентраль (ТЕЦ).

За схемою енергопостачання (рис. 3.1, б) так званого глибокого вводу, що має напруги 20–110 кВ і рідше 220 кВ, відбувається підведення напруги від енергосистеми на внутрішню територію промислового підприємства за схемою наскрізної подвійної транзитної магістралі. У цьому випадку при нарузі на лінії 35 кВ у будівлях цехів встановлюються трансформаторні підстанції (ТП), які не тільки знижують напругу, але також живлять споживачів і приймачів електричної енергії напругою 0,69–0,4 кВ. При такій схемі електропостачання підприємства захист електричних кіл здійснюють високовольтні запобіжники (ЗП) і вимикачі або багатоамперні автоматичні вимикачі (QS), розраховані на струми понад 3 000 А.

Для промислових підприємств значної потужності і великої території застосовується схема електропостачання (рис. 3.1, в), де живлення приймачів електроенергії здійснюється шляхом переходу від схеми зовнішнього до схеми внутрішнього електропостачання підприємства із застосуванням електричних апаратів розподілу енергії та захисту на різні напруги.

Для промислових підприємств великої потужності, які знаходяться на значній відстані одне від одного, трансформація електричної енергії здійснюється на дві напруги, як показано на рис. 3.1, г. Причому для електропостачання підприємств з однаковою напругою здійснення безперервності електричного кола й автоматичного керування (особливо при живленні від різних трансформаторів) відбувається з використанням перемичок (PR).

Проектування будь-яких систем і схем електропостачання здійснюється згідно з інструкціями (наприклад, СН 174 – Проектування електропостачання промислових підприємств).

*Живлення приймачів і споживачів електричної енергії від енергосистеми і при наявності на підприємстві власної електростанції.*

Якщо місце розташування електростанції збігається з центром електричних навантажень підприємства, електропостачання підприємства здійснюється від енергосистеми, що працює на генераторній нарузі (рис. 3.2, а) при використанні ГРП.

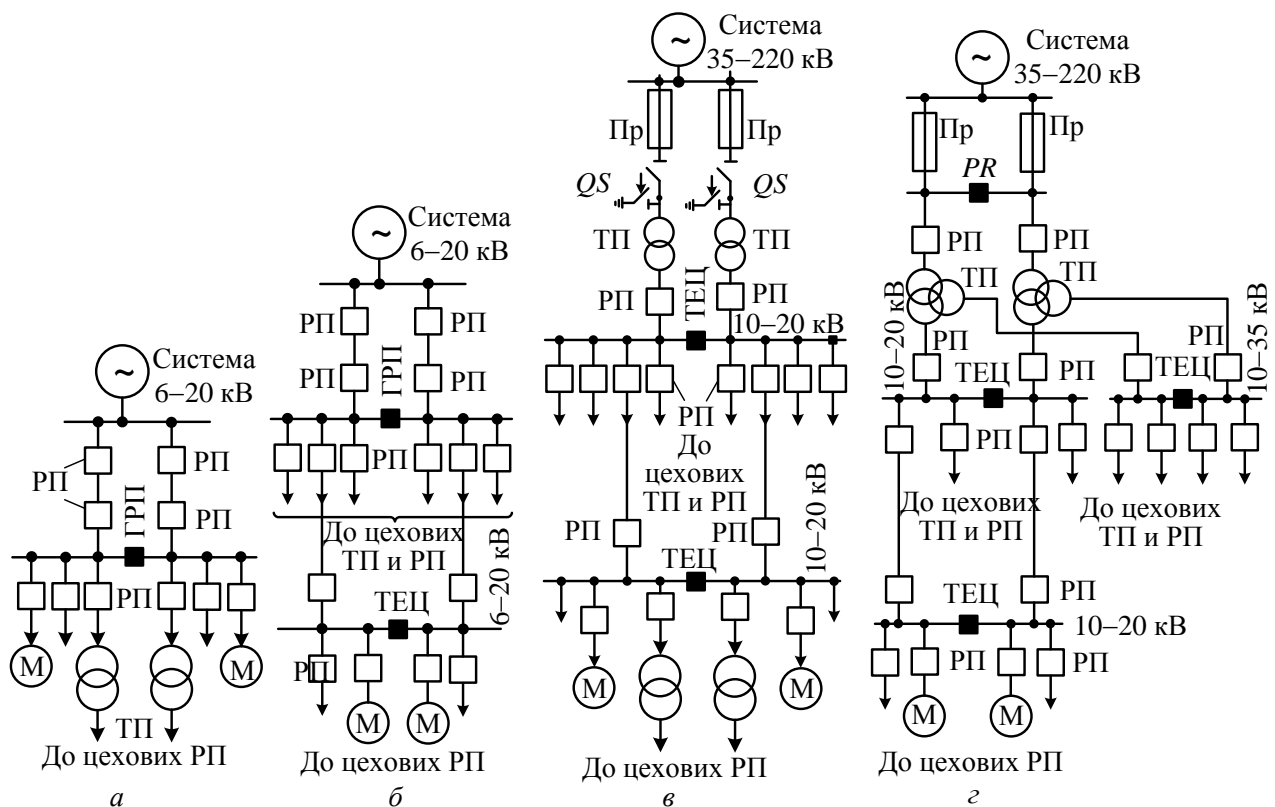


Рисунок 3.2 – Схеми електропостачання підприємств, що живляться від енергосистеми і власних електростанцій

На такій самій напрузі здійснюється робота підприємства у разі віддалення електростанції від центру електричних навантажень (рис. 3.2, б). При електропостачанні підприємства на підвищеній напрузі застосовують схему, яка показана на рис. 3.2, в, де розподіл електричної енергії по території промислового підприємства відбувається також на генераторній напрузі й електростанція підприємства розташована поза зоною центра електричних навантажень. Аналогічну схему наведено на рис. 3.2, г, де трансформація електричної енергії здійснюється на дві напруги.

### 3.2. Внутрішнє електропостачання промислових підприємств

Внутрішнє електропостачання – це комплекс електричних мереж і підстанцій, розташованих, як правило, на території підприємства і в його цехах. Внутрішнє електропостачання забезпечує живлення електричною енергією приймачів і споживачів підприємства з урахуванням його території, загальної розгалуженості, значної кількості електричних апаратів і інших електротехнічних

пристроїв. Залежно від конкретних вимог забезпечення живленням електроенергією приймачів і споживачів, застосовують різні схеми, а саме: радіальні, магістральні і змішані.

*Схеми радіального живлення* (рис. 3.3) приймачів і споживачів електричною енергією застосовуються як при внутрішньому, так і зовнішньому електропостачанні. При цьому забезпечується передача енергії від центру живлення (електростанції підприємства, підстанції або РП) до цехової підстанції без відгалужень по шляху для живлення інших споживачів. Такі схеми містять значну кількість вимикальної електричної апаратури та кількість живильних ліній. Тому застосовувати радіальні схеми слід тільки для живлення досить потужних споживачів.

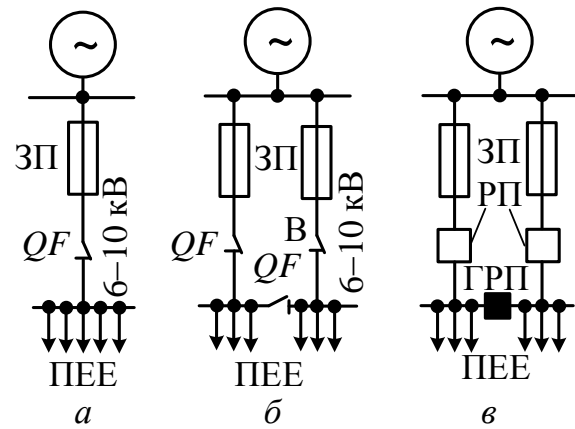
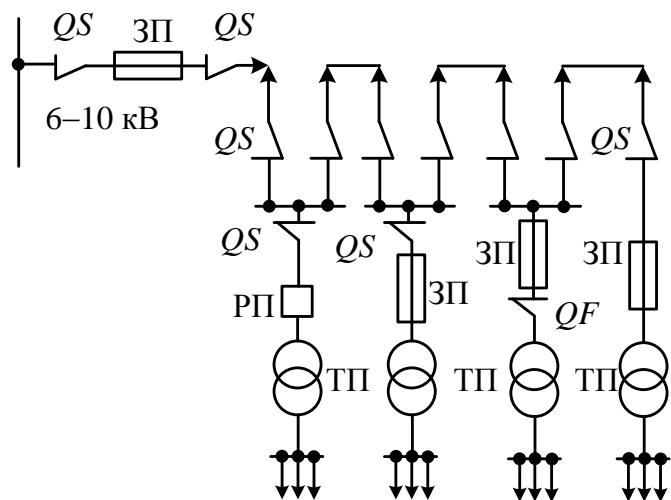


Рисунок 3.3 – Радіальні схеми живлення промислового підприємства (внутрішнє енергопостачання)

Наприклад, електрична схема (рис. 3.3, а) призначена для забезпечення живлення споживачів 3-ї або 2-ї категорій зі зниженою відповідальністю. Електрична схема (рис. 3.3, б) призначена для забезпечення живлення споживачів 2-ї категорії. Схема для живлення споживачів 1-ї і 2-ї категорій показана на рис. 3.3, в.

*Схема магістрального принципу живлення* споживачів (рис. 3.4) застосовується у системах внутрішнього електропостачання підприємств, коли кількість споживачів досить велика. Зазвичай схеми магістрального



До цехових ТП і РП

Рисунок 3.4 – Схема магістрального принципу живлення споживачів підприємства

принципу забезпечують приєднання п'яти або шести трансформаторних підстанцій загальною потужністю споживачів, яка не перебільшує 5 000–6 000 кВ·А.

Застосування цих схем сприяє зменшенню кількості вимикальних електричних апаратів і вдалому компонованню споживачів електроенергії, але при цьому знижується їх надійність роботи.

Для забезпечення високої надійності живлення приймачів і споживачів електроенергії застосовують систему, що відображає *схему живлення транзитних (наскрізних) магістралей* (рис. 3.5).

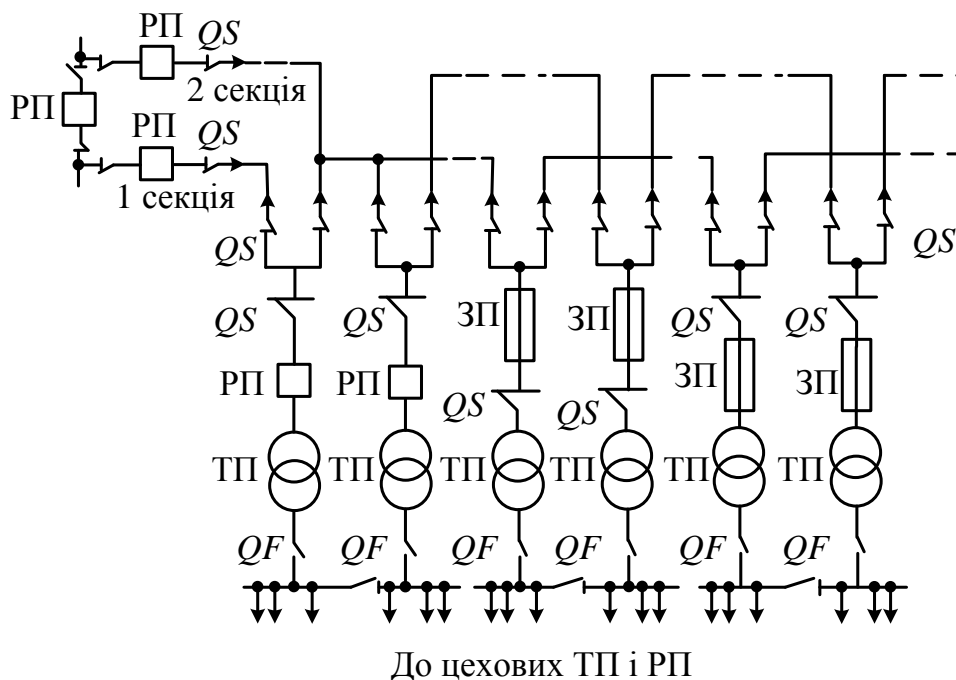


Рисунок 3.5 – Схема живлення споживачів через наскрізні подвійні магістралі

У цьому випадку при пошкодженні будь-якої магістралі вищої напруги живлення електроенергією приймачів і споживачів надійно забезпечується по другій магістралі шляхом автоматичного перемикання їх на секцію шин нижчої напруги трансформатора, що залишився у роботі. Це перемикання відбувається з часом на рівні 0,1–0,2 с, що практично не позначається на збої в електропостачанні споживачів і приймачів електроенергії.

На практиці при проектуванні та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств рідко зустрічаються схеми електропостачання, побудовані тільки за радіальним або магістральним принципами.

Тому широко застосовуються схеми змішаного принципу живлення (рис. 3.6) приймачів і споживачів електричної енергії. При цьому великі і відповідальні споживачі або приймачі електричної енергії живляться за радіальною схемою. Середніх і дрібних споживачів групують, і їх живлення здійснюється за магістральним принципом. Таке рішення дозволяє створити схему внутрішнього електропостачання приймачів і споживачів з найкращими техніко-економічними показниками.

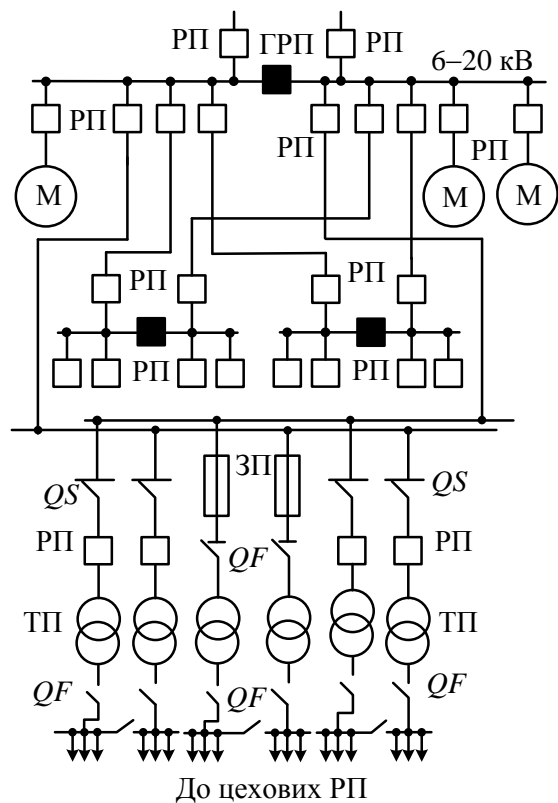


Рисунок 3.6 – Схема змішаного принципу живлення споживачів

### 3.3. Електричні мережі та їх складові

*Електрична мережа – це сукупність шин, повітряних і кабельних ліній однієї напруги, розміщених на визначеній території і призначених для передачі електроенергії від джерел до приймачів.*

Передача електричної енергії та її розподіл здійснюються електротехнічними пристроями, що пов'язані з вимірювальними приладами та відгалуженнями ліній.

Для забезпечення безпеки людей, обладнання і різних електротехнічних пристроїв електричні мережі поділяють на дві групи: мережі напругою до 1 000 В і мережі напругою понад 1 000 В.

Розподіл електроенергії на промислових підприємствах здійснюється від ГЗП або ЦРП за допомогою кабельних ліній, які розраховані на напругу 6, 10, 35 кВ. Такі лінії мають невелику довжину і прокладені у земляних траншеях, бетонних каналах, блоках або тунелях. По кабельних лініях надходить електроенергія до цехових ТП за радіальною, магістральною або змішаною схемами.

Сучасні цехові ТП з боку нижчої напруги обладнано розподільними шафами (РШ) з висувними багатоамперними автоматичними



ми вимикачами. Це забезпечує зручне і безпечне обслуговування кожного автоматичного вимикача (без порушення їх роботи з іншими приєднаннями) та можливість їх швидкої заміни в разі пошкоджень. На двох трансформаторних підстанціях між секціями розподільного щита встановлюється спеціальна шафа з секційним автоматичним вимикачем, який може бути забезпечений пристроєм автоматичного вмикання резерву (АВР). Для приєднання відхідних живильних електричних ліній застосовують розподільні шафи з автоматичними вимикачами на 250, 400 і 630 А.

Від цехових ТП електроенергія на територію цеху надходить також по кабельних лініях напругою 0,38 або 0,66 кВ, виходячи з радіальної, магістральної або змішаної схем її розподілу.

У цехові мережі закладається величезна кількість провідникового матеріалу та електричної апаратури. Тому вибір схеми живлення визначає не тільки якість і особливості роботи електроустаткування, але і техніко-економічні показники всієї системи електропостачання підприємства.

*Радіальні схеми* не мають відгалужень та застосовуються для живлення зосереджених навантажень великої потужності або вибухопожежонебезпечних приміщень, а також при нерівномірному розподілі приймачів електричної енергії по території підприємства. Наприклад, як показано на рис. 3.7, від розподільного щита ТП 1 відходять лінії, що живлять головні розподільні шафи 2. Від цих шаф електроенергія надходить до розподільних шаф приймачів 3 і споживачів електричної енергії.

*Магістральні схеми* усередині цеху застосовуються при рівномірному розташуванні приймачів і споживачів енергії по його площі або при електропостачанні приймачів електричної енергії, що входять в єдину систему технологічної лінії. Наприклад, широко використовуються мережі, виконані за схемою блока трансформатор-магістраль (БТМ) (рис. 3.8).

У цьому випадку на ТП встановлюють магістральний шинопровід 1 через роз'єднувач або автоматичний вимикач QS. Електрична енергія надходить у цех через розподільний шинопровід 2. За допомогою відгалужень лінії здійснюється живлення приймачів та споживачів 3 електричною енергією.

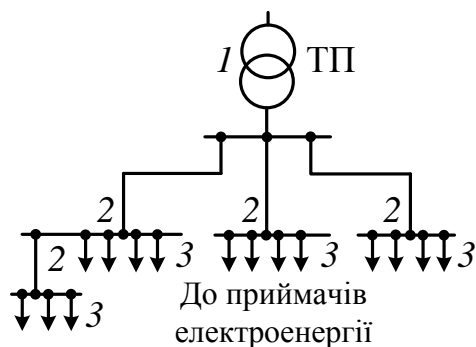


Рисунок 3.7 – Радіальна схема живлення цеху при рівномірно розподіленому навантаженні

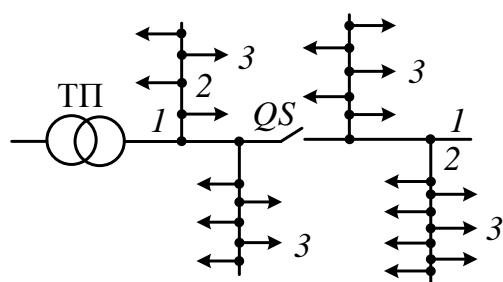


Рисунок 3.8 – Схема блока трансформатор-магістраль (БТМ)

Зазвичай мережа виконується за змішаною схемою, тому що радіальна схема використовується лише для найбільш відповідальних (щодо безперебійності електропостачання) споживачів.

Конструктивно мережі напругою до 1 000 В виконують з комплексними шинопроводами, ізолюваними кабелями і проводами, що розташовуються в коробах (рис. 3.9), на лотках і на кабельних конструкціях, які прокладені на елементах будівель і в ізолюваних трубах. Спосіб прокладання електричної мережі вибирається залежно від умов довкілля, розташування технологічного обладнання і будівельних особливостей приміщення.

У вибухонебезпечних цехах електричні мережі виконують броньованими кабелями з ізоляцією (пластмасовою, гумовою та ін.), які розташовуються в герметичному сталевому трубопроводі.

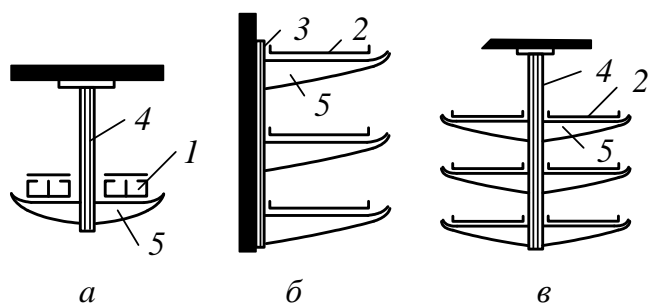


Рисунок 3.9 – Розташування коробів і лотків на кабельних конструкціях: а – коробки уздовж стіни; б – лотки уздовж стіни; в – лотки під перекриттям: 1 – короб; 2 – лоток; 3, 4 – стояки настіний та стельовий; 5 – полка-кронштейн

Для живлення кранових двигунів та іншого внутрішньоцехового електричного транспорту застосовують тролейні лінії (неізолювані проводи), що надає можливість забезпечити контакт зі струмомнімачем у будь-якому місці живильної лінії.

### 3.4. Конструкції кабелів, проводів та електричних шин

Марки кабелів, проводів та шин вибираються з урахуванням призначення електричної мережі, характеристики виробничого приміщення, умов захисту навколишнього середовища, можливих механічних ушкоджень, зручності монтажу й експлуатації. Сортамент цих провідників струму існує дуже великий.

Приклади кабелів є на рис. 3.10. Їх провідникова основа може бути як мідною, так і алюмінієвою і вона складається з одного або множини скручених дротів. Кабелі мають складну структуру електричної ізоляції потрібного класу, а для механічного захисту вони можуть виконуватися броньованими у металевих оболонках.



Рисунок 3.10 – Різноманіття кабелів



Рисунок 3.11 – Надпровідниковий кабель на основі використання ВТНП

Особливий варіант кабелю, що працює на основі використання надпровідності, конкретно – ВТНП, представлений на рис. 3.11, про що було вже викладено в підрозділі 1.

Надпровідникові кабелі на основі ВТНП нині мають швидше науково-практичний інтерес, оскільки до їх широкого промислового використання ще потрібний комплекс науково-дослідних робіт з подальшою апробацією в реальних умовах кабельних ЛЕП.

Сортамент *неізолюваних проводів*, використовуваних для повітряних високовольтних ЛЕП, також дуже значний. Їх поширена структура подана на рис. 3.12. Дроти формуються правильним скручуванням сусідніх шарів в протилежні боки, причому зовнішній шар має правий напрям скручування.

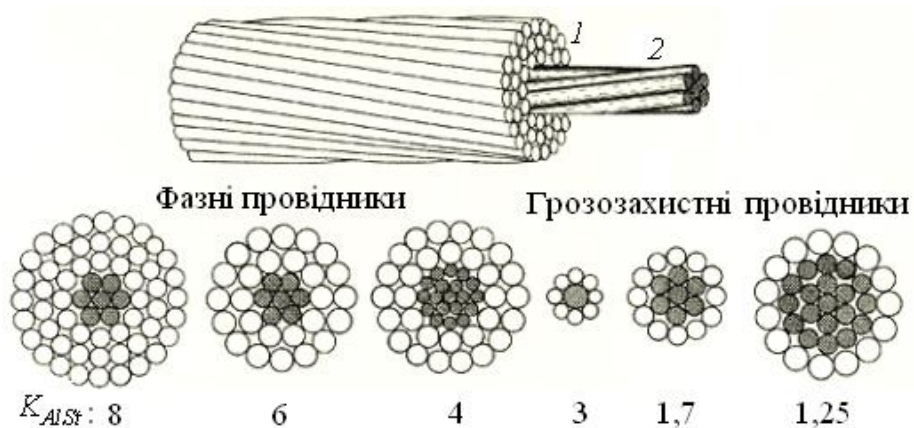


Рисунок 3.12 – Структура проводів для високовольтних повітряних ЛЕП:

1 – алюмінієві дроти; 2 – сталеве осердя;  $K_{AlSt}$  – відношення їх перерізів

Таблиця 3.1 – Властивості матеріалів, вживаних для проводів високовольтних повітряних ЛЕП

Матеріал	$\rho$ , Ом·мм <sup>2</sup> /км	$\gamma$ , кг/м <sup>3</sup>	$\sigma_r$ , МПа
Мідь	17,8–18,5	8700	390
Алюміній	30,0–32,5	2750	160
Сплав АВ-Е	30,0–32,5	2790	300
Сталь	–	7850	1200

У практиці спорудження високовольтних ЛЕП використовуються такі матеріали, як мідь, алюміній і його сплави, а також сталь. Вибір поєднань матеріалів в проводах ґрунтується, як відомо, на їхніх властивостях, які подані в табл. 3.1, де  $\rho$  – питомий

електричний опір,  $\gamma$  – питома маса,  $\sigma_r$  – межа міцності на розрив.

Термооброблений алюмінієвий сплав АВ-Е містить близько 2 % присадок магнію, кремнію і заліза і має приблизно однакові з чистим алюмінієм питому масу і електричний опір. Але цей сплав має істотно вищу міцність, яка лише на 23 % менша, ніж у міді.



Важливим показником є і значення *температурного коефіцієнта лінійного розширення*, від якого залежить величина найбільшої стріли провисання проводу. Важливою властивістю також є *нагрівостійкість* матеріалу, яка визначається допустимим значенням робочої температури проводу. Різні матеріали різною мірою задовольняють цей набір вимог, і серед них не існує такого, який був би поза конкуренцією за усіма показниками.

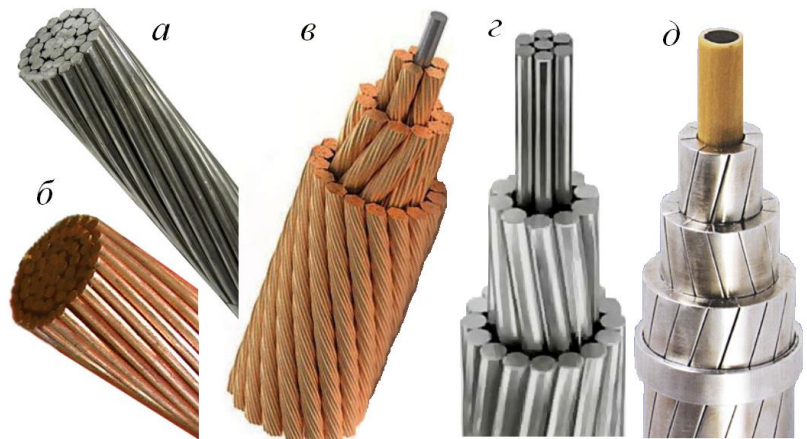


Рисунок 3.13 – Конструкції неізованих проводів для високовольтних ЛЕП

Приклад конструкцій проводів подано на рис. 3.13, де *а, г* – алюмінієві; *б, в* – мідні проводи.

Особливий варіант на рис. 3.13, *д* є спеціальним проводом марки АССС з композитним осердям, що відноситься до категорії HTLS (High Temperature Low Sag), тобто «високотемпературних проводів з малою стрілою провисання».

Він допускає робочу температуру до 250 °С, тоді як звичайні алюмінієві проводи мають допуск до 90 °С, а як розрахункове значення для визначення допустимого струму приймається 70 °С.

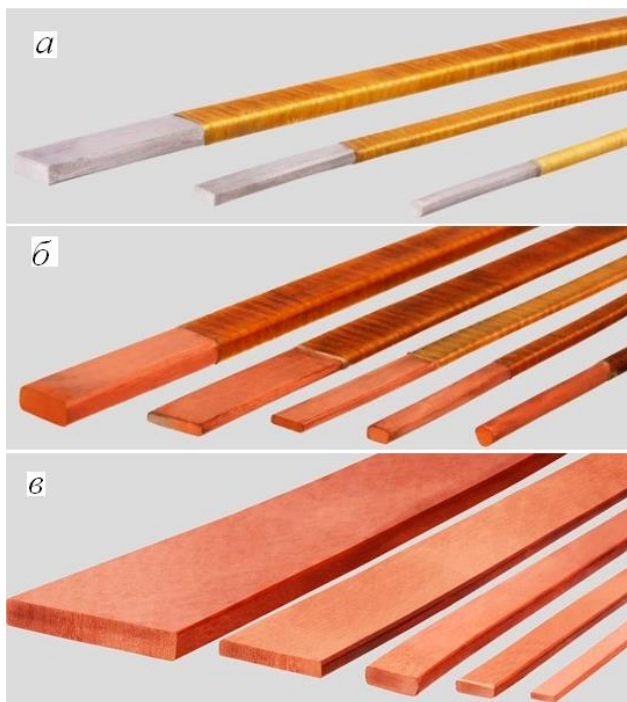


Рисунок 3.14 – Приклади електричних шин

Приклади шин різного призначення подані на рис. 3.14: *а* – алюмінієві ізовані; *б* – мідні ізовані; *в* – мідні неізовані. Здебільшого вони мають прямокутний переріз, але є і шини круглого перерізу.

### 3.5. Вибір перерізів проводів, кабелів, шинопроводів

Переріз проводів і кабелів вибирають залежно від ряду технічних і економічних факторів, вплив яких на різні види ліній неоднаковий. При цьому насамперед враховується:

- 1) нагрівання від тривалого виділення тепла робочим струмом;
- 2) нагрівання від короткочасного виділення тепла струмом КЗ;
- 3) втрати (зниження) напруги в жилах кабелів або проводів повітряної лінії від струму, що по них проходить, у нормальному й аварійному режимах;
- 4) механічна міцність – стійкість до механічного навантаження (власна маса, ожеледь, вітер та ін.);
- 5) коронування – фактор, що залежить від напруги, перерізу проводу і навколишнього середовища.

Вибір перерізів проводів і кабелів (їх площ) силових приймачів відбувається по найбільш тривалому допустимому струму, який визначають за таблицями ПУЕ. Обрані перерізи перевіряють щодо їх захисту автоматичними вимикачами або топкими запобіжниками.

Постійність напруги на затискачах проводів і кабелів залежить від стабільності напруги на шинах ТП та від характеру електричних навантажень, що підключені до них.

Для малих перерізів проводів і кабелів (до 25 мм<sup>2</sup>) вирішальне значення має питомий активний опір  $r$ , Ом на кілометр. Для кабелів та проводів, що прокладені в сталевих трубах, питомий реактивний опір  $x$  не великий (близько 0,07 Ом/км) і практично не залежить від перерізу. Для проводів і кабелів, прокладених відкрито, реактивний опір становить близько 0,25 Ом/км. Реактивний опір необхідно враховувати при перерізах проводів і кабелів не менше 25 мм<sup>2</sup>. При перерізах 25–70 мм<sup>2</sup> врахування реактивного опору залежить від необхідної точності розрахунків та співвідношення опорів  $x/r$ . Для перерізів проводів та кабелів понад 70 мм<sup>2</sup> потрібно обов'язково враховувати реактивний опір  $x$ .

Після вибору перерізу проводів і кабелів за номінальними параметрами їх перевіряють на відповідність термічної стійкості до струмів КЗ. Максимально допустимими короткочасними підвищеннями температури  $\theta_d$  при КЗ вважають: для кабелів із мід-

ними жилами і паперовою ізоляцією – 250 °С; з алюмінієвими жилами – 200 °С. Кабелі, захищені топкими запобіжниками, на термічну стійкість до струмів КЗ не перевіряються, тому що за час їх спрацьовування (8 мс) тепло, що виділяється, не встигає розігріти кабель до небезпечної температури.

*Шинопроводи* (струмопроводи) застосовуються на промислових підприємствах чорної і кольорової металургії, хімічних і інших енергоємних виробництвах при трансформації напруги 6–20 кВ і струму понад 5 000 А.

Розрізняють шинопроводи таких конструкцій: гнучкий струмопровід (провід великого перерізу без ізоляції); жорсткий струмопровід, виготовлений з труб або інших профілів та виконаний у вигляді жорсткої балки; струмопроводи з шин різних профілів, що закріплюються на підвісних ізоляторах; комплектні струмопроводи заводського виготовлення, складені з типових секцій.

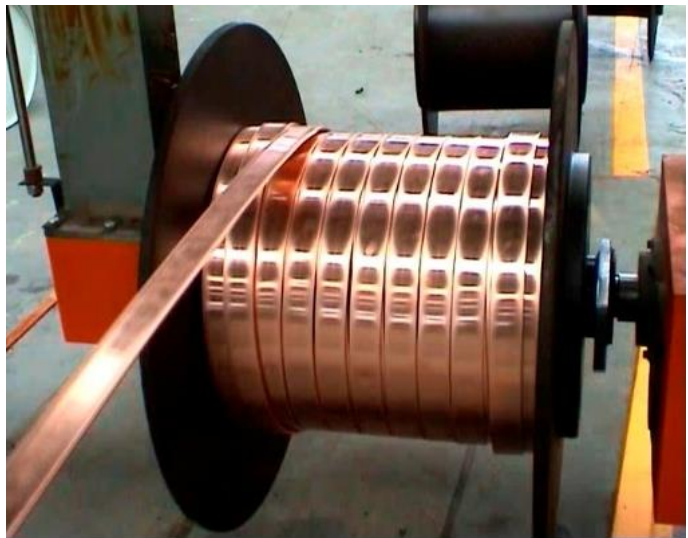


Рисунок 3.15 – Бухта з мідною шиною

На рис. 3.15 показана бухта з намотаною мідною шиною для гнучкого струмопроводу – такий спосіб транспортування та зберігання шин можливі тільки до визначених розмірів поперечного перерізу.

Приклад шин жорсткого струмопроводу подано на рис. 3.16.

Шинопроводи застосовують:

а) при магістральних цехових мережах за схемою БТМ;

б) при живленні великих зварювальних машин і трансформаторів,



Рисунок 3.16 – Монтажне з'єднання жорстких шин



електропечей у термічних і ливарних цехах;

в) у коротких мережах між електропіччю та трансформатором;

г) при з'єднанні потужних генераторів і трансформаторів із розподільними пристроями.

Переріз шин вибирають за нагріванням тривало допустимим максимальним струмом навантаження, а також за економічною доцільністю. При виборі перерізу шин за тривалим допустимим струмом навантаження керуються нагріванням провідника при проходженні по ньому струму. При цьому частина виділеної енергії у вигляді тепла йде на підвищення температури провідника, а частина віддається в навколишнє середовище. Шини, що знаходяться у повітрі, охолоджуються здебільшого конвекцією, яка обумовлена рухом повітря поблизу поверхні провідника. Температура струмопроводу при проходженні струму підвищується до встановлення теплової рівноваги, коли кількість тепла, що виділяється у провіднику, стає рівною кількості тепла, що відводиться з його поверхні у навколишнє середовище. Отже, завдання розрахунку шин на нагрівання зазвичай зводиться до визначення струму, при якому температура провідника не перевищує допустимого значення.

Гранично допустима температура шин при тривалій їх роботі дорівнює 70 °С. Тривала робота шин при високих температурах призводить до значного зниження їх механічної міцності. При короткочасному нагріванні (наприклад, струмами КЗ) гранична допустима температура для мідних шин дорівнює 300 °С, а для алюмінієвих – 200 °С. Розрахункова температура навколишнього середовища для неізольованих провідників прийнята рівною 25 °С.

Особливості розрахунку шинопроводів пов'язані з наявністю поверхневого ефекту і ефекту близькості. У трифазних мережах з великими струмами й сильними електромагнітними полями, крім зазначених вище ефектів, істотне значення має ефект індуктивного перенесення потужності.

Вибір перерізу шинопроводів з економічної доцільності здійснюється на основі ряду критеріїв. Основним з них є критерій мінімуму річних приведених витрат.

## **Запитання для самоперевірки**

1. Що розуміємо як зовнішнє електропостачання промислового підприємства?
2. Як відбувається живлення приймачів та споживачів електричної енергії при зовнішньому електропостачанні підприємства?
3. Що являє собою поняття «внутрішнє електропостачання промислових підприємств»?
4. Які основні електричні схеми використовуються при внутрішньому електропостачанні підприємства?
5. В яких випадках використовується електрична схема радіального живлення приймачів і споживачів електричної енергії?
6. Особливості використання магістральних електричних схем живлення приймачів і споживачів електричної енергії.
7. В яких випадках використовується змішана електрична схема живлення приймачів і споживачів електричної енергії?
8. Що таке електрична мережа?
8. Які схеми живлення використовуються в електричних мережах?
9. Які існують основні елементи електричних мереж до 1 000 В і більше 1 000 В?
10. Що насамперед враховується при виборі перерізів проводів і кабелів електричної мережі?
11. В яких випадках застосовуються шинопроводи?
12. Які конструкції мають кабелі звичайні та надпровідні?
13. Які конструкції застосовують для неізолюваних проводів високовольтних повітряних ЛЕП?
14. Які матеріали застосовують для неізолюваних проводів?
15. Які вимоги ставлять до проводів високовольтних повітряних ЛЕП?

## 4. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ. ВИБІР СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

### 4.1. Загальні відомості про трифазні трансформатори. Співвідношення основних величин, що характеризують їх роботу

Оскільки виробництво і передача електроенергії на великі відстані, а також її використання у трифазних асинхронних і синхронних двигунах, в установках з трифазними випрямлячами та в інших випадках здійснюються у вигляді трифазної системи змінного струму, то для такої системи необхідно мати трифазні трансформатори.

Як первинні, так і вторинні обмотки трифазних трансформаторів можуть з'єднуватися за схемами «трикутник» або «зірка». Найбільш поширеними комбінаціями (варіанти) схем є з'єднання первинних і вторинних обмоток трансформаторів (рис. 4.1): *а* – схема «зірка» – «зірка»; *б* – схема «зірка» – «трикутник». Якщо у схемі з'єднання «зірка» може бути виведена нейтральна точка, тоді виходить, наприклад, варіант схеми з'єднання  $Y/\Upsilon$ .

Для трансформаторів, що працюють на випрямлене навантаження, використовується ще так звана схема з'єднання  $Z$  «зигзаг».

Розглянемо позначення струмів і напруг для двох варіантів схем з'єднання обмоток трифазних трансформаторів.

Система позначень базується на маркуванні виводів первинної обмотки  $A, B, C$  і вторинної обмотки  $a, b, c$ .

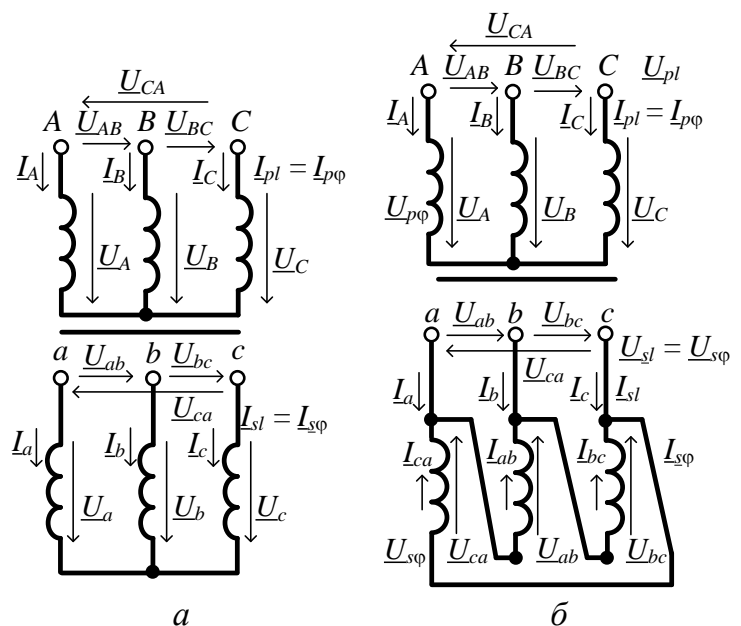


Рисунок 4.1 – Позначення струмів і напруг у двох схемах з'єднання обмоток трифазних трансформаторів

Для схеми з'єднання «зірка» – «зірка» (Y/Y) беруть такі позначення (рис.4.1, а):

- $U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$  – первинні напруги між лінійними проводами називаються лінійними  $U_{pl}$ ;
- $U_A, U_B, U_C$  – фазні напруги є між одним із лінійних проводів і нейтральною точкою –  $U_{p\phi}$ ;
- $U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}$  – вторинні напруги між лінійними проводами називаються лінійними –  $U_{sl}$ ;
- $U_a, U_b, U_c$  – фазні напруги, що є між одним із лінійних проводів і нейтральною точкою (або, якщо є, нейтральним проводом);
- $I_A, I_B, I_C$  – первинні струми, лінійні струми, вони ж є і фазними струмами  $I_{p\phi}$ ;
- $I_a, I_b, I_c$  – вторинні струми, лінійні струми, вони ж є і фазними струмами  $I_{s\phi}$ .

У випадку схеми з'єднання «зірка» відомі співвідношення напруг  $U_{\phi} = U_l / \sqrt{3}$  і струмів  $I_{\phi} = I_l$ , що справедливо і для первинної, і для вторинної обмоток.

Для схеми з'єднання «зірка» – «трикутник» (Y/ $\Delta$ ) первинні напруги і струми вже фактично наведені, а наступні позначення приймаються як:

- $U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}$  – вторинні напруги, що є одночасно і лінійними, і фазними, тобто  $U_{s\phi} = U_{sl}$ ;
- $I_a, I_b, I_c$  – вторинні, лінійні струми  $I_{sl}$ ;
- $I_{ab}, I_{bc}, I_{ca}$  – вторинні, фазні струми  $I_{s\phi}$ .

При з'єднанні у «трикутник» відомі співвідношення напруг  $U_{\phi} = U_l$  і струмів (при симетричному навантаженні)  $I_{\phi} = I_l / \sqrt{3}$ , що справедливо для вторинної і первинної обмоток, як би вони мали таку саму схему.

Активна потужність первинної обмотки трансформатора при симетричному навантаженні для схем «зірка» або «трикутник»:

$$P_{in} = 3U_{p\phi} I_{p\phi} \cos \phi_{p\phi} = \sqrt{3} U_{pl} I_{pl} \cos \phi_{p\phi}, \quad (4.1)$$

де  $\cos \varphi_{p\varphi}$  – коефіцієнт потужності трансформатора;  $\varphi_{p\varphi}$  – фазовий зсув між фазними напругою і струмом.

Активна потужність вторинної обмотки трансформатора, яка віддається симетричному навантаженню при схемах з'єднання «зірка» або «трикутник», визначається за формулою

$$P = 3U_{s\varphi} I_{p\varphi} \cos \varphi_{\varphi l} = \sqrt{3} U_{sl} I_{sl} \cos \varphi_{\varphi l}, \quad (4.2)$$

де  $\cos \varphi_{\varphi l}$  – коефіцієнт потужності навантаження;  $\varphi_{\varphi l}$  – фазовий зсув між фазними напругою і струмом навантаження, що визначається характером навантаження.

Векторні діаграми напруг і струмів трансформаторів, що відповідають схемам з'єднань трансформаторів (див. рис. 4.1), наведено на рис. 4.2.

Для трифазних трансформаторів є два коефіцієнти трансформації: лінійний  $n_l = \frac{U_{hig,l}}{U_{low,l}}$  і фазний  $n_\varphi = \frac{U_{hig,\varphi}}{U_{low,\varphi}}$  (де  $U_{hig,l}; U_{low,l}$  – лінійні і  $U_{hig,\varphi}; U_{low,\varphi}$  – фазні напруги обмоток вищої і нижчої напруг).

Ці коефіцієнти можуть як співпадати при відповідних схемах з'єднання (наприклад, Y/Y або  $\Delta/\Delta$ ), так і відрізнятись (наприклад, Y/ $\Delta$  або  $\Delta/Y$ ).

Залежно від схеми з'єднання, напруги на виводах вторинної обмотки можуть збігатися за фазою з напругою первинної обмотки або бути зсунутими за фазою на кут. Тому для упорядкування схем трансформаторів введено поняття *груп з'єднання* їх обмоток.

Для трифазних трансформаторів група з'єднання обмоток встановлюється за взаємною відповідністю лінійних напруг.

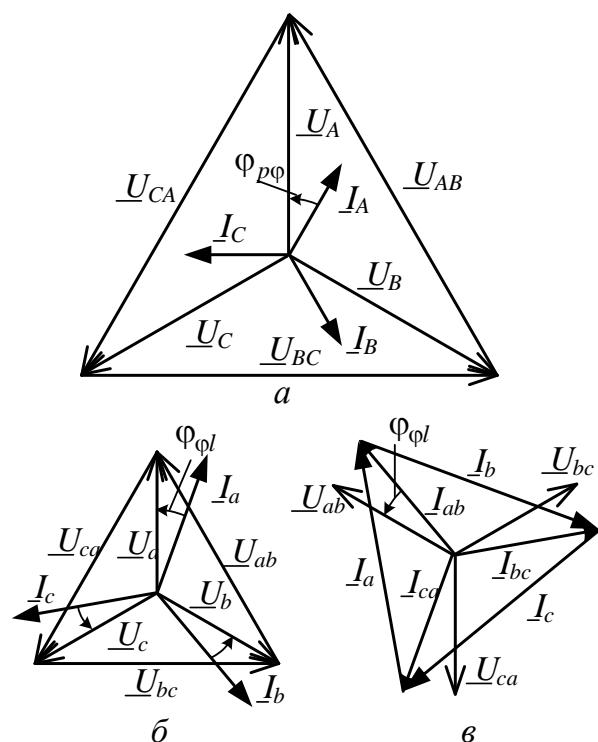


Рисунок 4.2 – Векторні діаграми струмів і напруг трифазних трансформаторів (з'єднання а, б – Y/Y; а, в – Y/ $\Delta$ )

Для пояснення цього скористаємося схемами з'єднань (див. рис. 4.1) та векторними діаграмами (див. рис. 4.2). Відповідне взаємне положення векторів лінійних напруг повторно наведено на рис. 4.3.

За аналогією зі стрілками годинника можна отримати різні комбінації лінійних напруг і відповідно груп з'єднання первинної і вторинної обмоток трансформатора з належним маркуванням їх затискачів. Наприклад, варіант схеми з'єднання (див. рис. 4.3, а і рис. 4.1, а) належить до нульової групи (схоже на 0 годин), а варіант з'єднання обмоток (див. рис. 4.3, б і рис. 4.1, б) належить до одинадцятої групи (11 годин). Можливі 12 варіантів груп, як і годин, але на практиці дозволяються лише нульова й одинадцята групи.

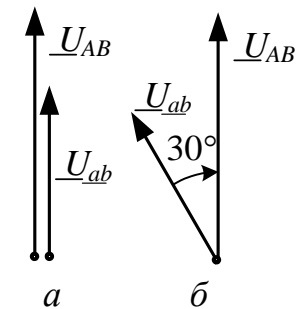


Рисунок 4.3 –  
Лінійні напруги  
трифазних  
трансформаторів

При експлуатації у промислових мережах змінного струму трансформатори, як правило, працюють паралельно один до одного. Це означає, що первинні обмотки всіх трансформаторів вмикаються до загальної живильної мережі, а до вторинних обмоток всіх трансформаторів підключається загальне навантаження. При цьому підвищується надійність енергопостачання, спрощується обслуговування трансформаторів. Під час зменшення навантаження частина трансформаторів може бути вимкнена з паралельної роботи для того, щоб трансформатори, які залишилися у системі, працювали у номінальному режимі. При малому навантаженні ККД і  $\cos \varphi$  зменшуються.

Основні вимоги дозволу паралельної роботи трансформаторів:

- 1) між ними не повинні протікати зрівняльні струми;
- 2) всі ці трансформатори повинні мати навантаження пропорційно своїм номінальним потужностям.

Для виконання вимог всі трансформатори повинні:

- 1) мати однакові коефіцієнти трансформації:  $n_1 = n_2 = \dots = n_n$ ;
- 2) належати до однієї групи з'єднань обмоток (до 0 або до 11);
- 3) мати майже однакові напруги короткого замикання (КЗ):

$$u_{k1} = u_{k2} = \dots = u_{kn}.$$

Недотримання першої і другої умов викликає появу зрівняль-

них струмів. Порушення третьої умови сприяє розподілу навантаження між трансформаторами невідповідно до їх номінальних потужностей. Ці порушення можуть призвести до аварійних ситуацій.

Різні коефіцієнти трансформації паралельно працюючих трансформаторів дають різні вторинні напруги. У контурі, що створений вторинними обмотками трансформаторів, виникає різницева напруга, під її впливом з'являється зрівняльний контурний струм.

Відомо, що відповідно до рівняння струмів трансформаторів, будь-яка зміна струму вторинної обмотки приводить до змін струму первинної обмотки. Отже, зрівняльний струм буде протікати також і у контурі, який створений первинними обмотками.

При навантаженні зрівняльний струм додається до навантажувальних струмів у первинній і вторинній обмотках. Таким чином, трансформатор із меншим коефіцієнтом трансформації буде перевантаженим, а трансформатор із більшим коефіцієнтом трансформації – недовантаженим. Тривале перевантаження трансформаторів недопустиме за умовою їх нагрівання. Тому загальне навантаження трансформаторів необхідно зменшувати дотих пір, доки перевантажений трансформатор вийде на режим номінального навантаження. Недовантажений трансформатор при цьому буде недовантаженим ще більше. Стандартом передбачається, що коефіцієнти трансформації усіх паралельно працюючих трансформаторів можуть відрізнятися від середнього коефіцієнта трансформації не більше ніж на 0,5 %.

При паралельній роботі трансформаторів із різними групами з'єднання на вторинній обмотці виникають зрівняльні струми, що обумовлюються фазовим зсувом вторинних напруг.

Якщо напруги короткого замикання однакові в обох трансформаторах, то вони нагріваються струмами, що пропорційні своїм номінальним струмам. Відомий вираз фактичного розподілу повних потужностей паралельно працюючих трансформаторів з різними напругами КЗ:  $S_1 : S_2 = \frac{S_{N1}}{u_{k1}} : \frac{S_{N2}}{u_{k2}}$ , де  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_{N1}$ ,  $S_{N2}$  – поточні і номінальні повні потужності двох трансформаторів.

Якщо напруги КЗ обох трансформаторів не дорівнюють одна одній, то трансформатори мають непропорційне навантаження

відносно своїх номінальних потужностей. Наприклад, якщо у першого трансформатора напруга КЗ менша, то він буде перевантажений. Довге перевантаження трансформатора недопустимо, тому що це може призвести до аварійної ситуації або до швидкого зносу під час його експлуатації. Тому при роботі трансформатора доводиться зменшувати його загальне навантаження, як це вже зазначалося.

Відповідно до стандарту, напруги КЗ ( $u_k$ ) окремих трансформаторів можуть відрізнятися від середнього їх значення не більш ніж на  $\pm 10\%$ . Широкий допуск на відхилення  $u_k$  пояснюється тим, що дійсна її величина залежить від багатьох факторів, у тому числі і від технологічних.

Встановлено, що зі зростанням потужності трансформатора величина  $u_k$  теж зростає. Тому існує обмеження за співвідношенням потужностей трансформаторів, що працюють паралельно – воно має бути не більше ніж 1:3.

## 4.2. Схеми з'єднання трансформаторних підстанцій

Трансформаторні підстанції (ТП) – комплекс установок для перетворення та розподілу електричної енергії, що складаються з трансформаторів, розподільних пристроїв, автоматичного захисту та керування, що входять у систему електропостачання підприємства. Типовий приклад трансформаторної підстанції середньої потужності наведено на рис. 4.4.



Рисунок 4.4 – Трансформаторна підстанція

При великій потужності підприємства використовують декілька цехових ТП, що знижує витрати на спорудження кабельних ліній вторинної напруги і



знижує втрати електричної енергії при експлуатації.

Кількість трансформаторів на ГЗП і ЦТП промислового підприємства визначається вимогами надійності системи електропостачання. Як приклад на рис. 4.5 наведено схеми системи електропостачання промислового підприємства з одним і двома трансформаторами. Оптимальний варіант схеми електропостачання підприємства вибирається на основі порівняння зведених річних витрат за кожним варіантом.

У випадку аварії у системі електропостачання за наявності на підстанції одного трансформатора (рис. 4.5, а) настає повна перерва живлення споживачів і приймачів деяких цехів промислового підприємства.

У схемі з двома трансформаторами (рис. 4.5, б), у випадку аварії у системі електропостачання, трансформатор, що залишився в роботі, буде забезпечувати живлення всіх споживачів електричної енергії, хоча і з перевантаженням. Таким чином, очевидно, що спорудження підстанцій, що складаються з двох трансформаторів, є найбільш вигідним варіантом.

Двотрансформаторні підстанції (рис. 4.6) більш доцільні економічно, ніж підстанції з одним або більшою кількістю трансформаторів.

Модифікація їх застосування дуже різноманітна. Так, схема, що показана на рис. 4.6, а (лінія – трансформатор з віддільником і автоматично діючою перемичкою), застосовується для підстанцій за необхідності автоматичного відновлення живлення трансформатора після аварійного вимкнення на лінії.

Схема, що показана на рис. 4.6, б (лінія – трансформатор з віддільником), використовується для підстанцій, що приєднуються до лінії, яка живить декілька підстанцій. Застосування короткозамикачів на лініях довжиною 10–12 км не рекомендується. У цьому

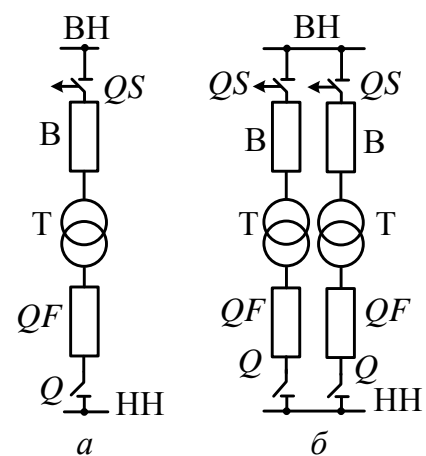


Рисунок 4.5 – Схеми електропостачання:

- а – з одним трансформатором;
- б – з двома трансформаторами

випадку використовується телепередача вимкнення імпульсу по каналах зв'язку.

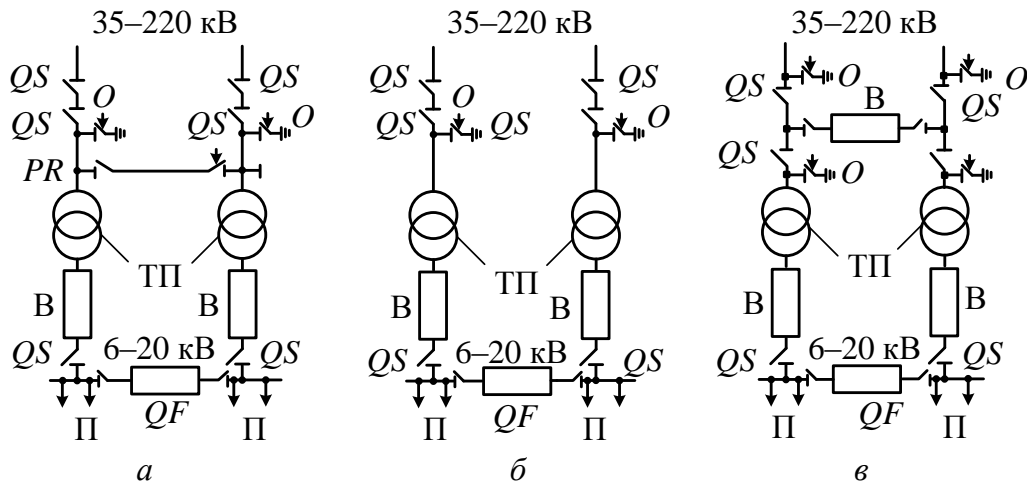


Рисунок 4.6 – Однолінійні схеми електричних з'єднань головних знижувальних підстанцій з двома трансформаторами: а, б – без вимикачів на стороні ВН; в – з вимикачами на стороні ВН

Схему на рис. 4.6, в (місток з вимикачем у перемичці і віддільниками в електричному колі трансформаторів) застосовують при двосторонньому живленні або транзиті потужності по одній лінії за відсутності автоматичного повторного вмикання (АПВ). Застосування таких простих схем особливо вигідно, коли вартість вимикача на стороні вищої напруги порівнянна з вартістю встановлення трансформатора.

Розташування ТП узгоджується з генеральним планом підприємства, а також з інспекцією районних служб, де розташоване підприємство. Номінальну потужність і кількість трансформаторів на підстанції визначають, виходячи з розрахункових навантажень із подальшою перспективою їх зростання, допустимих перевантажень трансформаторів, добового графіка навантаження підстанції і категорії приєднаних джерел. Виходячи з умов роботи підприємства, ТП використовуються у закритому або частково відкритому виконанні, і вони розташовуються, примикаючи до виробничих будівель, або стоять окремо від них.

### 4.3. Вибір силових трансформаторів

Вибір кількості і потужності силових трансформаторів для ГЗП і ЦТП промислових підприємств повинен бути технічно та економічно обґрунтованим, оскільки він істотно впливає на раціональну побудову схем електропостачання промислового підприємства. За потужністю трансформатори повинні забезпечувати живленням усіх приймачів електроенергії промислових підприємств. При цьому також має бути забезпечено резервування живлення споживачів при вимкненні одного з трансформаторів. І необхідно враховувати, що навантаження трансформаторів у нормальних умовах не повинне через перегрів спричиняти скорочення природного терміну його служби.

Номінальну потужність трансформатора розуміють як таку потужність, на якій він може працювати безперервно протягом усього терміну служби (приблизно 20 років) при нормальних температурних умовах навколишнього середовища. При виборі потужності силових трансформаторів необхідно враховувати їх перевантажувальну здатність, яка визначається залежно від графіка навантажень для встановленого трансформатора.

Одним із важливих параметрів трансформатора, що визначають його конструкцію та умови експлуатації, є вид його охолодження (табл. 4.1). Допустимі температури навколишнього середовища і нагрівання охолоджуваних елементів конструкції регламентуються відповідними стандартами.

Для ідентифікації трансформаторів використовують їх умовне позначення – літерний код, що характеризує кількість фаз (для однофазних – О, для трифазних – Т); вид охолодження, кількість обмоток (для позначення триобмоткового трансформатора застосовують літеру Т); вид перемикання відгалужень; позначення номінальної потужності та класу напруги; позначення року випуску робочих креслень трансформатора цієї конструкції (вказуються останні дві цифри).

Виконання однієї обмотки з пристроєм РПН (регулятор напруги) позначають додатковою літерою Н. Трансформатор із розщепленою обмоткою НН позначають літерою Р після кількості фаз, наприклад ТРДН. Номінальну повну потужність і клас напруги вказують у вигляді дробу: чисельник – потужність у кіловольтамперах, знаменник – напруга обмотки ВН у кіловольтах.

Таблиця 4.1 – Види охолодження трансформаторів

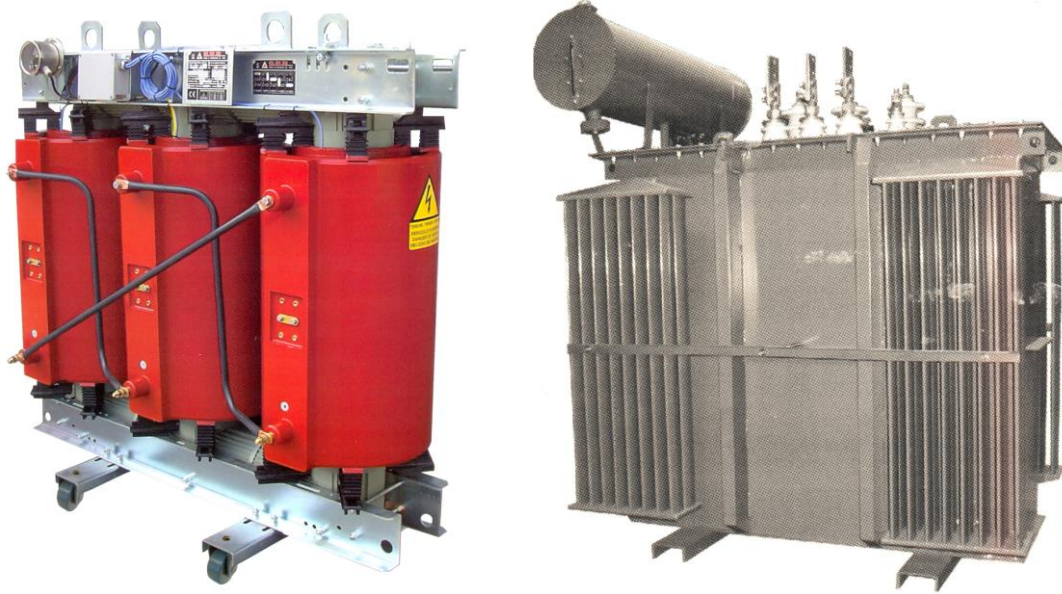
Вид охолодження	Позначення
<i>Масляні трансформатори</i>	
Природна циркуляція повітря і масла	М
Примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла	Д
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла	МЦ
Примусова циркуляція повітря і масла	ДЦ
Примусова циркуляція води і природна циркуляція масла	МВ
Примусова циркуляція води і масла	Ц
<i>Сухі трансформатори</i>	
Природне повітряне охолодження при відкритому виконанні	С
Природне повітряне охолодження при захищеному виконанні	СЗ
Природне повітряне охолодження при герметичному виконанні	СГ
Повітряне охолодження з дуттям	СД
<i>Трансформатори з негорючим рідким діелектриком</i>	
Природне охолодження негорючим рідким діелектриком	Н
Охолодження негорючим рідким діелектриком з дуттям	НД

Для трифазних трансформаторів наводяться лінійні напруги. Стандартними є значення напруги: для трансформаторів електростанцій і підстанцій 1 200; 787; 525; 347; 242; 165; 121; 38,5 кВ (1 150; 750; 500; 330; 220; 150; 110; 35 кВ); на підстанціях підприємств 6; 10; 35 кВ; у розподільних мережах (лінійна/фазна): 0,69/0,4; 0,4/0,23; 0,23/0,133 кВ (660/380; 380/220; 220/127 В). Приклад умовного позначення трансформатора: ТМЗ-1000/10 – трифазний масляний трансформатор потужністю 1 000 кВ·А з первинною напругою 10 кВ закритого типу.

Приклади трифазних трансформаторів середньої потужності наведено на рис. 4.7 (а – сухий з литою ізоляцією; б – масляний); великої потужності (сотні мегаваттампер) – на рис. 4.8 (а – з повітряним охолодженням – сухий; б – з масляним охолодженням).

При виборі кількості і потужності силових трансформаторів важливими критеріями є надійність системи електропостачання промислового підприємства, витрата кольорового металу, а також установка трансформаторів однакової потужності на ТП, хоча та-

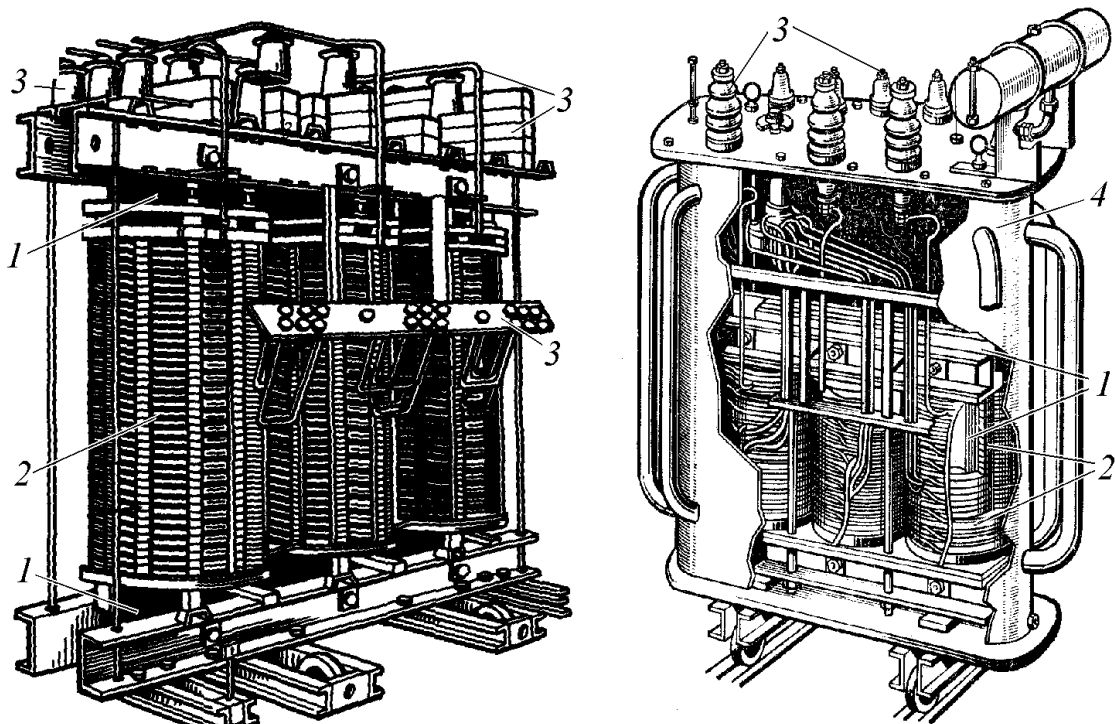
ке рішення не завжди можливі здійснити.



а

б

Рисунок 4.7 – Трифазні трансформатори середньої потужності



а

б

Рисунок 4.8 – Трифазні трансформатори великої потужності:

1 – осердя; 2 – обмотки; 3 – панелі виводів обмоток; 4 – бак для масла

*Надійність системи* електропостачання розуміють як властивості об'єкта, виражені у виконанні заданих функцій, збереженні у часі встановлених експлуатаційних показників у заданих межах,

що відповідають заданим режимам і умовам експлуатації.

*Показники надійності* – це кількісні характеристики однієї або декількох властивостей – складових надійності. Одним із основних показників надійності є імовірність безвідмовної роботи  $p(t)$  трансформаторів. Цей показник розраховується за спеціальною методикою.

Для зниження струмів КЗ і полегшення роботи електричних апаратів напругою до 1 000 В застосовують роздільну роботу трансформаторів.

Для резервування частини навантаження при вимкненні одного з працюючих трансформаторів інший вмикається за допомогою секційного автоматичного вимикача і забезпечує електропостачання споживачів підприємства, працюючи з перевантаженням до відновлення схеми їх нормальної роботи.

Головні силові трансформатори, що живлять споживачів промислових підприємств електричною енергією, вибираються за номінальними потужністю та напругою, а також за конструктивним виконанням. Вибір кількості і потужності трансформаторів відбувається на підставі споживаної потужності, яка задається у вигляді річного графіка навантаження промислового підприємства, вимог резервування живлення і категорії споживачів електроенергії.

Електропостачання споживачів 1-ї категорії здійснюється автоматично, переважно від однієї підстанції або від одного трансформатора, розташованого на кожній секції шин. При цьому потужність трансформатора вибирається з урахуванням допустимого перевантаження.

Керування електропостачанням споживачів 2-ї категорії здійснюється автоматично або діями чергового персоналу з використанням двох трансформаторів або резервного «складського» трансформатора. При аварії в схемі одного з трансформаторів його заміну роблять за кілька годин. На час заміни аварійного трансформатора вводиться обмеження живлення споживачів з урахуванням допустимого перевантаження трансформатора, який залишився в роботі.

Споживачі 3-ї категорії отримують живлення від підстанції з одним трансформатором при наявності «складського» резервного трансформатора.

У радіальних і магістральних схемах живлення трансформаторів виконується приєднанням їх до живильної кабельної лінії через роз'єднувач або вимикач навантаження при потужності трансформаторів 1 000 кВ·А і вище.

Для живлення цехових приймачів і споживачів електричної енергії використовують внутрішньоцехові комплектні трансформаторні підстанції (КТП), які розташовують у виробничих корпусах як можна ближче до центру електричних навантажень. Такі КТП містять ввідний пристрій, розрахований на 6–10 кВ. Трансформатор з номінальною потужністю 400 кВ·А з'єднується з мережею первинної напруги 6–10 кВ за допомогою роз'єднувачів і розподільного пристрою (РП).

Силові трансформатори при експлуатації допускають значне перевантаження, що має бути враховано при виборі схеми електропостачання. Можливість перевантажень обумовлена тим, що трансформатори протягом доби або кількох годин роботи працюють з недовантаженням, особливо в літні місяці. Крім того, температура навколишнього повітря навіть до + 40 °С (у жарких країнах) має місце не весь час доби і коливається у широких межах від мінус 20–35 °С до плюс 20–40 °С. Тому трансформатори можна перевантажувати до певних меж, не скорочуючи терміну їх служби, який у середньому становить 16–20 років. Допустиме перевантаження обумовлено коефіцієнтом заповнення добового графіка і тривалістю часу максимуму  $t_{\max}$  навантаження. Коефіцієнт допустимого перевантаження  $K_{\text{рmaxT}} = I_{\text{Tmax}} / I_{\text{NT}}$ , де  $I_{\text{Tmax}}$ ,  $I_{\text{NT}}$  – максимальний і номінальний струми трансформатора.

При проектуванні та експлуатації потрібно забезпечувати економічно доцільний режим роботи трансформаторів. При наявності на підстанції декількох трансформаторів на загальних шинах кількість увімкнених має забезпечувати мінімум втрат потужності в них під час роботи за заданим графіком навантаження. І це з урахуванням не тільки втрат активної потужності у самих трансформаторах, але і втрат активної потужності у системі електропостачання по всій лінії живлення від електростанції до трансформаторів, що розглядаються (див. рис. 4.4, 4.5), зважаючи на споживання ними реактивної потужності.

Взагалі, у трансформаторах є свої втрати потужності:

$$\Delta P_T = \Delta P_o + k_{zT}^2 \cdot \Delta P_k, \quad (4.3)$$

де  $\Delta P_o$  – втрати потужності НХ (наближено-магнітні втрати у сталі осердя);  $\Delta P_k$  – втрати потужності КЗ (наближено-електричні втрати у провідниках обмоток);  $k_{zT} = S_{calcT} / S_{NT}$  – коефіцієнт завантаження;  $S_{calcT}$ ,  $S_{NT}$  – фактична (розрахункова) і номінальна повні потужності трансформатора.

В умовах експлуатації зведені втрати потужності:

$$\Delta P'_T = \Delta P'_o + k_z^2 \cdot \Delta P'_k, \quad (4.4)$$

де  $\Delta P'_o = \Delta P_o + k_{\delta p}^2 \cdot Q_o$  – зведені втрати НХ, що враховують втрати активної потужності у самому трансформаторі, а також створені ним втрати в елементах системи електропостачання, залежно від реактивної потужності, яка споживається трансформатором;

$\Delta P'_k = \Delta P_k + k_{\delta p}^2 \cdot Q_k$  – зведені втрати потужності КЗ;  $k_{\delta p}$  – коефіцієнт зміни втрат;  $Q_o = S_{NT} \frac{i_o}{100}$  – реактивна потужність НХ трансформатора;

$i_o$  – струм НХ трансформатора, %;  $Q_k = S_{NT} \frac{u_k}{100}$  – реактивна потужність КЗ трансформатора при номінальному паспортному навантаженні;  $u_k$  – напруга КЗ трансформатора, %.

Оптимальним завантаженням трансформатора вважають завантаження у діапазоні, який відповідає максимальному значенню його ККД:

$$\eta_T = \frac{P_{out}}{P_{in}} = 1 - \frac{\Delta P_{elp} + \Delta P_{els} + \Delta P_{mag}}{P_{out} + \Delta P_{elp} + \Delta P_{els} + \Delta P_{mag}} = 1 - \frac{\Delta P'_T}{P_{out} + \Delta P'_T}, \quad (4.5)$$

де  $P_{in}$  – потужність, що надходить з мережі;  $P_{out}$  – потужність, що віддається трансформатором у вторинну мережу;  $\Delta P_{mag}$  – магнітні втрати, обумовлені втратами на вихрові струми і втратами на перемагнічування (гістерезис);  $\Delta P_{elp}$ ,  $\Delta P_{els}$  – електричні втрати первинної і вторинної обмоток.

Активна потужність на виході трансформатора відповідно:



$$P_{out} = k_{zT} \cdot S_{NT} \cdot \cos \varphi_l, \quad (4.6)$$

де  $\varphi_l$  – фазовий зсув між напругою  $U_{sT}$  і струмом  $I_{sT}$  на виході трансформатора;  $\cos \varphi_l$  – коефіцієнт потужності навантаження.

Коефіцієнт навантаження трансформатора з умови мінімуму втрат у трансформаторах визначається методом пошуку екстремуму функції з (4.5):

$$k_{zT} = \sqrt{\Delta P'_o / \Delta P'_k}. \quad (4.7)$$

Таким чином, проводиться вибір трансформаторів з урахуванням втрат їх активної потужності і вимог їх експлуатації.

#### 4.4. Спеціальні трансформатори

Для забезпечення живлення споживачів на різні напруги або у системах електропостачання підприємств чорної і кольорової металургії, є різкозмінні нелінійні навантаження (наприклад, при роботі потужних вентильних перетворювачів прокатних станів), іноді встановлюють спеціальні триобмоткові трансформатори. Особливістю конструкції таких трансформаторів є наявність обмоток вищої (ВН), середньої (СН) і нижчої (ПН) напруг.

Сьогодні поширені трансформатори з розщепленою обмоткою на стороні НН. Наприклад, як показано на рис. 4.9, застосування трансформатора Т1 сприяє зменшенню навантаження на окремі секції шин, які підходять до приймачів електричної енергії цеху. При цьому трансформатор Т2, призначений для потужних вентильних перетворювачів (ВП), виконують з великою кількістю фаз, що сприяє зменшенню впливів різкозмінних навантажень на живильну мережу і поліпшенню її техніко-економічних показників.

При розрахунку параметрів таких трансформаторів та їх виборі

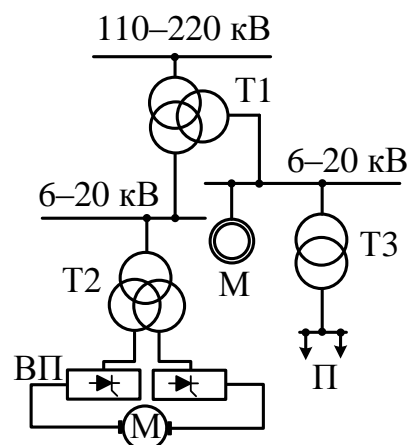


Рисунок 4.9 – Схема живлення потужних вентильних перетворювачів від спеціального трансформатора

виникають труднощі, пов'язані з розрахунком опорів схеми заміщення і втрат активної потужності при несиметричному навантаженні обмоток НН. Однією з основних характеристик трансформаторів з розщепленою обмоткою є коефіцієнт розщеплення  $k_r$ , що характеризує електромагнітний зв'язок між обмотками НН (рис. 4.10).

Якщо вітки обмоток НН вмотані одна в іншу і між ними існує магнітний зв'язок (рис. 4.10, а), то їх опори на трипроменевій схемі заміщення дорівнюють нулю. При цьому опір трансформатора зосереджено у вітці, яка відповідає первинній обмотці (рис. 4.10). Це означає, що при зміні, наприклад, струму  $I_2$ , змінюється напруга цієї обмотки, тому що струм  $I_2$  викликає падіння напруги на опорі  $Z_1$ .

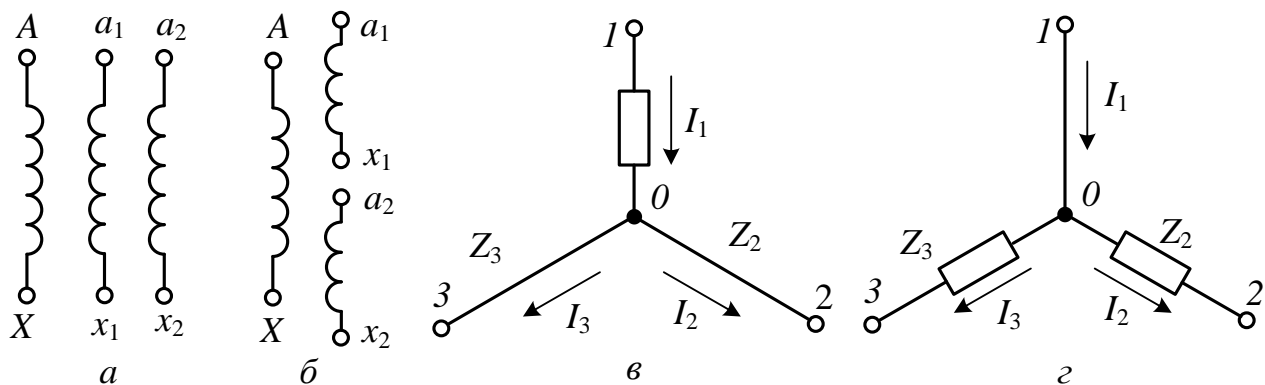


Рисунок 4.10 – Принципові схеми обмоток і схеми заміщення трансформаторів з розщепленими обмотками НН

Якщо вітки обмоток НН розміщені одна над одною на стрижні трансформатора (рис. 4.10, б), то індуктивні опори на схемі заміщення зосереджені у вітках обмоток (рис. 4.10, з).

При цьому навантаження обмоток трансформатора практично не впливають одне на одне, й однакові напруги на кожній обмотці залежать лише від власного їх навантаження.

Для вентиляного перетворювача, з точки зору обмеження струмів КЗ, при комутації вентилів бажано, щоб опір трансформатора був зосереджений у вітці, яка відповідає обмотці ВН.

На перший погляд може здатися, що це призведе до збільшення у два рази падіння напруги на загальному опорі  $Z_1$  від струмів  $I_2$  і  $I_3$ . Але при роботі перетворювача у нормальному режимі цього

не буде, оскільки обмотки НН мають різні схеми з'єднань (для мостових схем – «зірка – трикутник», а для нульових – дві зворотні зірки) і моменти комутацій струмів у них не збігаються (див. рис. 4.10).

Для визначення втрат потужності у триобмоткових трансформаторах використовується вираз

$$\Delta P = \Delta P_0 + \Delta P_\gamma + k_{z,ВН}^2 \Delta P_{k,ВН} + k_{z,СН}^2 \Delta P_{k,СН} + k_{z,НН}^2 \Delta P_{k,НН}, \quad (4.8)$$

де  $\Delta P_0$  – втрати потужності при НХ трансформатора;  $\Delta P_\gamma$  – потужність охолоджуючих пристроїв;  $k_{z,ВН}^2$ ,  $k_{z,СН}^2$ ,  $k_{z,НН}^2$  – коефіцієнти завантаження обмоток трансформатора ВН, СН і НН;  $\Delta P_{k,ВН}$ ,  $\Delta P_{k,СН}$ ,  $\Delta P_{k,НН}$  – електричні втрати потужності в обмотках ВН, СН і НН при 100 %-му навантаженні трансформатора.

У цілому, вибір кількості, потужності і типу силових трансформаторів для живлення навантажень промислових підприємств роблять, виходячи з розрахунків і обґрунтувань, які включають:

- визначення кількості трансформаторів на підстанції з урахуванням категорії споживачів, забезпечення надійності живлення;
- з'ясування можливих варіантів номінальної потужності обраних трансформаторів з урахуванням допустимого навантаження у нормальному режимі і припустимому їх перевантаженні – в аварійному режимі;
- визначення економічно доцільного рішення з намічених варіантів, прийнятного для конкретних умов;
- врахування імовірності розширення або розвитку підстанції з можливою установкою більш потужних трансформаторів на тих самих фундаментах або можливим розширенням ТП за рахунок збільшення кількості трансформаторів.

### **Запитання для перевірки**

1. За якими схемами з'єднуються первинні і вторинні обмотки трансформаторів?
2. На чому базується система позначень у трансформаторі при різних схемах з'єднань його обмоток?
3. Які існують коефіцієнти трансформації для трифазного тра-

трансформатора при різних схемах з'єднань його обмоток?

4. Для чого введено поняття груп з'єднання обмоток трансформаторів і які з них є найбільш поширеними?

5. Які існують основні вимоги при підключенні трансформаторів на паралельну роботу?

6. Що являє собою трансформаторна підстанція?

7. Залежно від чого визначається номінальна потужність та кількість трансформаторів на промисловому підприємстві?

8. Які види трансформаторів існують залежно від принципів охолодження?

9. Що є основним показником надійності трансформатора?

10. Чим обумовлено допустиме перевантаження трансформаторів?

11. Які основні параметри трансформаторів важливі для їх ефективної експлуатації?

12. Які трансформатори використовуються при різкозмінному нелінійному навантаженні?

## 5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

### 5.1. Види потужності в електричних мережах

Приймачі електричної енергії змінного струму, що приєднані до електричних мереж підприємств, оцінюються потужностями: повною  $S$  (В·А), активною  $P$  (Вт) та реактивною  $Q$  (вар). Їх виділення є умовним, оскільки вони характеризують єдиний електроенергетичний процес.

*Повна потужність*  $S$  характеризує загальний потенційний енергетичний рівень будь-якого об'єкта й у випадку однофазної мережі або однієї фази трифазної мережі має вираз

$$S = U_{\varphi} \cdot I_{\varphi}, \quad (5.1)$$

а у разі симетричного трифазного навантаження

$$S = 3 \cdot U_{\varphi} \cdot I_{\varphi}, \quad (5.2)$$

де  $U_{\varphi}$ ,  $I_{\varphi}$  – фазна напруга і струм.

*Активна потужність*  $P$  характеризує процес незворотного перетворення електричної енергії на інші види енергії: механічну, теплову, хімічну тощо, і для випадків, як і для (5.1) і (5.2), має вирази:

$$P = U_{\varphi} \cdot I_{\varphi} \cdot \cos \varphi = S \cdot \cos \varphi; \quad P = 3 \cdot U_{\varphi} \cdot I_{\varphi} \cdot \cos \varphi = S \cdot \cos \varphi, \quad (5.3)$$

де  $\varphi$  – часовий зсув фазного струму  $I_{\varphi}$  щодо фазної напруги  $U_{\varphi}$ .

*Реактивна потужність* фізично пов'язана з коливаннями енергії електромагнітного поля в електричних колах та електротехнічних пристроях змінного струму. Ця потужність характеризує зворотний процес обміну електричною енергією між джерелами і приймачами електричної енергії, у тому числі і між самими приймачами. Такий процес оцінюється амплітудою миттєвої потужності, що бере участь в обміні енергією, яка називається реактивною потужністю і має вирази для згаданих випадків:

$$Q = U_{\varphi} \cdot I_{\varphi} \cdot \sin \varphi = S \cdot \sin \varphi; \quad Q = 3 \cdot U_{\varphi} \cdot I_{\varphi} \cdot \sin \varphi = 3 \cdot S \cdot \sin \varphi. \quad (5.4)$$

З наведених виразів випливає, що надані три види потужності знаходяться у «квадратурі»:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (5.5)$$

Передача активної і реактивної потужностей забезпечується відповідно активною та реактивною складовими струму:

$$I_{\varphi a} = I_{\varphi} \cos \varphi; \quad I_{\varphi r} = I_{\varphi} \sin \varphi. \quad (5.6)$$

Якщо активна потужність, що забезпечується активною складовою струму, пов'язана, як правило, з функціональним процесом корисного перетворення енергії, то реактивна потужність лише забезпечує це перетворення, завантажуючи при цьому генерувальні пристрої і ЛЕП «баластною» реактивною складовою струму. Найчастіше вона забезпечує збудження і підтримання магнітного поля в електротехнічному обладнанні, а саме в електродвигунах змінного струму, трансформаторах, електричних апаратах та ін.

Очевидно, що баланс потужностей залежить від так званого кута фазового зсуву. У зв'язку з цим генератори і приймачі електроенергії, а також електротехнічне обладнання, що передає потужність, прийнято характеризувати коефіцієнтом потужності (по суті – коефіцієнтом активної потужності):

$$\cos \varphi = P / S. \quad (5.7)$$

Крім коефіцієнта потужності у розрахунках використовують коефіцієнт реактивної потужності, який відображає співвідношення реактивної та активної потужностей, що подано в табл. 5.1:

$$\operatorname{tg} \varphi = Q / P; \quad (5.8)$$

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (5.9)$$

Таблиця 5.1 – Залежність частки реактивної потужності від  $\cos \varphi$

$\cos \varphi$	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90
$\operatorname{tg} \varphi$	0	0,14	0,20	0,25	0,29	0,33	0,36	0,40	0,43	0,45	0,48
$Q, \%$	0	14	20	25	29	33	36	40	43	45	48

## 5.2. Проблема компенсації реактивної потужності в електричних мережах

Одним з основних питань, що вирішуються як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації систем електропостачання промислового підприємства, є питання про компенсацію реактивної потужності, що включають вибір доцільних джерел електричної енергії, розрахунок та регулювання їх потужності і розміщення в системі електропостачання (рис. 5.1).

Реактивна потужність, споживана в електричних мережах, спричиняє додаткові активні втрати (на покриття яких витрачається енергія на електростанціях) і втрати напруги, що погіршує умови її регулювання. У деяких електроустановках реактивна потужність може бути значно більше активної потужності. Це призводить до появи великих реактивних струмів і спричиняє перевантаження джерел струму.

Для усунення перевантажень і підвищення коефіцієнта потужності електричних установок здійснюється компенсація реактивної потужності. Кількісні та якісні зміни, що відбуваються у промисловому електропостачанні, надають цьому питанню особливу значущість. При виборі оптимального варіанта зменшення впливу реактивної потужності потрібно виходити з техніко-економічних розрахунків, заснованих на системному підході. Це означає, що такий варіант повинен відповідати зацікавленості як електропостачальних систем, так і споживачів електроенергії.

Коефіцієнт потужності електротехнічної установки залежить від характеру приєднаних приймачів електричної енергії, а іноді й від коефіцієнта навантаження. Наприклад, лампи розжарювання

мають  $\cos\varphi=1$ ; трифазні асинхронні двигуни залежно від режимів роботи –  $\cos\varphi=0,1-0,93$ ; освітлювальні установки з люмінесцентними лампами –  $\cos\varphi=0,85-0,95$ .

Знижений коефіцієнт потужності приймачів

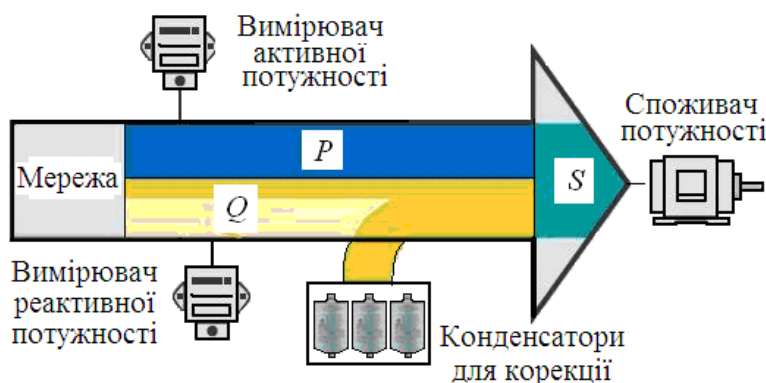


Рисунок 5.1 – Розподіл потужностей у системі електропостачання

електроенергії спричиняє збільшення максимальної розрахункової повної потужності живильної трансформаторної підстанції:

$$S_{\max \text{ calc}} \geq \frac{P_{\text{calc}}}{\cos \varphi}, \quad (5.10)$$

де  $P_{\text{calc}}$  – розрахункова активна потужність приймача електричної енергії.

При цьому розрахунковий струм трифазної установки

$$I_{\text{calc}} = \frac{P_{\text{calc}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (5.11)$$

зростає, в результаті збільшуються експлуатаційні витрати, що обумовлені потужністю втрат електричної енергії в мережі:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I_{\text{calc}}^2 = \frac{R \cdot P_{\text{calc}}^2}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi}, \quad (5.12)$$

де  $R$  – активний опір однієї фази трифазної електричної мережі;  $U$  – лінійна напруга мережі.

З точки зору генерації і споживання електричної енергії, між реактивною та активною потужністю існують значні відмінності.

Активна потужність генерується електростанціями і споживається приймачами електричної енергії, такими, як асинхронні двигуни, трансформатори, повітряні лінії, що одночасно є споживачами реактивної потужності.

Реактивна потужність виробляється: генераторами електростанцій, синхронними компенсаторами, синхронними двигунами, батареями конденсаторів, тиристорними джерелами реактивної потужності і ЛЕП. З приймачів електричної енергії трифазні асинхронні двигуни споживають (65–70) % всієї реактивної потужності підприємства; трифазні трансформатори системи електропостачання – 15–25 %; повітряні лінії, індукційні печі, реактори, люмінесцентні лампи та інші приймачі електричної енергії – 5–10 %.

Концентрація виробництва реактивної потужності у багатьох випадках економічно недоцільна з таких причин:

1) при передачі значної реактивної потужності виникають додаткові втрати активної потужності та електричної енергії у всіх елементах системи електропостачання, що зумовлені навантажен-



ням їх реактивною потужністю. Загальні втрати активної потужності становлять:

$$\Delta P = \Delta P_{ad} + \Delta P_{Qcalc}, \quad (5.13)$$

де  $\Delta P_{ad}$  – втрати активної потужності в елементах системи електропостачання;  $\Delta P_{Qcalc}$  – розрахункові втрати, обумовлені реактивною потужністю;

2) виникають додаткові втрати напруги, що особливо суттєві в мережах районного значення, тобто

$$\Delta U = \Delta U_P + \Delta U_{Qcalc}, \quad (5.14)$$

де  $\Delta U_P$ ,  $\Delta U_{Qcalc}$  – втрати напруги, обумовлені активною та реактивною потужностями;

3) навантаження реактивною потужністю систем промислового електропостачання і трансформаторів зменшує їх пропускну здатність та потребує збільшення перерізів проводів повітряних і кабельних ліній.

### **5.3. Заходи з підвищення якості електроенергії і зменшення впливу реактивної потужності**

Все більшу частку в обсязі сумарних навантажень (наприклад, при використанні вентильних перетворювачів для електроприводів постійного і змінного струму, термічних установок тощо) займають різкозмінні та нелінійні навантаження з підвищеним споживанням реактивної потужності. Для компенсації реактивної потужності і забезпечення необхідної якості електричної енергії при різкозмінному навантаженні, а також зменшенні несиметрії і не-синусоїдності форми кривих струму і напруги використовують спеціальні *фільтрокомпенсувальні* (ФКП) і *фільтросиметрувальні* (ФСП) пристрої. Такі пристрої забезпечують фільтрацію вищих гармонік у вхідній мережі і симетрію напруги по фазах.

На великих підприємствах використовуються переважно фільтрокомпенсувальні пристрої, що виконують функції зменшення реактивного опору  $LC$ -кіл до значень, близьких до нуля, і шунтування головної електричної мережі (на частоті заданої гармоніки). Сучасні конструкції ФКУ показані на рис. 5.2. Для безпеки пе-

рсоналу ФКП огорожується сіткою або розміщується у спеціальному контейнері.

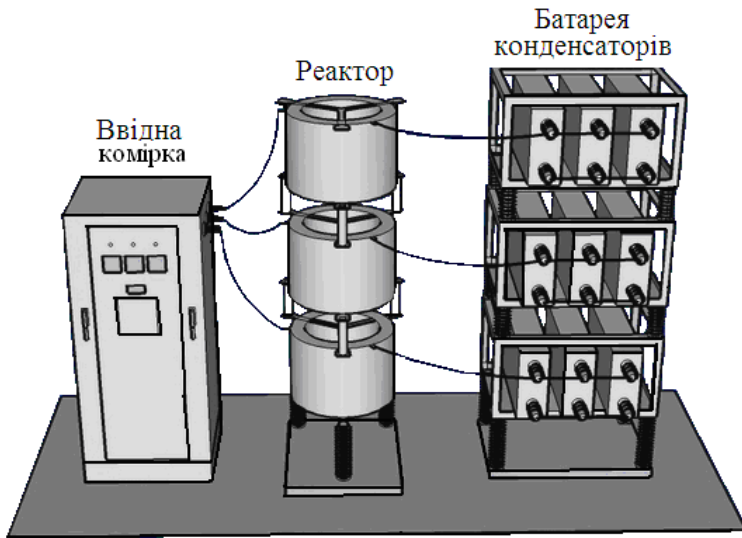


Рисунок 5.2 – Комплект фільтрокомпенсувального пристрою

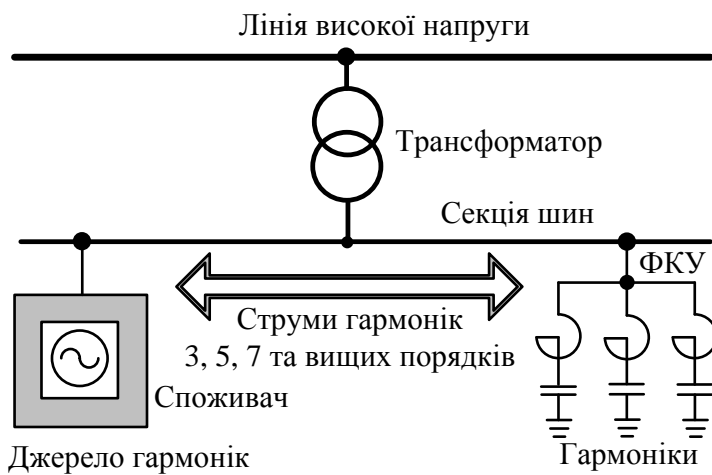


Рисунок 5.3 – Схема розташування ФКП на ЛЕП

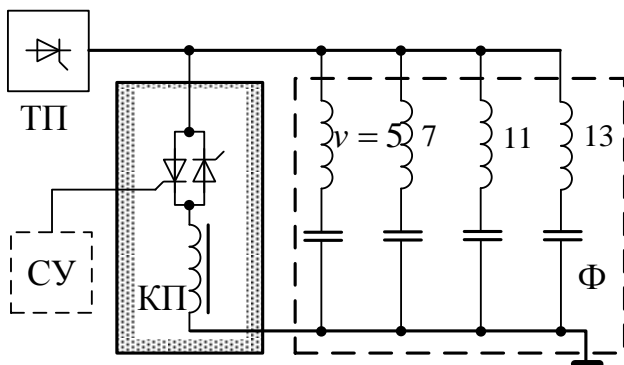


Рисунок 5.4 – Схема підключення компенсувального пристрою в тиристорному перетворювачі

Фільтрокомпенсувальні пристрої (рис. 5.2 і 5.3) – це  $LC$  або  $RLC$  електричні кола, налаштовані на резонанс із певною гармонікою, порядок якої визначається замовником або за результатами вимірювань.

До схеми компенсувального пристрою ФКП (рис. 5.4) входять: тиристорний перетворювач (ТП), компенсувальний пристрій (КП); енергетичний фільтр (Ф);  $\nu$  – номер гармоніки ( $\nu = 5, 7, 11, 13\dots$ ).

Симетрія напруг по фазах забезпечується системою керування (СК), що регулює кути вимикання тиристорів КП. Кількість фільтрів визначається, виходячи з вимог до якості енергії мережі. Але, на жаль, у реальних умовах пристрої ФКП і ФСП призводять до невинновданого збільшення капітальних витрат і до додаткової витрати електричної енергії.

На промисловому підприємстві зменшення споживаної реактивної потужності може дося-

гатися природним шляхом, наприклад, поліпшенням режимів роботи приймачів електричної енергії, застосуванням двигунів більш досконалих конструкцій, усуненням їх недовантаження, а також за рахунок установки спеціальних *компенсувальних пристроїв*.

Для зменшення капітальних витрат і споживання реактивної потужності приймачами електричної енергії розробляються спеціальні заходи, які передбачають:

1) заміну малонавантажених асинхронних двигунів двигунами меншої потужності;

2) зниження напруги у двигунів, систематично працюючих із малим завантаженням;

3) обмеження роботи двигунів і зварювальних трансформаторів на неробочому ході;

4) застосування синхронних двигунів замість асинхронних, виходячи з умов технологічного процесу;

5) застосування асинхронних електроприводів, що містять перетворювальні установки;

6) застосування найбільш доцільної силової схеми і системи керування вентильного перетворювача.

Із впливом реактивної потужності, що передається по елементах мережі на напругу, тісно пов'язане поняття *балансу реактивної потужності*. Баланс розуміють як рівність генерованої і споживаної потужностей при допустимих відхиленнях напруги біля приймачів електричної енергії.

Для встановлення балансу та компенсації реактивної потужності, споживаної електроустановками пром підприємства, використовують генератори електростанцій і синхронні двигуни, а також додатково встановлюються компенсувальні пристрої, такі, як синхронні компенсатори, батареї конденсаторів і спеціальні статичні джерела реактивної потужності.

#### **5.4. Устаткування для компенсації реактивної потужності і підвищення якості електроенергії**

У процесі роботи електроустановок в системі електропостачання можуть спостерігатися коливання і збільшення реактивної потужності. Це призводить до появи великих реактивних струмів і

спричиняє перевантаження джерел живлення. Для усунення перевантажень і підвищення коефіцієнта потужності електричних установок здійснюється компенсація реактивної потужності.

Компенсація реактивної потужності сприяє підвищенню ККД системи електропостачання за рахунок розвантаження її елементів від реактивних навантажень. У підсумку покращується якість електроенергії та забезпечується її раціональне використання у приймачах і установках споживачів електроенергії. Компенсувальні пристрої вибираються на основі техніко-економічного порівняння різних варіантів, які прийнятні для енергопостачальної організації і залежать від добового режиму їх роботи.

*До динамічних компенсувальних пристроїв належать електричні машини – синхронні компенсатори і синхронні двигуни.*

*Синхронні компенсатори – це синхронні двигуни полегшеної конструкції без навантаження на валу. Вони можуть працювати як у режимі генерування реактивної потужності (при перезбудженні компенсатора), так і в режимі її споживання (при недозбудженні). Приклад синхронних компенсаторів, установлених на електричній підстанції, показано на рис. 5.5.*



Рисунок 5.5 – Синхронні компенсатори на підстанції

Електротехнічна промисловість виготовляє синхронні компенсатори потужністю 5 000 – 160 000 кВ·А.

До переваг синхронних компенсаторів як джерел реактивної потужності належать:

- позитивний регулюючий ефект, який полягає в тому, що при зменшенні напруги у мережі потужність компенсатора, що генерується, збільшується;

- можливість плавного й автоматичного регулювання генерованої реактивної потужності, що підвищує стійкість роботи системи і покращує режимні параметри мережі;

- достатня термічна та електродинамічна стійкість обмоток компенсаторів під час КЗ;

- можливість відновлення пошкоджених синхронних компенсаторів шляхом проведення ремонтних робіт.

До недоліків синхронних компенсаторів належать:

- складність конструкції (порівняно, наприклад, з батареями конденсаторів) і значний шум під час їх роботи;

- значні втрати активної потужності, які при їх повному завантаженні і залежно від номінальної потужності знаходяться в межах (0,01–0,03) кВт/квар (рис. 5.6);

- значне збільшення питомої вартості синхронних компенсаторів при зменшенні їх номінальної потужності, що дає можливість використання їх лише на великих ТП. Так, наприклад, на одній з ТП великого металургійного заводу встановлено декілька компенсаторів потужністю по 50 тис. квар. Такі компенсатори встановлені на відкритому повітрі, що значно зменшило витрати на них.

*Синхронні двигуни* (рис. 5.7) застосовуються для різного електроприводу і одночасно є ефективним засобом компенсації реактивної потужності. Максимальне значення цієї потужності залежить від навантаження двигуна активною потужністю, його напруги та інших технічних даних.

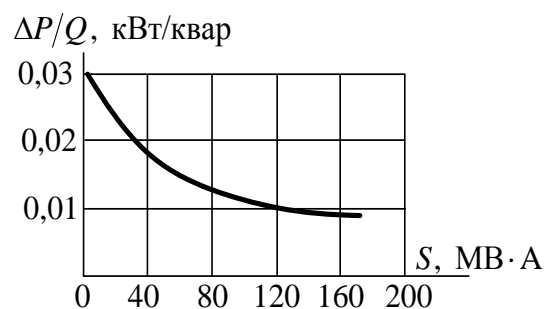


Рисунок 5.6 – Втрати активної потужності в синхронних компенсаторах

Основним критерієм для вибору раціонального режиму збудження синхронного двигуна є додаткові втрати активної потужності на генерацію реактивної потужності, які залежать від його номінальної потужності і частоти обертання.

Наприклад, для двигунів на напругу 6 кВ втрати потужності при їх номінальному навантаженні знаходяться в діапазоні 0,009–0,054 кВт/квар (рис. 5.8).

З наведених кривих видно, що чим нижче значення номінальної потужності і частоти обертання синхронного двигуна, тим значно більші втрати у двигуні на генерацію реактивної потужності.

У статичних компенсувальних пристроях основними елементами є конденсатори і дроселі, що являють собою по суті ємнісні та індуктивні накопичувачі енергії.

Такі компенсувальні пристрої застосовуються в схемах потужних приймачів електроенергії, наприклад, у приводах безперервних і обтискних прокатних станів, дугових сталеплавильних пічах та ін., які мають різкозмінне навантаження. Зміни реактивної потужності в цих приймачах електроенергії викликають значні зміни живильної напруги, а також призводять до додаткових спотворень струмів і напруг. Тому до компенсувальних пристроїв передбачено такі вимоги:

- високу швидкодію зміни реактивної потужності;
- достатній діапазон регулювання реактивної потужності;
- мінімальні спотворення живильної напруги.



Рисунок 5.7 – Синхронний двигун

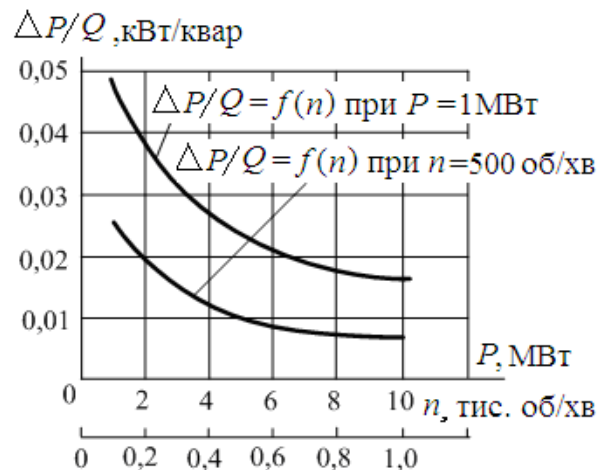


Рисунок 5.8 – Залежність втрат потужності в синхронних двигунах від номінальних активної потужності  $P_N$  і частоти обертання  $n_N$



*Конденсатори* – спеціальні електричні ємності, що працюють як генератори реактивної ємнісної потужності (за своєю дією вони еквівалентні перезбудженому синхронному компенсатору).

Конденсатори (рис. 5.9) виготовляють на номінальні напруги 660 В і потужністю 12,5–50 кВ А – у трифазному або однофазному виконанні, а на 1050 В і вище потужністю 25–100 кВ А – в однофазному виконанні.

З таких елементів збирають батареї конденсаторів (БК) необхідної потужності, які можуть бути розділені на секції. Структура БК визначається технічними даними конденсаторів і режимом роботи в системі електропостачання. Такі установки доцільно розташовувати у безпосередній близькості до споживачів реактивної енергії для найбільшого розвантаження елементів електропостачання та одночасного підвищення в них напруги мережі.

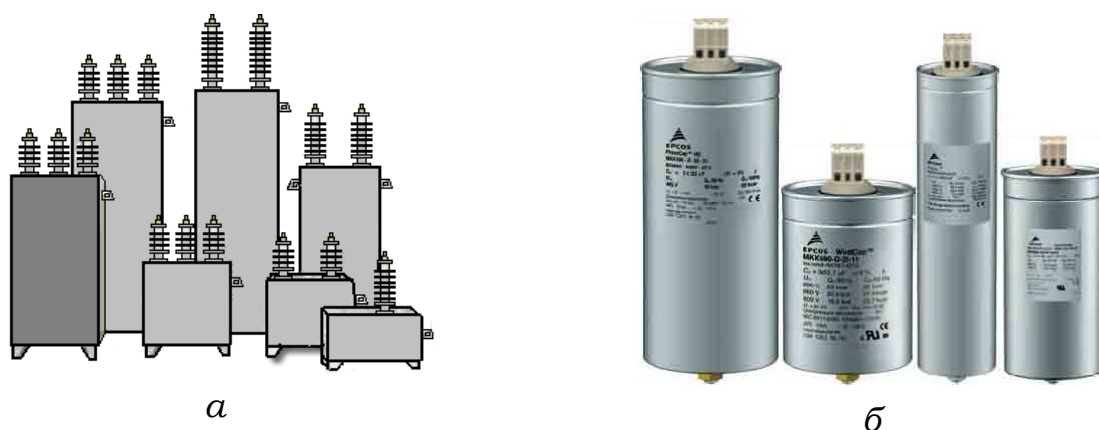


Рисунок 5.9 – Різновиди потужних (а) і малопотужних (б) конденсаторів

Сьогодні випускають комплектні регульовані конденсаторні установки на напругу 380 В, потужністю 150–750 кВ А (одна–п'ять секцій по 150 кВ·А) і нерегульовані на напругу 6–10 кВ, потужністю 300–1 125 кВ·А з кроком 150 кВ·А. Установки конденсаторів бувають індивідуальні, групові і централізовані.

Приклад батарей силових конденсаторів, установлених на електричній підстанції, наведено на рис. 5.10.

Індивідуальні установки конденсаторів застосовують переважно при напрузі до 660 В. У цьому випадку конденсатори приєднують наглухо до затискачів приймача. Такий вид установки компенсуювальних пристроїв має істотний недолік, а саме – з вимиканням приймача електроенергії відключаються і вони.





Рисунок 5.10 – Силві конденсатори на підстанції

При груповій установці конденсатори приєднують до розподільних пунктів мережі. При цьому використання встановленої потужності конденсаторів дещо збільшується. При централізованій установці використовуються блоки конденсаторів (БК), які приєднують до сторони вищої напруги трансформаторної підстанції промислового підприємства. Використання встановленої потужності конденсаторів у цьому випадку виходить більш високим.

Зазвичай БК вмикають у трифазну мережу змінного струму за схемою з'єднання «трикутник» (рис. 5.11, де  $QF$  – автоматичний вимикач;  $Q$  – рубильник;  $FU$  – топкий запобіжник; ТН – трансформатор напруги;  $B$  – високовольтний вимикач; ЗП – високовольтний запобіжник).

При відключенні БК необхідно, щоб енергія, яка в них накопичена, розряджалася автоматично на постійно увімкнені резистори з активним опором. Значення опору має бути таким, щоб при відключенні конденсаторів не виникло перенапруження на їх затискачах.

Переваги конденсаторів:

- невеликі втрати активної потужності (0,0025–0,005 кВт/квар);

- простота експлуатації (немає обертових і рухомих частин);
- простота монтажних робіт (мала маса, без силових фундаментів);
- можливість установалення у будь-якому сухому приміщенні.

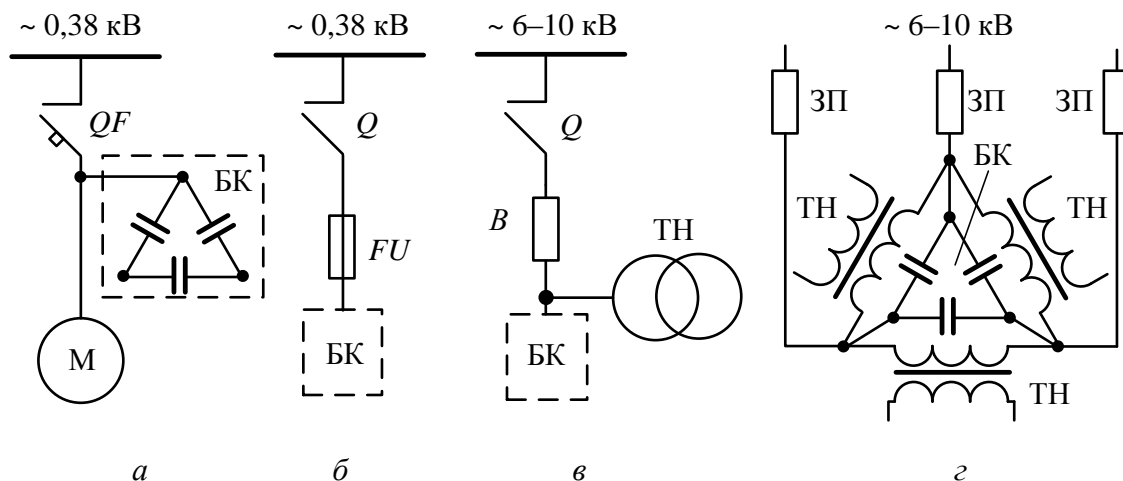


Рисунок 5.11 – Схеми підключення блока конденсаторів для компенсації реактивної потужності мережі:

- a* – через загальний автоматичний вимикач;
- б* – через рубильник і запобіжник, що забезпечують незалежність роботи від БК приймача енергії;
- в* – через рубильник і вимикач;
- г* – підключення через високовольтний запобіжник

Недоліки конденсаторних компенсаторів:

- залежність генерованої реактивної потужності від напруги;
- чутливість до спотворень напруги;
- недостатня міцність при КЗ і перенапруженнях.

Приклад малопотужної батареї конденсаторів, установлених у мережі на напругу до 1 000 В наведено на рис. 5.12.

Конденсатори здійснюють корекцію коефіцієнта потужності: вони створюють необхідне випередження по фазі струму відносно напруги, яке компенсує відставання по фазі в електричних колах з індуктивним наван-



Рисунок 5.12 – Батарея конденсаторів на напругу до 1 000 В

таженням. Конденсатори, що застосовуються для корекції коефіцієнта потужності електричних кіл, мають витримувати пікові струми, що виникають при їх комутації.

Для корекції коефіцієнта потужності використовуються програмовані мікропроцесорні контролери (рис. 5.13), призначені для вимірювання, контролю та керування різними процесами як в автономному режимі, так і у складі розподільних систем.

Контролер аналізує сигнали, що надходять від трансформатора струму, та подає команди керування батареями конденсаторів, підключаючи-відключаючи окремі конденсатори або батареї. Це дозволяє не тільки забезпечити максимально повне завантаження батарей конденсаторів, але й мінімізувати кількість операцій при комутації і, таким чином, оптимізувати термін служби батареї конденсаторів.

*Дроселі* (рис. 5.14) застосовуються у мережах розподілу електроенергії, де присутні гармонічні складові спотворення напруги, спричинені використанням сучасних електронних приладів, що створюють нелінійне навантаження.

Вмикання дроселя послідовно з коригувальним конденсатором дозволяє зменшити частоту резонансу в системі електропостачання й уникнути можливого пошкодження.

Для зменшення реактивної частини енергії використовуються також *індуктивні шунтувальні реактори* (їх приклад наведено на рис. 5.15).

Зазвичай їх застосовують для компенсації наведеної ємнісної складової потужності, що виникає, наприклад, при великій протяжності повітряних ЛЕП та ін.

*Пристрої фільтрації гармонік* і компенсації реактивної потужності забезпечують нормовані показники якості електроенергії у



Рисунок 5.13 – Програмований контролер

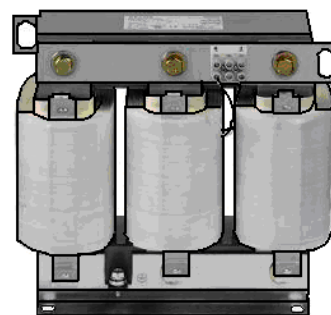


Рисунок 5.14 – Зовнішній вигляд трифазного дроселя





Рисунок 5.15 – Шунтувальні реактори для компенсації реактивної ємнісної потужності

компенсації реактивної потужності живильної мережі змінного струму на напругу 27,5 кВ. Ця силова установка містить у своєму складі три конденсаторно-реактивні електричні кола, що з'єднуються послідовно і налаштовані на певну частоту.

Структура і зміст цієї установки у цілому аналогічні тим, що наведені на рис. 5.2 і 5.3.

частині коефіцієнта спотворення синусоїдальної форми кривої напруги і коефіцієнта  $n$ -ої гармонічної складової у точках загального приєднання до мереж загального призначення.

На рис. 5.16 показано пристрій фільтрації гармонік і



Рисунок 5.16 – Силовий пристрій фільтрації гармонік та компенсації реактивної потужності мережі змінного струму

Переваги статичних компенсувальних пристроїв аналогічні тим, що були вказані для конденсаторів, а саме:

- висока швидкодія, надійність роботи і незначні втрати активної потужності;
- відсутність частин, що обертаються, плавність регулювання, можливість чотирикратного перевантаження.

Недоліки статичних компенсувальних пристроїв:

- поява вищих гармонік при глибокому регулюванні реактивної потужності, що може призводити до виникнення резонансу на частотах 1 000 Гц і до аварійного пошкодження конденсаторів;
- необхідність встановлення додаткового регульованого дроселя або тиристора для регулювання індуктивності та потужності.

Нелінійні приймачі електроенергії (наприклад, тиристорні перетворювачі, дугові та індукційні електропечі) є джерелом гармонічних спотворень у мережі живлення. Це спричиняє додаткові втрати потужності в електричних машинах, трансформаторах і мережах, ускладнює компенсацію реактивної потужності, скорочує термін служби ізоляції електричних машин і апаратів, погіршує роботу пристроїв автоматики, телемеханіки і зв'язку, призводить до похибок вимірювання в електровимірювальних приладах.

Для вирішення цих проблем використовують тиристорні компенсатори реактивної потужності (ТКРП) – при різкозмінному навантаженні, або фільтри гармонік – при зміні реактивної потужності у невеликих межах. ТКРП складається з напівпровідникового стабілізатора потужності компенсувальних реакторів і фільтрів гармонік. Приклад такої установки подано на рис. 5.17. Її структура і схема аналогічні тій, що вже наведена на рис. 5.4.

## **5.5. Режими роботи і регулювання потужності компенсувальних пристроїв**

Режим роботи системи електропостачання визначається схемою і параметрами електромережі, навантаженням у вузлах, режимом роботи регульовальних і компенсувальних пристроїв. Для забезпечення економних режимів систем електропостачання є доцільним регулювання потужності компенсувальних пристроїв.



Рисунок 5.17 – Тиристорний компенсатор реактивної потужності

Режим роботи компенсувальних пристроїв встановлюють залежно від параметрів керування, до яких належать час, а також напруги приймачів електроенергії та величини, що характеризують реактивне навантаження.

Найбільш простим і досить ефективним методом регулювання потужності компенсувальних пристроїв (наприклад, конденсаторних батарей) є керування за часом. Регулювання генерується конденсаторами реактивної потужності тільки поступово, шляхом поділу батарей на частини (рис. 5.18). Чим більша кількість таких частин, тим досконаліше регулювання, але тим більші капітальні витрати на установлення перемикачів і захисної апаратури. Як показано на рис. 5.18, лінія *AB* відображає роботу батарей конденсаторів у режимі, коли одна їх частина  $Q_c/2$  увімкнена 24 години на

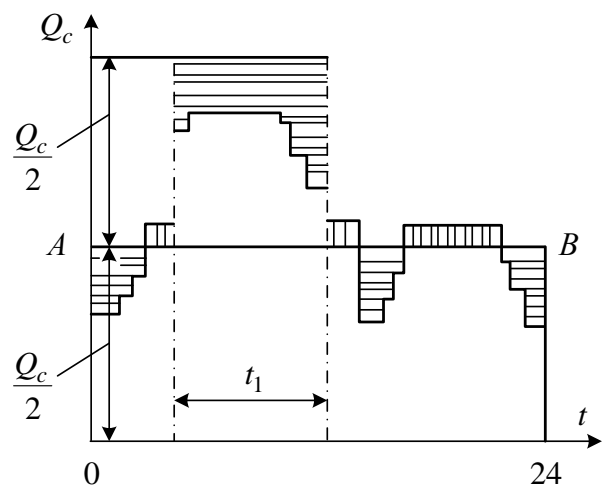


Рисунок 5.18 – Добовий графік регулювання реактивного навантаження конденсаторної батареї



добу, а іншу частину вмикають за графіком навантаження тільки на час  $t_1$ . У конкретних умовах це питання вирішують залежно від графіка навантаження і схеми підстанції, причому кожна секція батареї працює окремо на своє навантаження або обидві секції працюють одночасно.

Ступеневе регулювання батарей конденсаторів здійснюють вручну та автоматично. За наявності на підстанції постійного чергового персоналу або телемеханічного керування у системі електропостачання автоматизація цього процесу не має істотних переваг. На підстанціях, що не мають постійного обслуговуючого персоналу, автоматизація вмикання і вимикання батарей конденсаторів є необхідністю.

Недоліки ступеневого регулювання компенсувальних пристроїв:

- їх робота протягом деякого часу – з недостатньою або надмірною компенсацією реактивної потужності (на рис. 5.18 – штрихована зона);

- подорожчання компенсувальної установки через капітальні витрати на додаткову вимикальну апаратуру (вимикач, роз'єднувач, трансформатори струму тощо).

Залежно від обраних параметрів регулювання автоматизація керування режимами компенсувальних пристроїв здійснюється за замкнутою або розімкнутою схемами впливу (рис. 5.19).

Якщо параметр регулювання істотно не змінюється зі зміною потужності компенсувального пристрою або не залежить від цієї потужності, то структурну схему керування можна подати з розімкнутою схемою впливу (рис. 5.19, а).

Задавальний орган (ЗО) реагує на параметр регулювання та після досягнення ним опірної величини  $X_{оп}$  впливає через виконавчий орган (ВО) на об'єкт (О).

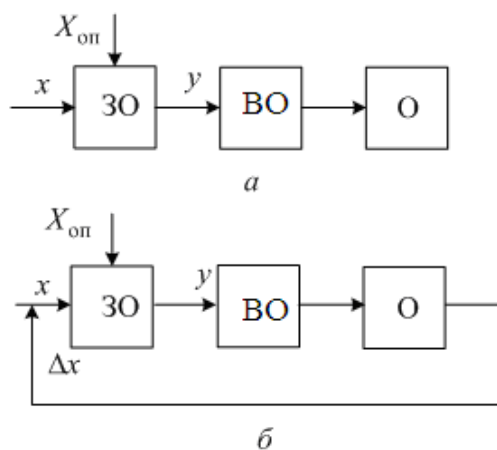


Рисунок 5.19 – Структурна схема керування режимом компенсувальних пристроїв із розімкнутою (а) та замкнутою (б) схемами впливу



Наприклад, у випадку, що є на рис. 5.18, одна секція батарей конденсаторів увімкнена постійно, а інша може вмикатися автоматично на час  $t_1$  за допомогою часового програмного пристрою.

Як параметр регулювання, крім часу, використовують напругу або струм розглянутої ділянки мережі. Таке керування режимом компенсувального пристрою застосовують переважно для одно- або двосекційних батарей конденсаторів, коли їх робота здійснюється у режимі «увімкнено – вимкнено» (або «увімкнена-вимкнена» одна секція).

Якщо параметр регулювання або комбінація параметрів регулювання істотно залежать від режиму роботи компенсувального пристрою, то можна застосувати структурну схему керування з замкнутим електричним колом впливу (рис. 5.19, б). У такій схемі виконавчий орган реагує на відхилення параметра регулювання  $x$  від заданого параметра  $X_{оп}$ . Для відновлення контрольованого параметра регулюючий вплив  $y$  надходить на виконавчий орган ВО, що являє собою комутуючий апарат секцій батареї конденсаторів або автоматичний регулятор збудження синхронного двигуна.

Зміна потужності компенсувального пристрою спричиняє зміну параметра регулювання на величину  $\Delta x$ . У результаті утворюється замкнутий цикл впливу, який діє до відновлення параметра регулювання. Таке регулювання генерованої реактивної потужності застосовують для багатосекційних батарей конденсаторів і синхронних двигунів. Наприклад, потужність багатосекційної батареї конденсаторів змінюється відповідно до зміни реактивного навантаження вузла системи електропостачання.

## **5.6 Оцінка ефективності використання електродвигунів**

### **5.6.1. Подання трифазних асинхронних двигунів**

У структурі багатьох промислових підприємств та інших споживачів електроенергії приблизно 40–60 % її обсягу припадає на трифазні асинхронні електродвигуни (ТАД), приклад яких подано на рис. 5.20. Вони є основою промислового електроприводу.

Енергетичну якість ТАД характеризують їх ККД ( $\eta$ ) і коефіцієнт потужності ( $\cos \varphi_s$ ). Для найбільш поширених ТАД у діапазоні номінальної потужності  $P_N$  від одиниць до десятків кіловат номіна-



Рисунок 5.20 – Сімейство ТАД різної потужності

льні значення ККД ( $\eta_N$ ) і коефіцієнта потужності  $\cos \varphi_{sN}$  знаходяться у межах 0,7–0,9, зростаючи разом з  $P_N$  і габаритами двигунів.

В умовах експлуатації ТАД значення ККД і коефіцієнта потужності залежать від рівня навантаження на валу, що віддається механічному приймачу потужності  $P$ , тобто вони є функціями ( $\eta P^*$ ) і ( $P^*$ ), де  $P^* = P / P_N$  – відносне значення потужності двигуна на його валу. ТАД проектується таким чином, щоб  $\eta$  і  $\cos \varphi_s$  досягали найбільших значень у діапазоні найбільш ймовірних навантажень, а саме при  $P^* = 0,75 \dots 1,0$ . Тому робота ТАД на більш низьких значеннях навантаження є менш ефективною і небажаною. Це можна довести на прикладі двох ТАД, що спроектовані на різні рівні номінальної потужності: ТАД1 – 7,5 кВт [23] і ТАД2 – 15 кВт [24]. Обидва розраховані на однакову напругу 220/380 В. Це означає, що якщо в живильній мережі змінного струму лінійна напруга  $U$  дорівнює 220 В, то трифазна обмотка статора ТАД повинна бути з'єднана за схемою «трикутник», якщо 380 В – то за схемою «зірка». В обох випадках номінальна фазна напруга обмотки статора  $U_{sN}$  становить 220 В.

Номінальні дані двох розглянутих двигунів наведено в табл. 5.2, де  $I_{sN}$  – номінальний фазний струм обмотки статора (який є одночасно і лінійним струмом, що споживається з мережі за схемою з'єднання обмоток «зірка»);  $n_N$  – номінальна частота обертання;  $m_M$  – маса двигуна.

Таблиця 5.2 – Паспортні дані ТАД

Варіант	$P_N$ , кВт	$\eta_N$	$\cos \varphi_{sN}$	$I_{sN}$ , А	$n_N$ , об/хв	$m_M$ , кг
ТАД1	7,5	0,88	0,86	14,3	1 460	77
ТАД2	15	0,88	0,89	29	1 460	135

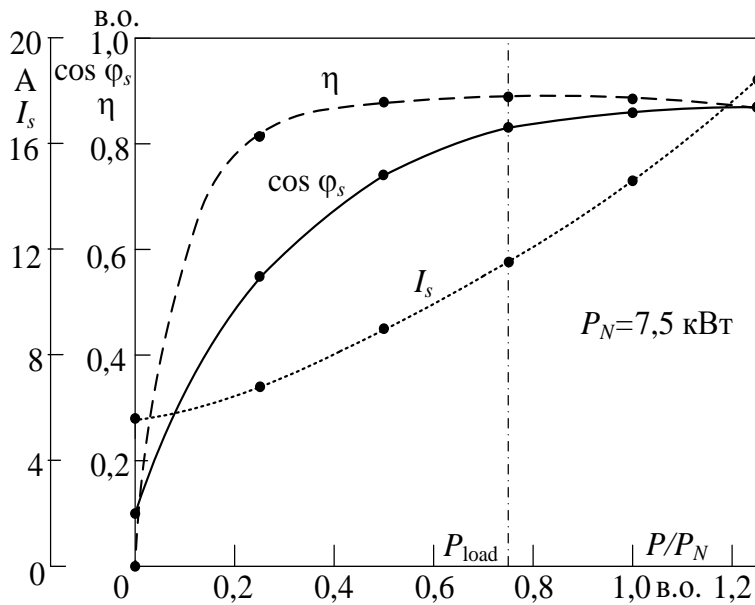


Рисунок 5.21 – Експлуатаційні характеристики трифазного асинхронного двигуна номінальної потужності 7,5 кВт

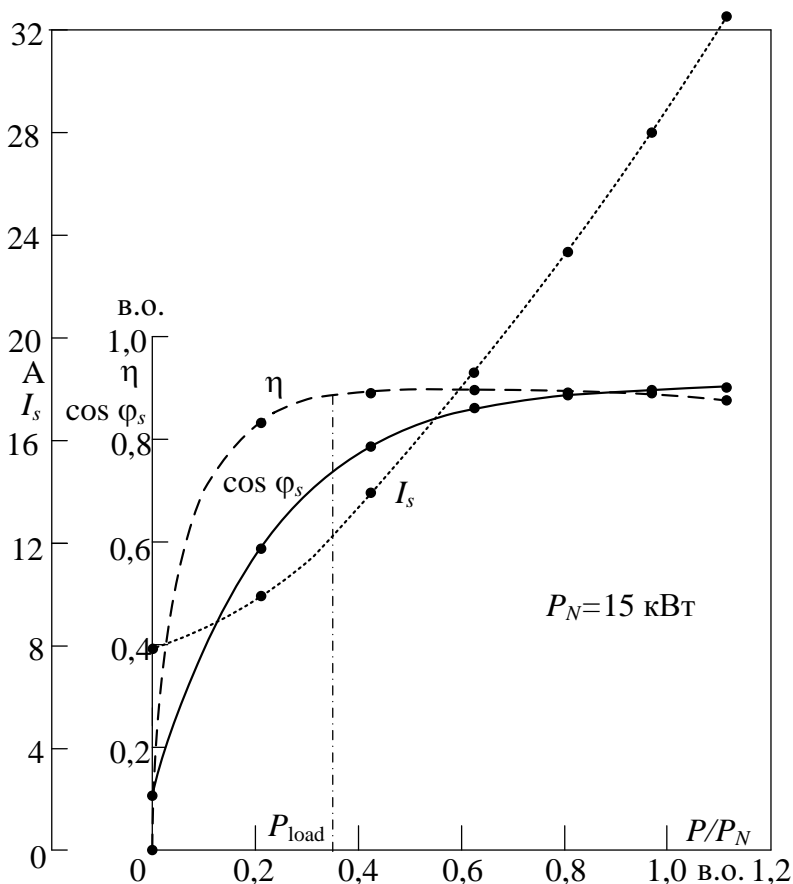


Рисунок 5.22 – Експлуатаційні характеристики трифазного асинхронного двигуна номінальної потужності 15 кВт

Робота ТАД визначається експлуатаційними (робочими) характеристиками (рис. 5.21 і 5.22) [23, 24]. Це залежності величин, що характеризують роботу ТАД, від корисної потужності на валу (тут вона задана у відносних одиницях – в.о.). На рисунках додатково показана характеристика фазного струму  $I_s$  статора.

На прикладі наведених двигунів (табл. 5.2, рис. 5.21 і 5.22) розглянемо ситуацію нерационального використання одного з них.

Припустимо, що для умовного механізму, що приводиться у рух, потрібна потужність  $P_{load} = 5,625$  кВт. А з наявного двигуна для його приводу встановили ТАД2 з номінальною потужністю 15 кВт, який у цьому випадку буде працювати з вихідною потужністю  $P_{out2} = P_{load}$ , а в безрозмірній формі  $P^* = 0,375$  в.о.

За робочими характеристиками на рис. 5.22 отримуємо  $\eta_2 = 0,888$  і струм статора  $I_{s2} = 12,7$  А. Потужність, що споживана з мережі, і втрати потужності у двигуні ТАД2 становитимуть

$$P_{in2} = \frac{P_{out2}}{\eta_2} = 6,334 \text{ кВт}; \Delta P_2 = P_{in2} - P_{out2} = 0,709 \text{ кВт}.$$

### 5.6.2. Приклад аналізу ефективності використання ТАД

Якщо б замість ТАД2 встановили двигун ТАД1 з номінальною потужністю 7,5 кВт, то при тій самій корисній потужності  $P_{out1} = P_{load}$  (див. рис. 5.21) він працював би при  $\eta_1 = 0,887$ ,  $\cos \varphi_{s1} = 0,83$  і струмі статора  $I_{s1} = 11,5$  А.

Тоді потужність, споживана з мережі, і втрати потужності у ТАД1:

$$P_{in1} = \frac{P_{out1}}{\eta_1} = 6,342 \text{ кВт}; \Delta P_1 = P_{in1} - P_{out1} = 0,717 \text{ кВт}.$$

Отриманий результат свідчить про те, що при тій самій корисній потужності  $P_{load}$  вхідна потужність і втрати потужності практично збереглися, а струм статора у разі застосування ТАД1 зменшився на 11,7 % завдяки підвищеному значенню  $\cos \varphi_s$  і їх взаємозв'язку на основі формули

$$P_{out} = \frac{P_{in}}{\eta} = \frac{3 \cdot U_s \cdot I_s \cdot \cos \varphi_s}{\eta}. \quad (5.15)$$

Збільшений струм, у разі застосування двигуна ТАД2, додатково завантажить живлення лінії електропередачі, трансформатори і генератор на електростанції, що призведе до додаткових втрат потужності в них (що пропорційні струму у квадраті). Але зберігання значення втрат потужності може призвести до збільшення перерізів дротів у них і відповідних капітальних витрат. До цього також слід додати, що ТАД2, порівняно з ТАД1 (табл. 5.2), має більшу масу, а, отже, габарити і вартість.

При порівнянні потужностей також очевидно, що програє двигун з більшою номінальною потужністю при малих навантаженнях. Наприклад, якщо потужність навантаження на валу  $P_{load}$  становить 2,25 кВт, то її відносна величина  $P^*$  для ТАД1 становить

тиме 0,3, а для ТАД2 – 0,15. Аналогічно проведені розрахунки дали результати, наведені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Параметри ТАД при малому навантаженні

Варіант	$P^*$	$P_{out}$ , кВт	$\eta$	$\cos\varphi_s$	$I_s$ , А	$P_{in}$ , кВт	$\Delta P$ , кВт
ТАД1	0,3	2,25	0,845	0,592	7,16	2,66	0,41
ТАД2	0,15	2,25	0,774	0,491	9,14	2,91	0,66

Отримані результати свідчать, що при одному й тому самому навантаженні на валу двигуна ТАД2 порівняно з ТАД1 має фазний струм статора  $I_s$  на 28 % більший, а також втрати потужності  $\Delta P$  більші на 61 %. Тобто робота двигуна з більшою номінальною потужністю, з точки зору електроенергетичної системи, є менш ефективною.

Таким чином, наданий приклад доводить, що використання асинхронних двигунів на рівні потужності, яка є суттєво меншою від номінальної, є економічно не вигідним і не рекомендується.

## 5.7. Моделі електроенергетичної системи і підвищення коефіцієнта потужності

### 5.7.1. Модель електроенергетичної системи та постановка завдання

Для розрахунку параметрів енергетичної системи використовуються моделі і ставляться певні завдання з метою підвищення її енергоефективності. Розглянемо роботу енергетичної системи змінного струму частотою  $f = 50$  Гц на основі найпростішої схеми, яка показана на рис. 5.23.

У цьому прикладі наведена схема електростанції із трифазним синхронним генератором  $G$ , підприємство-споживач електроенергії – трифазною системою з навантаженням  $Z_{load}$ . Їх з'єднує трифазна ЛЕП ( $lin$ ), що передає трифазну сис-

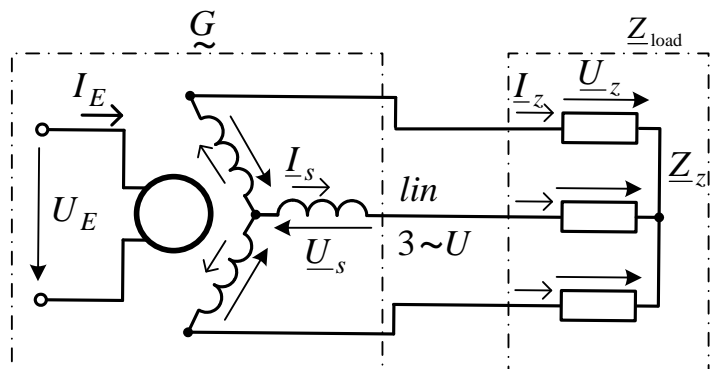


Рисунок 5.23 – Спрощена схема трифазної електроенергетичної системи

тему лінійних напруг  $3\sim U$ . Генератор і навантаження споживача з'єднані за схемою «зірка» і для них позначені відповідні фазні напруги і струми, тобто  $U_s, I_s$  і  $U_z, I_z$ , а також комплексні опори фаз навантаження  $Z_z$ . Обмотка збудження генератора живиться постійними напругою  $U_E$  і струмом  $I_E$ .

Для заданих значень напруги та активної потужності при симетричному навантаженні визначається фазний струм:

$$I_z = \frac{P_z}{3 \cdot U_z \cos \varphi_z}. \quad (5.16)$$

Цей струм залежить від коефіцієнта потужності  $\cos \varphi_z$ , де  $\varphi_z$  – фазовий зсув між  $U_z$  і  $I_z$ . Струм лінії електропередачі (ЛЕП) і струм генератора  $I_s$  безпосередньо визначаються струмом навантаження. Промислове електроустаткування найчастіше є активно-індуктивним навантаженням, і виявляється, що  $\cos \varphi_z < 1$ . Тому ЛЕП і генератори на електростанціях завантажуються підвищеним струмом через наявність значної його реактивної складової.

Звідси очевидно, що підвищення коефіцієнта потужності є актуальним завданням, рішення якого дозволить при незмінній потужності  $P_z$  зменшити встановлену потужність генераторів і ЛЕП, а також втрати активної потужності у них  $\Delta P$ . Цим самим зменшаться капітальні та експлуатаційні витрати в електроенергетичній системі в цілому.

Коефіцієнт потужності можна підвищити, якщо паралельно приймачу підключити ємнісне навантаження, наприклад конденсатори або еквівалентний їм за суттю синхронний компенсатор [25]. Сукупність споживачів енергії, що утворюється у такому випадку, має підсумковий коефіцієнт потужності  $\cos \varphi$ , більший, ніж  $\cos \varphi_z$ , або навіть близький до 1. У конденсаторах активна потужність практично не витрачається, і тому попередня потужність електрообладнання буде забезпечена при меншому струмі ЛЕП і генераторів.

Визначення конкретного ефекту можна провести на основі порівняльних розрахунків двох електричних кіл. У першому електричному колі ЛЕП живить заданого споживача з активно-індуктивним характером, у другому електричному колі до споживача

вача ще підключається паралельно саме ємнісне навантаження – конденсатор. Розглянемо приклад розрахунку таких кіл.

Порівняння та розрахунок параметрів проводиться на основі моделі вихідної енергетичної системи (рис. 5.24), яка вважається симетричною. При цьому, як відомо, розрахунки можна проводити тільки для однієї з її фаз – як для електричного кола однофазного синусоїдного струму.

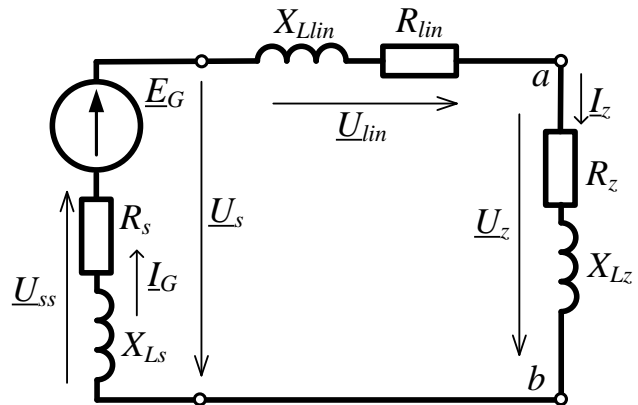


Рисунок 5.24 – Модель вихідної електроенергетичної системи

При розрахунку використовується символічний метод [7], коли напруги, струми й опори подаються комплексними числами, а їх літерні позначення підкреслюються. І замість принципової схеми (див. рис. 5.23) будемо використовувати електричні схеми заміщення, в яких реальні об'єкти змінюються відповідними ним ідеальними елементами.

Для розрахунків беремо такі параметри системи.

1. Навантаження – приймач електроенергії:

- лінійна напруга  $U_{lz} = 6,0$  кВ;
- активна потужність  $P_z = 11,43$  МВт;
- коефіцієнт потужності  $\cos \varphi_z = 0,8$ .

З цього визначаються фазна напруга  $U_z = U_{lz} / \sqrt{3} = 3464$  В; фазний струм з (5.16)  $I_z = 1375$  А; еквівалентні фазні повний, активний і реактивний (індуктивний) опори:

$$Z_z = \frac{U_z}{I_z} = 2,519 \text{ Ом}; \quad R_z = Z_z \cos \varphi_z = 2,015 \text{ Ом};$$

$$X_{Lz} = Z_z \sin \varphi_z = 1,511 \text{ Ом}.$$

Оскільки приймач електроенергії необхідно забезпечити номінальними значеннями напруги, струму і потужності, то у всіх наступних розрахунках це береться як основа. А саме, незмінними для приймача є комплексне значення напруги  $\underline{U}_z = U_z e^{j\psi_{Uz}} = 3464$  В



при початковій фазі  $\Psi_{U_z} = 0$ ; комплексний опір  $\underline{Z}_z = R_z + jX_{Lz} = 2,015 + j1,511 = 2,519e^{j36,87^\circ}$  Ом і комплексне значення струму  $\underline{I}_z = \frac{U_z}{\underline{Z}_z} = 1375 e^{-j36,87^\circ}$  А. При цьому з покажчика ступеня маємо фазовий зсув між струмом і напругою приймача  $\varphi_z = 36,87^\circ$ .

## 2. Синхронний генератор.

Номінальні величини:

- повна потужність  $S_{GN} = 15$  МВ·А;
- лінійна напруга  $U_{GN} = 6,3$  кВ;
- коефіцієнт потужності  $\cos\varphi_{GN} = 0,8$ .

Звідси фазна напруга  $U_{sN} = U_{GN} / \sqrt{3} = 3637$  В; активна потужність  $P_{GN} = S_{GN} \cos\varphi_{GN} = 12$  МВт; фазний струм – за формулою, аналогічною (5.16)  $I_{GN} = 1375$  А. Опори фазної обмотки: активний  $R_s = 0,066$  Ом; реактивний (синхронний – індуктивний)  $X_{Ls} = 3,2$  Ом і комплексний внутрішній опір

$$\underline{Z}_s = R_s + jX_{Ls} = 0,066 + j3,2 = 3,201e^{j88,82^\circ} \text{ Ом.}$$

## 3. Лінія електропередачі.

Зосереджені опори проводу ЛЕП умовно визначені на основі того, що при номінальному режимі роботи системи (див. рис. 5.22) падіння напруги у ЛЕП буде таким, що при номінальній напрузі генератора на приймачі буде забезпечена його задана напруга. При цьому прийняті опори (активний, реактивний, комплексний):

$$R_{lin} = 0,11 \text{ Ом; } X_{lin} = 0,063 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{lin} = R_{lin} + jX_{Lin} = 0,110 + j0,063 = 0,126e^{j29,80^\circ} \text{ Ом.}$$

### 5.7.2. Розрахунок базової електроенергетичної системи

Базовим вважаємо варіант системи без компенсаторів реактивної потужності. Схема заміщення електричного кола такої системи (однієї фази) показана на рис. 5.24, де використані наведені раніше ідеальні елементи, а також ідеальне джерело фазної ЕРС генератора  $E_G$ , яке утворюється в обмотці статора магнітним полем обертового ротора. При цьому вплив реакції якоря й активного опору обмотки статора враховується падінням напруги  $\underline{U}_{ss}$ .

Розрахуємо електроенергетичні параметри споживача, ЛЕП і

генератора за схемою на рис. 5.24.

Струм споживача одночасно у цьому варіанті дає безпосередньо струми ЛЕП і генератора, тобто  $\underline{I}_G = \underline{I}_z = 1375e^{-j36,87^\circ}$  А.

Падіння напруги у проводах ЛЕП і всередині генератора:

$$\underline{U}_{lin} = \underline{Z}_{lin} \cdot \underline{I}_G = 174e^{-j7,06^\circ} \text{ В}; \quad \underline{U}_{ss} = \underline{Z}_s \cdot \underline{I}_G = 4402e^{j51,95^\circ} \text{ В}.$$

На їх основі напруга на затискачах генератора і його ЕРС:

$$\underline{U}_s = \underline{U}_z + \underline{U}_{lin} = 3637 - j21 = 3637e^{-j0,34^\circ} \text{ В};$$

$$\underline{E}_G = \underline{U}_s + \underline{U}_{ss} = 6350 + j3445 = 7225e^{j28,48^\circ} \text{ В}.$$

Комплексні значення дають діючі значення величин:

$$I_G = I_z = 1375 \text{ А}; \quad U_{lin} = 174 \text{ В}; \quad U_{ss} = 4402 \text{ В}; \quad U_s = 3637 \text{ В}; \quad E_G = 7225 \text{ В}.$$

Векторна діаграма для них наведена на рис. 5.25. Втрати потужності всередині генератора

$$\Delta P_G = 3 \cdot R_s \cdot I_G^2 = 375 \text{ кВт},$$

у проводах ЛЕП

$$\Delta P_{lin} = 3 \cdot R_{lin} \cdot I_G^2 = 624 \text{ кВт}$$

і сумарні втрати

$$\Delta P_0 = P_G + P_{lin} = 999 \text{ кВт}.$$

Вихідні повна й активна потужності генератора:

$$S_G = 3 \cdot U_s \cdot I_G = 15,0 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$P_G = P_z + \Delta P_{lin} = 12 \text{ МВт},$$

що відповідає його заданим номінальним параметрам.

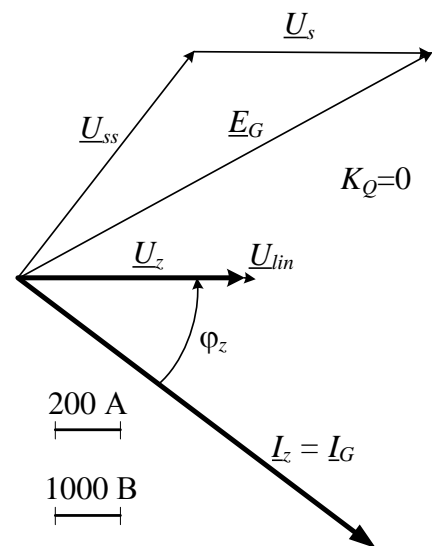


Рисунок 5.25 – Векторна діаграма для вихідної моделі електроенергетичної системи

### 5.7.3. Розрахунок електроенергетичної системи з конденсатором, який компенсує реактивну потужність

Для розрахунку енергетичної системи створено модернізовану модель (для однієї фази) зі схемою заміщення за рис. 5.26. Наведені позначення на схемі такі самі, як у базовій системі (див. рис. 5.24), але паралельно приймачу підключений конденсатор з реактивним опором  $X_C$  і струмом  $\underline{I}_C$  (рис. 5.26).

Режим роботи споживача не змінюється, тому зберігаються його напруга  $\underline{U}_z$ , струм  $\underline{I}_z$ , потужність  $P_z$  і комплексний опір  $\underline{Z}_z$ .

Максимально допустиму ємність конденсатора визначимо з умови резонансу струмів  $\underline{I}_z$  та  $\underline{I}_C$ . Для цього заздалегідь визначаємо активну провідність приймача:

$$B_{Lz} = \frac{X_{Lz}}{R_z^2 + X_{Lz}^2} = 0,238 \text{ СМ},$$

а потім за умовою резонансу – ємнісну провідність конденсатора, його ємнісний опір і ємність:

$$B_C = B_{Lz}; \quad X_{Cb} = \frac{1}{B_C} = 4,2 \text{ Ом}; \quad C_b = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot X_C} = 758 \text{ мкФ}.$$

Використовуючи задану напругу  $U_z$ , визначимо струм у конденсаторі  $\underline{I}_C = \frac{U_z}{-jX_C} = 825 e^{j90^\circ}$  А і струм

у послідовно з'єднаних ЛЕП і генераторі  $\underline{I}_G = \underline{I}_z + \underline{I}_C = 1100 e^{j0^\circ}$  А.

Падіння напруги у проводах ЛЕП і усередині генератора, напруга на затисках генератора і його ЕРС:

$$\underline{U}_{lin} = \underline{Z}_{lin} \cdot \underline{I}_G = 140 e^{j29,78^\circ} \text{ В};$$

$$\underline{U}_{ss} = \underline{Z}_s \cdot \underline{I}_G = 3522 e^{j88,80^\circ} \text{ В};$$

$$\underline{U}_s = \underline{U}_z + \underline{U}_{lin} = 3586 e^{j1,11^\circ} \text{ В};$$

$$\underline{E}_G = \underline{U}_s + \underline{U}_{ss} = 5126 e^{j44,46^\circ} \text{ В}.$$

Між  $\underline{U}_z$  і  $\underline{I}_G$  існує фазовий зсув  $\varphi = \Psi_{Uz} - \Psi_{IG} = 0^\circ$ . Тоді коефіцієнт потужності споживача сумісно з конденсатором:  $\cos \varphi = 1$  (початкові фази  $\Psi_{Uz}$  і  $\Psi_{IG}$  для  $\underline{U}_z$  і  $\underline{I}_G$  витягуються з їх комплексних значень у показовій формі).

Електричний стан системи (див. рис. 5.26) відбиває векторна діаграма на рис. 5.27, де довжини векторів показані в зазначених масштабах.

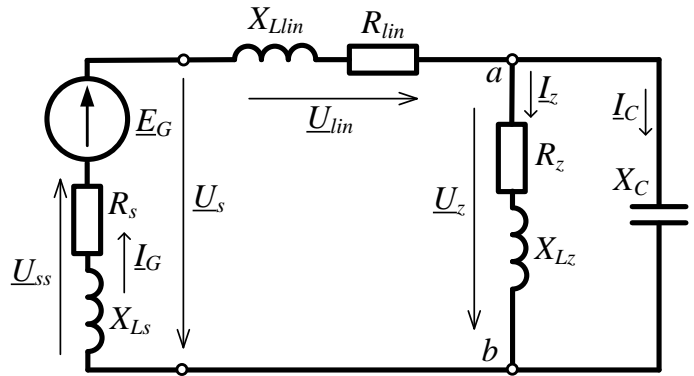


Рисунок 5.26 – Модель модернізованої електроенергетичної системи

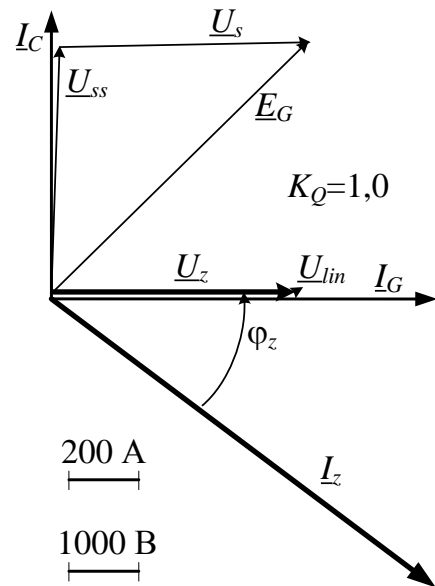


Рисунок 5.27 – Векторна діаграма для модернізованої моделі електроенергетичної системи

Втрати потужності в генераторі  $\Delta P_G = 3 \cdot R_s \cdot I_G^2 = 240$  кВт, у проводах ЛЕП –  $\Delta P_{lin} = 3 \cdot R_{lin} \cdot I_G^2 = 400$  кВт, сумарні –  $\Delta P_\Sigma = P_G + P_{lin} = 639$  кВт.

Вихідні повна й активна потужності генератора:

$$S_G = 3 \cdot U_s \cdot I_G = 11,84 \text{ МВ} \cdot \text{А}; P_G = P_z + \Delta P_{lin} = 11,84 \text{ МВт}.$$

Реактивна потужність споживача

$$Q_{Lz} = 3 \cdot X_z \cdot I_z^2 = 8,57 \text{ Мвар}$$

повністю компенсувалася реактивною потужністю конденсатора

$$Q_C = 3 \cdot X_C \cdot I_C^2 = 8,57 \text{ Мвар}; Q_{Lz} - Q_C = 0.$$

Порівнюючи результати розрахунків вихідної (див. рис. 5.24) і модернізованої (див. рис. 5.26) систем, відзначимо таке.

В обох варіантах коефіцієнт потужності  $\cos\phi_z$  споживача безпосередньо зберігся. Проте щодо ЛЕП коефіцієнт потужності  $\cos\phi$  змінився від 0,8 до 1. За рахунок зменшення струму у ЛЕП і генераторі (з 1 375 до 1 100 А) досягнута економія електроенергії завдяки зменшенню втрат потужності:

$$dP = \Delta P_0 - \Delta P_\Sigma = 999 - 639 = 360 \text{ кВт},$$

де  $\Delta P_0$  – втрати у випадку відсутності компенсації.

Зменшення струму і повної потужності генератора дозволяє, в принципі, вибрати екземпляр із меншими габаритами та вартістю. Цьому ж сприяє зменшення ЕРС генератора  $E_G$ , а саме з 7 225 В до 5 126 В, що дозволяє заощадити на його системі збудження.

#### **5.7.4. Вибір раціонального рівня компенсації реактивної потужності**

Компенсація реактивної потужності залежить від багатьох факторів. Важливим також є вибір варіантів компенсуючого пристрою, що сприяє підвищенню енергоефективності системи. Наприклад, прийняття значення ємності конденсатора за умовою резонансу струмів не є раціональним варіантом, тому що у міру наближення до резонансу нарощування ємності не приводить до підвищення показників електроенергетичної системи.

Щоб показати це, проводиться серія розрахунків при різних значеннях ємності конденсатора:  $C = K_Q C_b$ , де  $C_b$  – базова ємність,

що визначена за умовою резонансу струмів;  $K_Q$  – коефіцієнт компенсації реактивної потужності, який визначає пропорції:

$$K_Q = \frac{Q_C}{Q_{Lz}} = \frac{B_C}{B_{Lz}} = \frac{X_{Cb}}{X_C}.$$

Таким чином, для схеми на рис. 5.26 був прийнятий ряд значень ємнісного опору  $X_C = X_{Cb} / K_Q$  при зміні  $K_Q$  від 0 до 1 ( $X_{Cb} = 4,2$  Ом – визначене раніше базове значення).

Розрахунки, виконані у тому самому порядку, як і в п. 5.7.3, дали результати, наведені в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Дані електроенергетичної системи при різному ступені компенсації реактивної потужності приймача

$K_Q$	$X_C$	$C$	$I_C$	$I_G$	$\Delta P_G$	$\Delta P_{lin}$	$\Delta P_{\Sigma}$	$U_s$	$S_G$	$E_G$	$dP$	$Q_C$
–	Ом	мкФ	А	А	кВт	кВт	кВт	В	МВ·А	В	кВт	Мвар
0	$\infty$	0	0	1 375	375	624	999	3 637	15,0	7 225	–	0
0,2	21,0	152	165	1 283	326	543	869	3 627	13,96	6 771	130	0,57
0,4	10,5	303	330	1 207	288	481	769	3 616	13,09	6 331	230	1,14
0,5	8,4	379	412	1 175	274	456	729	3 611	12,73	6 117	270	1,43
0,6	7,0	455	495	1 149	261	436	697	3 606	12,43	5 908	302	1,71
0,8	5,25	606	660	1 113	245	409	654	3 596	12,00	5 505	345	2,29
1,0	4,2	758	825	1 100	240	400	639	3 586	11,84	5 126	360	2,86

Перший рядок результатів при  $K_Q = 0$  відповідає розрахункам з п. 5.7.2, останній рядок при  $K_Q = 1$  – п. 5.7.3. При цьому потужності та втрати потужності, що визначені для однієї фази, перераховані на трифазну систему (див. рис. 5.23), тобто потроєні.

Графіки характеристик електроенергетичної системи залежно від ступеня компенсації реактивної потужності приймача електроенергії наведено на рис. 5.28.

Очевидно, що раціональним значенням можна прийняти  $K_Q = 0,5$ , тому що далі лінійне зростання ємності не призводить до помітного зниження важливих параметрів – струму в лінії і генераторі, втрат потужності тощо. Відповідна векторна діаграма наведена на рис. 5.29.

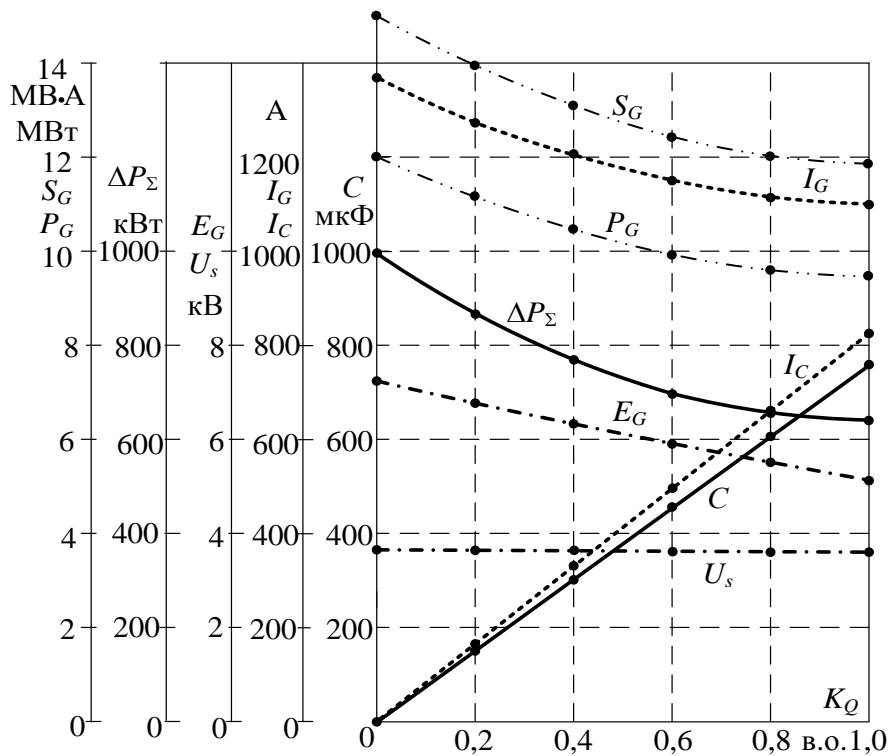


Рисунок 5.28 – Характеристики електроенергетичної системи: залежності її параметрів від ступеня компенсації реактивної енергії

Додамо, що зменшення повної потужності генератора також дасть заощадження капітальних витрат на електростанції.

У цілому установлення компенсуючого пристрою, що має конденсатори, у споживача на підприємстві буде виправданим, якщо пов'язані з цим витрати будуть меншими, ніж економія на електроенергії і генераторі.

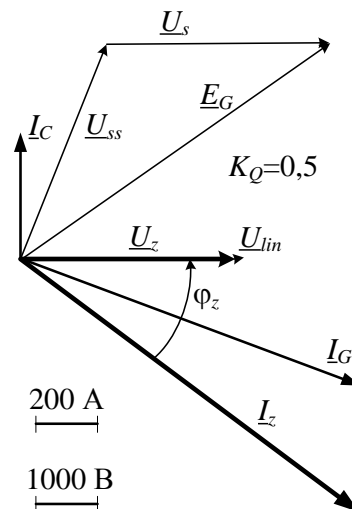


Рисунок 5.29 – Векторна діаграма для електроенергетичної системи при  $K_Q = 0,5$

### 5.7.5. Розрахунок електроенергетичної системи при використанні електромеханічних компенсаторів

Крім компенсуючих пристроїв із конденсаторами, в енергетичних системах використовують синхронні компенсатори (див. рис. 5.5), які являють собою трифазні синхронні електричні ма-

шини, що працюють без механічного навантаження у режимі вироблення реактивної енергії з випереджаючим фазовим зсувом між струмом і напругою.

Розрахунок параметрів електроенергетичної системи при цьому подібний наведеному вище принципу, але у даному випадку необхідно враховувати як реактивний ємнісний опір, так і активний опір обмотки статора. Схема заміщення однієї фази такої системи наведена на рис. 5.30.

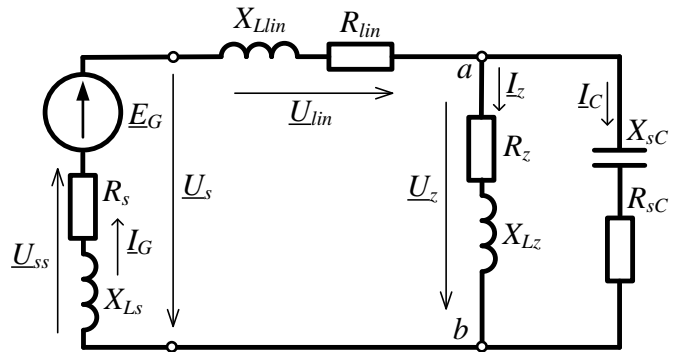


Рисунок 5.30 – Модель електроенергетичної системи з синхронним компенсатором, який увімкнено паралельно споживачу

Енергетична система містить два варіанти компенсаторів, що мають такі параметри:

– лінійна напруга  $U_{CN} = 6,3$  кВ;

– фазна напруга  $U_{sCN} = 3637$ ;

– номінальні значення повної потужності, фазного струму й активний опір фазної обмотки:

1.  $S_{CN} = 5$  МВ·А;  $I_{sCN} = 458$  А;  $R_{sC} = 0,052$  Ом;

2.  $S_{CN} = 10$  МВ·А;  $I_{sCN} = 870$  А;  $R_{sC} = 0,022$  Ом,

– при номінальних струмах  $I_{sCN}$  компенсаторів їх ємнісні опори мають становити 7,55 і 4,2 Ом у першому і другому варіантах.

Результати розрахунків при визначених параметрах компенсаторів і колишніх параметрах генератора та ЛЕП наведено в табл. 5.5 для всієї трифазної системи (на три фази). У першому рядку таблиці при  $K_Q = 0$  наводяться дані з табл. 5.2 (варіант при відсутності компенсувальних пристроїв).

При  $K_Q = 1,0$  виходить повна компенсація реактивної потужності приймача електроенергії, при  $K_Q = 0,556$  – приблизно половинна компенсація. Крім того, в табл. 5.5, порівняно з табл. 5.4, додалися значення  $\Delta P_C$  – втрати потужності у компенсаторі, що тепер додатково увійшли в сумарні втрати  $\Delta P_\Sigma$ , а замість реактивної потужності конденсатора наводиться повна потужність синхронного компенсатора  $S_C$ .

Таблиця 5.5 – Параметри електроенергетичної системи при використанні синхронного компенсатора

$K_Q$	$X_{sc}$	$C_s$	$I_{Cs}$	$I_G$	$\Delta P_G$	$\Delta P_{lin}$	$\Delta P_C$	$\Delta P_\Sigma$	$U_s$	$S_G$	$E_G$	$dP$	$S_C$
–	Ом	мкФ	А	А	кВт	кВт	кВт	кВт	В	МВ·А	В	кВт	МВ·А
0	$\infty$	0	0	1 375	375	624	0	999	3 637	15,0	7 225	–	0
0,556	7,55	422	459	1 163	268	446	33	747	3 609	12,59	6 005	252	4 768
1,0	4,2	758	825	1 105	242	403	45	689	3 586	11,89	5 137	310	8 571

За результатами розрахунку очевидно, що раціональним є варіант синхронного компенсатора при  $S_{CN} = 5$  МВ·А, тому що подвоєння його потужності, а значить, габаритів і ціни, не приносить настільки ж відчутного зменшення втрат потужності  $dP$  і повної потужності  $S_G$  синхронного генератора.

### 5.7.6. Розрахунок електроенергетичної системи при включенні електромеханічних компенсаторів паралельно генератору

Поряд із розглянутим варіантом вмикання синхронного компенсатора паралельно споживачеві (див. рис. 5.30) на електростанції пропонують іноді вмикання компенсатора безпосередньо паралельно генератору. Схема заміщення (однієї фази) електроенергетичної системи з таким вмиканням компенсатора показана на рис. 5.31.

Розраховуючи новий варіант системи, режим роботи споживача, як і раніше, зберігаємо, тому базою розрахунку є його напруга  $\underline{U}_z$ , струм  $\underline{I}_z$ , активна потужність  $P_z$  і комплексний опір  $\underline{Z}_z$ . Зберігаються також опір ЛЕП і внутрішній опір генератора.

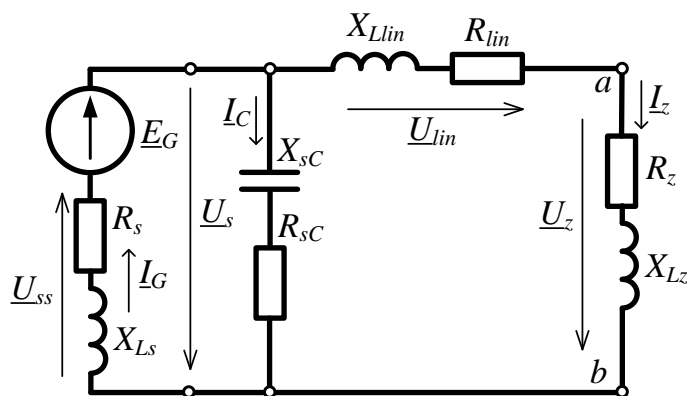


Рисунок 5.31 – Модель електроенергетичної системи з синхронним компенсатором, який увімкнено паралельно генератору

При зазначених умовах розрахунки знову були проведені символічним методом за схемою заміщення на рис. 5.31 для двох на-



ведених раніше варіантів синхронного компенсатора (див. п. 5.7.5). Результати розрахунків відображені у табл. 5.6, де також показаний варіант системи без компенсації реактивної потужності. Величини, подані у табл. 5.6 (на три фази), аналогічні раніше представленим у табл. 5.5.

Таблиця 5.6 – Параметри електроенергетичної системи з використанням синхронного компенсатора, що вмикається паралельно генератору

$K_Q$	$X_{sc}$	$C_s$	$I_{Cs}$	$I_G$	$\Delta P_G$	$\Delta P_{lin}$	$\Delta P_C$	$\Delta P_\Sigma$	$U_s$	$S_G$	$E_G$	$dP$	$S_C$
–	Ом	мкФ	А	А	кВт	кВт	кВт	кВт	В	МВ·А	В	кВт	МВ·А
0	$\infty$	0	0	1375	375	624	0	999	3 637	15,0	7 225	–	0
0,556	7,55	422	482	1159	266	596	64	926	3 637	12,64	5 946	73	5 006
1,0	4,2	758	866	1111	244	574	100	918	3 637	12,12	5 030	81	8 999

Порівнюючи дані табл. 5.5 і 5.6, можна констатувати, що варіант підключення синхронних компенсаторів паралельно генератору на електростанції, порівняно з варіантом їх розташування у споживача, за цілим рядом параметрів програє.

Зокрема, для основного варіанта компенсатора з потужністю 5 МВ·А економія потужності  $dP$  зменшується у 3,5 раза. Це пояснюється тим, що в схемі на рис. 5.31 по ЛЕП перекачується вся реактивна енергія споживача з таким самим струмом, що становить  $I_z = 1375$  А.

При порівнянні варіанта схеми на рис. 5.30 визначено, що компенсується реактивна енергія саме споживача і по ЛЕП проходить значно менший струм, що дорівнює  $I_G = 1161$  А, замість  $I_G = 1375$  А.

### Запитання для самоперевірки

1. Якими потужностями оцінюються приймачі електричної мережі змінного струму?
2. Що таке реактивна потужність і до яких наслідків вона призводить?
3. Які електротехнічні пристрої виробляють реактивну потужність?

4. З яких причин недоцільна концентрація реактивної потужності?
5. Які пристрої використовують для зменшення реактивної потужності при несиметричному навантаженні мережі?
6. Які заходи застосовують для зменшення реактивної потужності на підприємстві?
7. Що розуміють як поняття «баланс реактивної потужності»?
8. Які електротехнічні пристрої використовують для балансу реактивної потужності в мережі?
9. До поліпшення яких параметрів приводить компенсація реактивної потужності?
10. Що являють собою синхронні компенсатори, та яку функцію вони виконують?
11. У чому полягає функція зменшення реактивної потужності синхронними двигунами?
12. Де використовуються конденсатори, та які особливості їх роботи?
13. Що використовується для корекції коефіцієнта потужності в електричній мережі?
14. Для чого в електричних мережах застосовуються дроселі та індуктивні шунтувальні реактори?
15. Що являє собою силовий пристрій фільтрації гармонік та компенсації реактивної потужності мережі змінного струму?
16. З якою метою використовуються тиристорні компенсатори реактивної потужності?
17. Які існують методи регулювання потужності компенсувальних пристроїв?
18. Які схеми регулювання та керування параметрами використовуються при автоматизації режимів компенсувальних пристроїв?
19. Від чого залежать основні параметри асинхронних двигунів під час їх експлуатації?
20. Що являє собою модель спрощеної схеми трифазної електроенергетичної системи, та як виконується розрахування її основних параметрів?

## **6. ЕЛЕКТРОБАЛАНС І ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

### **6.1. Основні положення**

Для виявлення всіх резервів економії енергоресурсів на промислових підприємствах необхідно скласти електричний баланс. Електробаланс – це баланс виробництва, перетворення, розподілу і споживання всіх видів енергії з урахуванням її витрат на продукцію підприємства.

Розрізняють три основних види електробалансу:

1) фактичний, що відображає сформовані у цеху або на промисловому підприємстві виробничі умови;

2) нормалізований, що враховує можливості раціоналізації та оптимізації електроспоживання і зниження втрат у механізмах та електричних мережах, а також нормування електроживлення на основні технологічні процеси виготовлення продукції підприємства;

3) перспективний, що складається з урахуванням прогнозованого розвитку виробництва та його якісних змін на найближчий період (до 5 років) або на більш тривалий термін.

Основна мета електробалансу – визначення ступеня корисного використання електроенергії та пошук шляхів зниження її витрат, а також раціоналізації електроспоживання. Тому основним видом електробалансу слід вважати баланс активної енергії, що визначає реальний режим і рівень використання електричної енергії.

Електричний баланс промислового підприємства складається з притоку (прибуткова частина) і витрат (витратна частина) електричної енергії (активної і реактивної).

*Прибутковою частиною* електричної енергії є енергія, отримана від енергетичної системи або від мереж інших підприємств, а також вироблена електрична енергія установками підприємства (генераторами, синхронними компенсаторами і конденсаторами).

*Витратна частина* – це енергія, що належить до таких статей витрат:

– прямі витрати електричної енергії на основний технологічний процес, спрямований на випуск продукції без урахування

втрат у обладнанні, до якого відносяться великогабаритні споживачі електричної енергії (електричні печі, компресорні та насосні установки, прокатні стани та ін.);

– непрямі витрати електричної енергії на основний технологічний процес при порушенні технічних норм (волога шихта, аварійна ситуація та ін.);

– витрати енергії на допоміжні потреби (вентиляція приміщень цехів, цеховий транспорт, освітлення тощо);

– втрати електроенергії в елементах системи електропостачання (лініях, трансформаторах, реакторах, компенсувальних пристроях, двигунах, розподільних пристроях та ін.);

– відпускання електроенергії стороннім споживачам (їдальні, клуби, селища, магазини, міський транспорт тощо).

Перераховані статті витрат на промислових підприємствах, при складанні електробалансу, не є обов'язковими і можуть постійно змінюватися залежно від випуску продукції. За вибраними статтями витрат визначаються витрати електричної енергії на промислового підприємстві за відповідною методикою розрахунку, де виділяються найбільш навантажені цехи і зміни роботи обладнання.

## **6.2. Визначення параметрів витрати електричної енергії на промислових підприємствах**

Для складання електричного балансу необхідно врахувати можливі види витрат електричної енергії, які обов'язково повинні відображатися в єдиних методах розрахунку промислового підприємства.

Витрата електричної енергії визначається за звітний період часу (добу, місяць, квартал або рік) за показами лічильників, що встановлюються на кожній ділянці лінії електричної мережі цеху підприємства. Питома витрата енергії при розрахунку визначається на одиницю продукції, порівнянну з показниками основних цехів або дільниць підприємства.

Рекомендується визначати витрату електроенергії на підприємстві за добу за спеціальними методиками розрахунку, які в кінцевому підсумку визначають електробаланс. При його складанні

виділяються енергетично навантажені цехи або дільниці підприємства (наприклад, ливарні, насосні, вентиляційні тощо).

На практиці при розрахунках втрат електричної енергії на підприємстві здебільшого визначаються втрати енергії живильної лінії, втрати енергії при роботі трансформатора на трансформаторній підстанції підприємства або цеху і втрати енергії при роботі основного обладнання. Розглянемо положення методики розрахунку, якими визначаються деякі параметри витрати електроенергії.

Втрати активної електричної енергії на лінії у трифазній системі за добу роботи підприємства:

$$\Delta W_{a_{wel}}^L = 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{avL}^2 \cdot R_{eqL} \cdot T_w, \quad (6.1)$$

де  $k_f$  – коефіцієнт форми графіка добового навантаження, який становить 1,01...1,1 і розраховується на основі показань лічильників активної енергії, що розташовані на цій лінії:

$$k_f = \sqrt{m} \cdot \frac{\sqrt{\sum (W_{a,\Delta t})^2}}{W_{a,t}}, \quad (6.2)$$

де  $m$  – кількість відліків показів лічильника протягом часу, за який визначається  $k_f$ ;  $W_{a,\Delta t}$ ,  $W_{a,t}$  – витрати активної енергії (кВт·год), що визначаються за лічильником за робочий інтервал часу  $\Delta t = t/m$  і за вказаний час  $t$  (год);  $I_{avL}$  – середнє значення лінійного струму (А), який проходить по ділянці лінії цеху, що визначається згідно зі значеннями показань лічильників витрати електричної енергії такими варіантами:

$$I_{avL} = \frac{\sqrt{W_{a,w}^2 + W_{r,w}^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot T_w}; \quad I_{avL} = \frac{W_{a,w}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot T_w \cdot \cos\varphi_{avL}}, \quad (6.3)$$

де  $W_{a,w}$ ,  $W_{r,w}$  – витрати активної і реактивної електроенергії, що передаються через лінію за характерну добу, кВт·год, квар·год;  $U$  – лінійна напруга лінії, кВ;  $T_w$  – час роботи обладнання за добу, год;  $\cos\varphi_{avL}$  – середньозважений коефіцієнт потужності, що передається через лінію;  $R_{eqL}$  – еквівалентний активний опір лінії, Ом.

Іноді втрати активної електричної енергії на лінії за добу визначають, виходячи з найбільш навантаженої зміни підприємства (наприклад, денної). Тоді втрати енергії визначаються як

$$\Delta W_{a\,wel}^L = 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{avL}^2 \cdot R_{eqL} \cdot T'_{weq(1-3)}, \quad (6.4)$$

де  $T'_{weq(1-3)}$  – час роботи устаткування (наприклад, 1-ї–3-ї зміни), зведений до навантаження денної зміни, год.

При визначенні втрат реактивної енергії на лінії за добу у розрахунку використовують еквівалентний реактивний опір  $X_{eqL}$  замість активного опору  $R_{eqL}$ .

Еквівалентним називається опір умовної нерозгалуженої лінії, струм якої дорівнює струму головної ділянки на лінії і втрати енергії якої дорівнюють її втратам у мережі, тобто:

$$R_{eqL} = \frac{\Delta W_a^L}{3 \cdot I_L^2 \cdot T_w}; \quad X_{eqL} = \frac{\Delta W_r^L}{3 \cdot I_L^2 \cdot T_{eqvp}}, \quad (6.5)$$

де  $\Delta W_a^L$ ,  $W_r^L$  – активні і реактивні втрати енергії на лінії, кВт·год, квар·год;  $I_L$  – лінійний струм головної ділянки лінії, А.

Отримати еквівалентні опори за допомогою показань приладу достатньо складно. Тому рекомендується визначати їх розрахунковим шляхом через номінальні значення струмів і втрат потужності, тобто:

$$R_{eqL} = \frac{\Sigma \Delta P_{NL}}{3 I_{NL}^2} + \frac{\Sigma \Delta P_{ad}}{3 I_{NL}^2} \cdot \frac{I_{avL}^2}{I_{NL}^2} \cdot k_f^2; \quad X_{eqL} = \frac{\Sigma \Delta Q_{NL}}{3 \cdot I_{NL}^2}, \quad (6.6)$$

де  $I_{NL}$  – номінальний струм головної ділянки лінії, А;  $\Sigma \Delta P_{NL} = \Sigma 3 \cdot I_{Nl}^2 \cdot R_{l20}$  – сума номінальних активних втрат потужностей, Вт, усіх ділянок лінії зі струмами  $I_{Nl}$ , де їх активний опір  $R_{l20}$  визначається при температурі 20 °С;  $\Sigma \Delta P_{ad} = \Sigma 3 \cdot I_{Nl}^2 \cdot \Delta R_l$  – сума додаткових активних втрат потужності, які виникають за рахунок збільшення опору через підвищення температури на ділянках лінії при проходженні струму, Вт;  $\Delta R_l = K \frac{I_{Nl}^2}{I_{max}^2} \cdot R_{l20}$  – зміна активних опо-

рів ділянок лінії при максимально допустимих за нагріванням їх струмах  $I_{\max}$ , Ом;  $K = \Delta\theta \cdot k_{RL}$  – коефіцієнт, що враховує максимальний припустимий перегрів  $\Delta\theta$  проводів на лінії, °С;  $k_{RL}$  – коефіцієнт підвищення опору при нагріванні проводів на ділянках лінії на 1°С, °С<sup>-1</sup>;  $\Sigma\Delta Q_{NL} = \Sigma 3 \cdot I_{Nl}^2 \cdot X_l$  – сума реактивних втрат потужності усіх ділянок лінії, вар;  $X_l$  – реактивний опір однієї ділянки лінії, Ом.

*Втрати електричної енергії у трансформаторах за добу*

Втрати активної електричної енергії у трансформаторах, кВт·год:

$$\Delta W_{aw}^T = \Delta P'_{oT} \cdot T_{wT} + \Delta P'_{kT} \cdot \beta_{zT}^2 \cdot T_{wTl}, \quad (6.7)$$

де  $\Delta P'_{oT} = \Delta P_{oT} + k_{PQ} \cdot \Delta Q_{oT}$  – зведені втрати активної потужності трансформатора при НХ;  $\Delta P_{oT}$  – втрати потужності при НХ, що прийняті у розрахунках та дорівнюють магнітним втратам потужності у сталі осердя по каталогу, кВт;  $k_{PQ}$  – коефіцієнт втрат, який залежить від передачі реактивної потужності, у середньому дорівнює 0,07 кВт/квар;  $\Delta Q_{oT} = S_{NT} \cdot i_{oT} / 100$  – постійна складова втрат реактивної потужності трансформатора при НХ, квар;  $S_{NT}$  – повна номінальна потужність трансформатора, кВ·А;  $i_{oT}$  – струм НХ трансформатора, %;  $T_{wT}$  – повний час роботи трансформатора за добу, год;  $\Delta P'_{kT} = \Delta P_{kT} + k_{PQ} \cdot \Delta Q_{kT}$  – наведені втрати потужності при КЗ;  $\Delta P_{kT}$  – втрати потужності при КЗ, що приймаються по каталогу рівними електричним втратам потужності у металі обмоток трансформатора, кВт;  $\Delta Q_{kT} = S_{NT} \cdot u_{kT} / 100$  – реактивна потужність, що споживається трансформатором при КЗ і при повному навантаженні, квар;  $u_{kT}$  – напруга КЗ, %;  $\beta_{zT} = I_{avT} / I_{NT}$  – коефіцієнт навантаження трансформатора;  $I_{NT}$  – номінальний струм трансформатора;  $I_{avT}$  – середній струм трансформатора за обліковий період;  $T_{wTl}$  – час роботи трансформатора під навантаженням за добу, год.

Втрати реактивної електричної енергії у трансформаторах за добу, квар·год:

$$\Delta W_{rw}^T = S_{NT} \cdot \frac{i_{oT}}{100} \cdot T_{wT} + S_{NT} \cdot \frac{u_{kT}}{100} \cdot k_{zT}^2 \cdot T_{wTl}. \quad (6.8)$$

Втрати активної потужності у трансформаторі:

$$\Delta P_T = \Delta P'_{oT} + \Delta P'_{wT} \cdot \beta_{zT}^2, \quad (6.9)$$

де  $\Delta P'_{wT}$  – наведені втрати активної потужності у його обмотках при номінальних струмах.

Втрати потужності у триобмотковому трансформаторі:

$$\Delta P_T = \Delta P'_{oT} + \Delta P'_{wT1} \cdot \beta_{zT1}^2 + \Delta P'_{wT2} \cdot \beta_{zT2}^2 + \Delta P'_{wT3} \cdot \beta_{zT3}^2, \quad (6.10)$$

де  $\Delta P'_{wT1}, \Delta P'_{wT2}, \Delta P'_{wT3}$  – зведені втрати активної потужності в обмотках трансформатора вищої (1), середньої (2) і нижчої (3) напруг;  $\beta_{zT1}, \beta_{zT2}, \beta_{zT3}$  – коефіцієнти навантажень обмоток трансформатора вищої (1), середньої (2) і нижчої (3) напруг.

*Втрати електричної енергії в двигунах.* На підприємствах, що мають великі агрегати (наприклад, прокатний стан, насосно-компресорну станцію тощо), розрахунок втрат електричної енергії необхідно проводити з урахуванням роботи електродвигунів, які приводять у рух різні механізми.

При сталому режимі роботи електродвигунів витрату електроенергії визначають з урахуванням електричних втрат у обмотках, магнітних втрат у сталі осердя і механічних втрат.

Втрати електричної енергії в обмотках двигунів визначають аналогічно за формулами (6.1) або (6.4), в яких замість значення  $R_{eqL}$  підставляють значення:

- для двигунів постійного струму – опір обмотки якоря  $R_a$ , а також коефіцієнт  $\beta$  – відсутній;
- для синхронних двигунів – опір обмотки статора  $R_s$ ;
- для асинхронних двигунів – суму опорів обмотки статора і зведеного до статора опору обмотки ротора, тобто  $R_s + R'_r$ .

*Магнітні втрати енергії у сталі осердь двигунів* визначають на основі показань приладів, що розташовані на крупних двигу-



нах (лічильників активної енергії, ватметрів і амперметрів). Наприклад, магнітні втрати енергії за добу для трифазних асинхронних двигунів із фазним ротором:

$$\Delta W_{mag}^M = \left[ P_{oM0} - 3 \cdot I_{os0}^2 \cdot (R_s + R_r') \right] \cdot T_{wM}, \quad (6.11)$$

де  $P_{oM0}$ ,  $I_{os0}$  – потужність і струм статора двигуна при нерухомому роторі;  $T_{wM}$  – час роботи двигуна за добу.

Для інших двигунів магнітні і механічні втрати мало залежать від навантаження і їх визначають у сукупності. Так, механічні втрати в агрегаті і магнітні втрати у сталі:

– приводного асинхронного двигуна

$$\Delta W_{mec}^M + \Delta W_{mag}^M = (P_{oM} - 3 \cdot I_{os}^2 \cdot R_s) \cdot T_{wM}, \quad (6.12)$$

де  $P_{oM}$ ,  $I_{os}$  – потужність і струм статора двигуна при неробочому ході (НХ);

– для машин постійного струму

$$\Delta W_{mec}^M + \Delta W_{mag}^M = (P_o - I_{oa}^2 \cdot \Sigma R_a) \cdot T_{wM}, \quad (6.13)$$

де  $P_{oM}$ ,  $I_{oa}$  – потужність двигуна і струм його якоря при НХ;  $\Sigma R_a$  – сумарний опір якірного кола.

При складних перехідних процесах, що обумовлені приведенням навантаження до руху, розрахунок витрат електричної енергії більш складний та менш точний і потребує спеціальних методик.

У перехідних процесах витрата енергії у двигунах визначається сумою змінних і постійних втрат.

*Постійні втрати* електричної енергії (у кіловат-годинах) визначаються з урахуванням електричних втрат у обмотках, магнітних втрат у сталі і механічних втрат. На практиці при розрахунку витрат електричної енергії такі втрати розраховуються у процентному відношенні, тому що вони незначні.

*Змінні втрати* електричної енергії (у кіловат-годинах) визначаються:

– при пуску двигуна

$$\Delta W_{start}^M \approx k_{var} \cdot q_{start} \cdot \frac{J_{RM} \cdot n_o^2}{2620} \cdot 10^{-6}; \quad (6.14)$$

– при гальмуванні противмиканням

$$\Delta W_{br}^M \approx 3 \cdot k_{var} \cdot q_{br} \frac{J_{RM} \cdot n_o^2}{2620} \cdot 10^{-6}; \quad (6.15)$$

– при реверсі

$$\Delta W_{rev}^M \approx 4 \cdot k_{var} \cdot q_{rev} \frac{J_{RM} \cdot n_o^2}{2620} \cdot 10^{-6}, \quad (6.16)$$

де  $k_{var}$  – коефіцієнт змінних втрат:  $k_{var} = 1$  – для двигунів постійного струму паралельного збудження;  $k_{var} = 1 + R_s / R_r'$  – для асинхронних двигунів із фазним ротором;  $k_{var} \approx 2$  – для синхронних двигунів при асинхронному пуску і асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором;  $q_{start}, q_{br}, q_{rev}$  – кількість пусків, гальмувань, реверсів двигунів за годину;  $n_o$  – частота обертання двигуна при ідеальному НХ;  $J_{RM}$  – момент інерції приводу (двигуна і механізму).

Величина  $J_{RM}$  визначається методом вільного вибігу – для цього двигун, що обертається при неробочому ході, відключають від мережі і через визначені інтервали часу вимірюють частоту обертання. За результатами вимірювань будують криві залежно від частоти обертання двигуна від часу, тобто  $n = f(t)$ , і визначають уповільнення на початку вибігу як тангенс кута нахилу  $\alpha_0$  дотичної до кривої у точці  $t = 0$ .

Отже, момент інерції приводу

$$J_{RM} = \frac{365 \cdot \Delta P_{omec}^{RM}}{\alpha_0 \cdot n_o}, \quad (6.17)$$

де  $\Delta P_{omec}^{RM}$  – потужність механічних втрат приводу, кВт.

Опори обмоток статора і ротора для асинхронних двигунів з фазним ротором визначаються за допомогою вимірювальних приладів методом вольтметра й амперметра або подвійного вимірювального моста.

Зведений до обмотки статора опір обмотки фазного ротора

$$R_r' = R_r \left( \frac{U_{s lin} \cdot 0,98}{U_{r lin}} \right)^2, \quad (6.18)$$

де  $U_{s lin}, U_{r lin}$  – лінійні напруги обмотки статора і на кільцях ротора.

### 6.3. Приклад розрахунку витрати електричної енергії на промисловому підприємстві

Розглянемо як приклад добову роботу сортопрокатного стану гарячої прокатки, який катає різний профіль: коло, квадрат, смугу тощо. З урахуванням добової роботи стану 24 години робочий час його становить  $T_w = 22$  год, при цьому безпосередньо прокатка займає час  $T_{wrol} = 18$  год, а час  $T_{wo} = 4$  год він знаходиться у режимі неробочого ходу (НХ). Приклад прокатного стану подано на рис. 6.1.

Головний привід прокатного стану складається з двох трифазних асинхронних двигунів із фазним ротором, що утворюють єдиний вал. Параметри двигунів наведені у табл. 6.1, де  $P_N$ ,  $n_N$  – номінальні потужність і частота обертання;  $U_N$  – номінальна лінійна напруга статора;  $U_{lr}$  – лінійна напруга на контактних кільцях ротора;  $I_{sN}$ ,  $I_{rN}$  – номінальні фазні струми статора і ротора;  $R_s$ ,  $R_r$  – активні опори фазних обмоток статора і ротора;  $R'_r$  – зведений опір обмотки ротора (6.18).



Рисунок 6.1 – Стан гарячої прокатки

Наведені двигуни живляться від цехової підстанції окремою трифазною лінією напругою 2 кВ, яка забезпечена лічильником активної електричної енергії. Добові витрати електроенергії приводними двигунами разом із лінією становлять  $W_w^{RL} = 19\,700$  кВт·год. Встановлено також, що допоміжні установки стану (панелі керування, вентилятори, крани, нагрівальні печі тощо), які живляться від окремої підстанції напругою 220 В, витрачають за добу електроенергію  $W_{ad}^{RM} = 4\,000$  кВт·год.

Таблиця 6.1 – Параметри двигунів головного приводу прокатного стана

Номер двигуна	$P_N$ , кВт	$n_N$ , об/хв	$U_N$ , В	$U_{lr}$ , В	$I_{sN}$ , А	$I_{rN}$ , А	$R_s$ , Ом	$R_r$ , Ом	$R'_r$ , Ом
M1	900	985	2 000	950	300	575	$28,5 \cdot 10^{-3}$	$10,7 \cdot 10^{-3}$	$47,4 \cdot 10^{-3}$
M2	530	985	2 000	840	181,5	380	$82 \cdot 10^{-3}$	$11,8 \cdot 10^{-3}$	$52,4 \cdot 10^{-3}$

На підставі викладеного розрахуємо енергобаланс роботи прокатного стана і проілюструємо його за допомогою енергетичної діаграми.

*Складові електробалансу прокатного стана*

Загальна витрата електричної енергії прокатного стана:

$$W_s^{RM} = W_w^{RL} + W_{ad}^{RM} = 19\,700 + 4\,000 = 23\,700 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Витрата електричної енергії  $W_w^{RL}$  складається з її втрат у лінії, втрат у двигунах та електричної енергії, що витрачена безпосередньо на корисну роботу прокатного стана. Розглянемо ці складові, одночасно роблячи розкладку на позначені робочі інтервали часу  $T_w$  (за добу),  $T_{wo}$  (при НХ) і  $T_{wrol}$  (безпосередньо прокатка металу).

*Електричні втрати енергії у трифазній лінії головного приводу прокатного стана при його роботі:*

1) за добу за формулою (6.1):

$$\begin{aligned} \Delta W_{awel}^L &= 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{avL}^2 \cdot R_{eqL} \cdot T_w \cdot 10^{-3} = \\ &= 3 \cdot 1,05^2 \cdot 320^2 \cdot 0,0127 \cdot 22 \cdot 10^{-3} = 94,5 \text{ кВт} \cdot \text{год,} \end{aligned}$$

де прийнято:

– коефіцієнт форми графіка добового навантаження  $k_f = 1,05$  за (6.2);

– еквівалентний активний опір проводу лінії  $R_{eqL} = r_0 l_L = 0,0127$  Ом з урахуванням довжини лінії  $l_L = 0,206$  км і питомого лінійного опору  $r_0 = 0,0615$  Ом/км;

– середнє значення струму лінії приводних двигунів прокатного стана з урахуванням (6.3):

$$I_{avL} = \frac{W_w^{RL}}{\sqrt{3} U_N \cdot \cos \varphi_{svL} \cdot T_w} = \frac{19700 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2000 \cdot 0,81 \cdot 22} \approx 320 \text{ А;}$$

– середньозважений коефіцієнт потужності лінії всіх прокатних станів цеху, який визначається за добовими витратами активної та реактивної енергії його головних приводів:  $\cos\varphi_{svL} = 0,81$ ;

2) за час НХ з урахуванням вимірюваних струмів неробочого ходу двигунів:  $I_{oM1} = 94,5$  А і  $I_{oM2} = 83$  А:

$$\begin{aligned}\Delta W_{oel}^L &= 3 \cdot (I_{oM1} + I_{oM2})^2 \cdot R_{eqL} \cdot T_{wo} \cdot 10^{-3} = \\ &= 3 \cdot (94,5 + 83)^2 \cdot 0,0127 \cdot 4 \cdot 10^{-3} = 4,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}\end{aligned}$$

*Електричні втрати енергії в приводних двигунах* при роботі прокатного стана підрозділяються на електричні втрати в провідниках обмоток, магнітні втрати у сталевих осердях, механічні втрати при обертанні ротора на тертя у підшипниках, контактних кільцях на тертя об повітря. Існують ще додаткові втрати, які виділити важко, тому вони розподіляться в інших видах втрат.

Розглянемо зазначені види втрат енергії у двигунах за різні інтервали часу.

Електричні втрати енергії у приводних двигунах:

1) за добу для кожного з двигунів М1 і М2:

$$\begin{aligned}\Delta W_{wel}^{M1} &= \Delta P_{wel}^{M1} \cdot T_w = 10,1 \cdot 22 = 223 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \\ \Delta W_{wel}^{M2} &= \Delta P_{wel}^{M2} \cdot T_w = 6,3 \cdot 22 = 138 \text{ кВт} \cdot \text{год},\end{aligned}$$

де середні потужності електричних втрат у двигунах за добу:

$$\begin{aligned}\Delta P_{wel}^{M1} &= 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{avM1}^2 \cdot (R_{s1} + R'_{r1}) = \\ &= 3 \cdot 1,05^2 \cdot 201^2 \cdot (28,5 \cdot 10^{-3} + 47,4 \cdot 10^{-3}) \cdot 10^{-3} = 10,1 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{wel}^{M2} &= 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{avM2}^2 \cdot (R_{s2} + R'_{r2}) = \\ &= 3 \cdot 1,05^2 \cdot 119^2 \cdot (82,0 \cdot 10^{-3} + 52,4 \cdot 10^{-3}) \cdot 10^{-3} = 6,3 \text{ кВт},\end{aligned}$$

що визначені за середніми значеннями струмів за добу в них, знайденими через пропорційний (за потужностями) розподіл середнього струму лінії  $I_{avL}$ :

$$\begin{aligned}I_{avM1} &= I_{avL} \cdot \frac{P_{N1}}{P_{N1} + P_{N2}} = 320 \cdot \frac{900}{1430} = 201 \text{ А}; \\ I_{avM2} &= I_{avL} \cdot \frac{P_{N2}}{P_{N1} + P_{N2}} = 320 \cdot \frac{530}{1430} = 119 \text{ А},\end{aligned}$$

а у підсумку сума електричних втрат енергії у двигунах за добу:

$$\Delta W_{wel}^M = \Delta W_{wel}^{M1} + \Delta W_{wel}^{M2} = 223 + 138 = 361 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

2) за час НХ прокатного стана:

$$\Delta W_{oel}^{M1} = \Delta P_{oel}^{M1} \cdot T_{wo} = 2 \cdot 4 = 8 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta W_{oel}^{M2} = \Delta P_{oel}^{M2} \cdot T_{wo} = 2,8 \cdot 4 = 11,2 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

де потужності електричних втрат у двигунах при НХ:

$$\Delta P_{oel}^{M1} = 3 \cdot I_{oM1}^2 \cdot (R_{s1} + R'_{r1}) = 3 \cdot 94,5^2 \cdot (28,5 \cdot 10^{-3} + 47,4 \cdot 10^{-3}) \cdot 10^{-3} = 2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{oel}^{M2} = 3 \cdot I_{oM2}^2 \cdot (R_{s2} + R'_{r2}) = 3 \cdot 83^2 \cdot (82,0 \cdot 10^{-3} + 52,4 \cdot 10^{-3}) \cdot 10^{-3} = 2,8 \text{ кВт},$$

а їх струми при НХ, що виміряні за приладами:

$$I_{oM1} = 94,5 \text{ А}; I_{oM2} = 83 \text{ А}.$$

Сумарно електричні втрати енергії в двигунах за час НХ:

$$\Delta W_{oel}^M = \Delta W_{oel}^{M1} + \Delta W_{oel}^{M2} = 8 + 11,2 = 19,2 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

3) за час роботи прокатного стана при гарячій прокатці профілю:

$$\Delta W_{rol\ el}^M = \Delta W_{wel}^M - \Delta W_{oel}^M = 361 - 19,2 \approx 342 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

*Механічні втрати енергії* прокатного агрегата приймаються постійними і встановлюються за його механічними втратами при НХ. Ці втрати визначаються на основі вимірювання потужності механічних втрат агрегата  $\Delta P_{omec}^{RM} = 109,8 \text{ кВт}$  з використанням метода вільного вибігу. Тоді механічні втрати енергії:

1) за добу  $\Delta W_{w\ mec}^{RM} = \Delta P_{omec}^{RM} \cdot T_w = 109,8 \cdot 22 = 2416 \text{ кВт}\cdot\text{год};$

2) за час НХ прокатного стана

$$\Delta W_{omec}^{RM} = \Delta P_{omec}^{RM} \cdot T_{wo} = 109,8 \cdot 4 = 440 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

3) за час гарячої прокатки профілю

$$\Delta W_{rol\ mec}^{RM} = \Delta P_{omec}^{RM} \cdot T_{w\ rol} = 109,8 \cdot 18 = 1976 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

*Магнітні втрати енергії у сталі* приводних двигунів визначаються методом розподілу втрат потужності. Для цього використовуються потужності прокатних двигунів, що визначені приладами почерговим їх випробуванням при НХ, а саме:  $P_o^{M1} = 119,8 \text{ кВт}$ ;  $P_o^{M2} = 120,8 \text{ кВт}$ . Ще враховуються вже визначені потужності електричних втрат при НХ, а також те, що сумарна потужність механічних втрат повністю присутня при випробуванні кожного з них.

Конкретно магнітні втрати потужності у кожному двигуні і разом:

$$\Delta P_{mag}^{M1} = P_o^{M1} - \Delta P_{oel}^{M1} - \Delta P_{omec}^{RM} = 119,8 - 2 - 109,8 = 8 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{mag}^{M2} = P_o^{M2} - \Delta P_{oel}^{M2} - \Delta P_{omec}^{RM} = 120,8 - 2,8 - 109,8 = 8,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{mag}^M = \Delta P_{mag}^{M1} + \Delta P_{mag}^{M2} = 8 + 8,2 = 16,2 \text{ кВт}.$$

Ці потужності магнітних втрат залишаються незмінними при НХ, а також і при навантаженні двигунів. Таким чином, магнітні втрати енергії на два двигуни:

1) за добу  $\Delta W_{w mag}^M = \Delta P_{mag}^M \cdot T_w = 16,2 \cdot 22 = 356,4 \text{ кВт}\cdot\text{год};$

2) за час ХХ прокатного стану

$$\Delta W_{o mag}^M = \Delta P_{mag}^M \cdot T_{wo} = 16,2 \cdot 4 = 64,8 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

3) за час гарячої прокатки профілю:

$$\Delta W_{rol mag}^M = \Delta P_{mag}^M \cdot T_{w rol} = 16,2 \cdot 18 = 291,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

На основі викладеного визначаються сумарні втрати електроенергії на прокатному стані за добу:

$$\begin{aligned} \Delta W_{w sum}^{RM} &= \Delta W_{w mag}^M + \Delta W_{w mec}^{RM} + \Delta W_{wel}^M + \Delta W_{wel}^L = \\ &= 356,4 + 2416 + 361 + 94,6 \approx 3228 \text{ кВт}\cdot\text{год}. \end{aligned}$$

Тоді корисна частина електричної енергії, витрачена безпосередньо на технологічний процес прокатки:

$$W_w^R = W_w^{RL} - \Delta W_{w sum}^{RM} = 19700 - 3228 \approx 16472 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

У відсотковому відношенні безпосередньо для лінії живлення двигунів, тобто від  $W_w^{RM}$  це становить:

$$w_w^R = \frac{W_w^R}{W_w^{RM}} \cdot 100\% = \frac{16472}{19700} \cdot 100 = 83,6 \%,$$

а в цілому для прокатного стану по відношенню до  $W_s^{RM}$ :

$$w_s^{RM} = \frac{W_w^R}{W_s^{RM}} \cdot 100\% = \frac{16472}{23700} \cdot 100 = 69,5 \%.$$

Енергетична діаграма складових витрат електричної енергії показана на рис. 6.2 у кіловат-годинах (кВт·год) і у відсотках від

$W_s^{RM}$ . Діаграма побудована на основі всіх отриманих значень, які зведені у табл. 6.2. Всі складові частини електробалансу електричної енергії на лінії виражено у відсотках від загальної витрати електричної енергії при роботі прокатного стану, тобто від  $W_s^{RM} = 23\,700$  кВт·год.

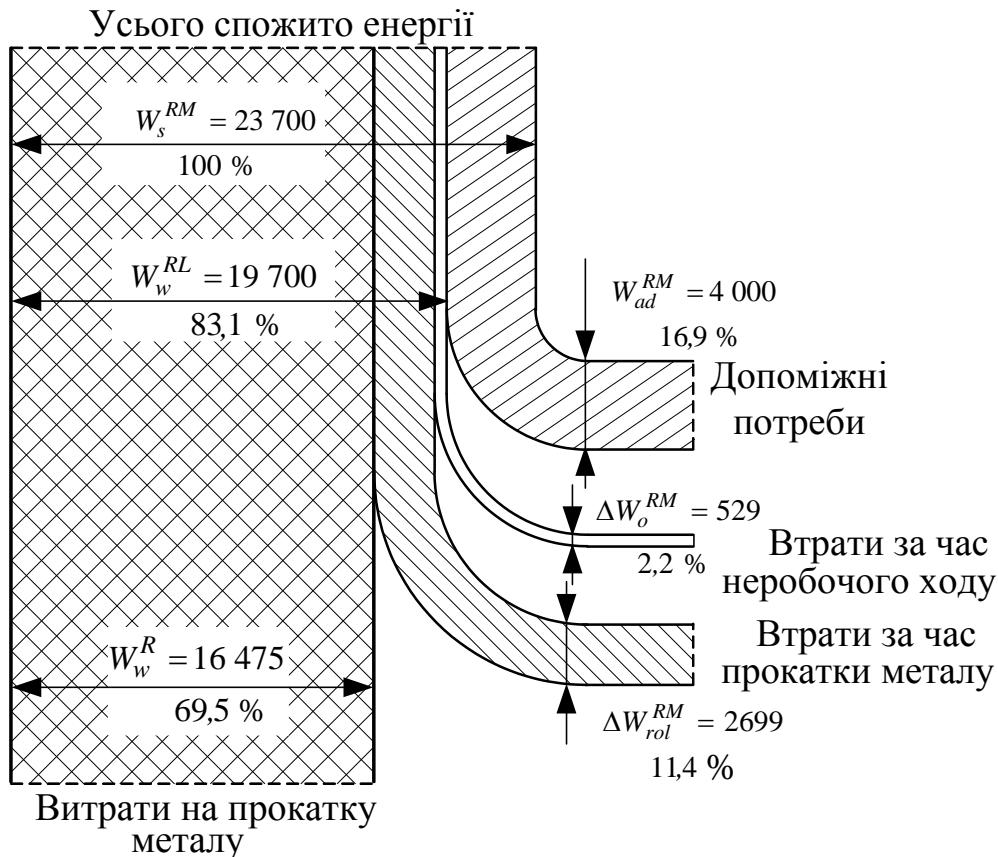


Рисунок 6.2 – Енергетична діаграма витрати електричної енергії на прокатному стані

Аналіз результатів вимірів і розрахунків свідчить, що резерви підвищення ефективності електропостачання прокатного стану полягають у зниженні електроспоживання на власні потреби  $W_{ad}^{RM}$ , а також у зниженні втрат потужності під час прокатки металу  $\Delta W_{rol}^{RM}$ . З урахуванням того, що безпосередньо у двигунах механічні втрати відносно невеликі і знаходяться на рівні магнітних втрат, необхідно дотримуватися економії електроенергії безпосередньо в механізмі прокатного стану, покращуючи його механічну систему.



Таблиця 6.2 – Зведена відомість балансу електричної енергії

Статті витрат електричної енергії		Витрати електроенергії			
		Позначення	W, кВт·год	Відсотки	
Витрати електроенергії прокатного стану		$W_w^R$	16 472	69,5	
Втрати електроенергії за час прокатки	на лінії прокатного стану	$\Delta W_{rol\ el}^L$	89,7	0,38	
	у приводних двигунах	електричні	$\Delta W_{rol\ el}^M$	342	1,44
		магнітні	$\Delta W_{rol\ mag}^M$	291,6	1,23
	механічні втрати на увесь стан (включаючи двигуни)		$\Delta W_{rol\ mec}^{RM}$	1976	8,34
	усього втрат енергії		$\Delta W_{rol}^{RM}$	2 699,3	11,4
Втрати електроенергії за час НХ	на лінії прокатного стану	$\Delta W_{o\ el}^L$	4,8	0,02	
	у приводних двигунах	електричні	$\Delta W_{o\ el}^M$	19,2	0,08
		магнітні	$\Delta W_{o\ mag}^M$	64,8	0,27
	механічні втрати на увесь стан		$\Delta W_{o\ mec}^{RM}$	440	1,86
	усього втрат енергії		$\Delta W_o^{RM}$	528,8	2,23
Усього втрат електроенергії у стані з урахуванням його лінії		$\Delta W_s^{RM}$	3228	13,6	
Добові витрати електроенергії приводними двигунами разом з лінією		$W_w^{RL}$	19 700	83,1	
Витрати електроенергії на допоміжні потреби		$W_{ad}^{RM}$	4 000	16,9	
Усього спожито електроенергії		$W_s^{RM}$	23 700	100	

### Запитання для самоперевірки

1. Що називається електробалансом?
2. Основна мета електробалансу промислового підприємства.
3. Які існують види електробалансу?
4. Основні складові електробалансу на промисловому підприємстві.
5. З чого складається витратна частина електробалансу?
6. Як розраховуються втрати електричної енергії за звітний період?
7. Які складові втрат електричної енергії у трансформаторах?
8. Як розраховуються втрати електричної енергії у двигунах?

## **7. КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯМ ПІДПРИЄМСТВА**

### **7.1. Структура керування системами електропостачання промислових підприємств**

Сучасна система електропостачання промислових підприємств базується на використанні автоматизованого приладового обліку, вимірювання, збору й обробки інформації, пов'язаними з тарифними системами і графіками роботи підприємства. Такий всебічний зв'язок забезпечує достовірною інформацією постачальників енергоресурсів та їх споживачів, а також служби інженерного контролю та безпеки промислового підприємства.

На практиці повну автоматизацію керування системами електропостачання підприємств реалізувати важко через відсутність аналітичного апарата керування і непередбаченість усіх можливих режимів роботи об'єктів підприємств та живильних ліній.

Тому, поряд з пристроями автоматизації, визначено функції, які виконує виключно людина (оператор). При цьому система керування перетворюється в автоматизовану систему диспетчерського керування (АСДК), приклад якої показано на рис. 7.1.



Рисунок 7.1 – Автоматизована система контролю та керування розподілом електроенергії

У зв'язку з постійним подорожчанням електроенергії і необхідністю модернізації виробничих потужностей (та їх систем автоматизації) у промислових підприємств виникла необхідність у розробці інтегрованих рішень, у розробці автоматичних спеціалізованих систем контролю і керування електроспоживанням, що експлуатуються із застосуванням персональних ЕОМ.

Для погодженої дії будь-якої системи електропостачання підприємства необхідно, щоб робота АСДК була заснована на реалізації сучасних інформаційних технологій з використанням мікропроцесорних систем і засобів, мережних телекомунікаційних пристроїв і високопродуктивних робочих підстанцій промислового підприємства.

Робота диспетчерського пункту супроводжується використанням засобів автоматизації і телемеханіки (рис. 7.2), які в цілому являють собою систему телекомунікації промислового підприємства, включаючи і додаткові служби з різними функціями (водо-, паро-, повітро- та газопостачання).

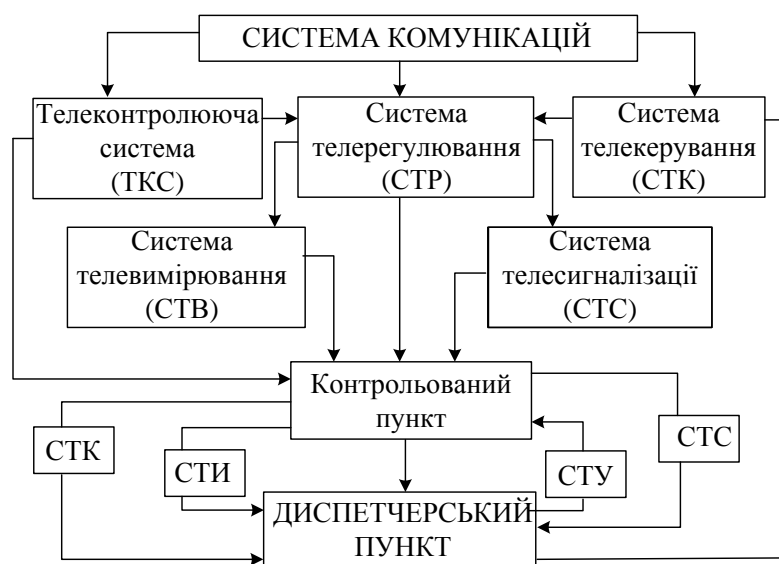


Рисунок 7.2 – Системи телекомунікації промислового підприємства

Інформація про роботу окремих об'єктів та елементів системи електропостачання підприємства надходить на ДП з контрольованих пунктів (КП), що дозволяє диспетчерському персоналу оцінювати ефективність роботи цієї системи в цілому й ужити необхідних заходів щодо оптимізації цієї роботи, а також ліквідації та локалізації аварій. Системи ДП крім функцій керування також виконують функції огляду, випробування та ревізії електрообладнання.

Збір, передача та обробка інформації, що необхідна для реалізації функцій керування підприємством, здійснюються із застосуванням засобів автоматизації та обчислювальної техніки, що вхо-

дять до автоматизованої системи керування (АСК), яка є системою «людина – машина» і забезпечує ефективне функціонування об'єктів підприємства.

Робота АСК залежить від взаємодії основних систем:

– *телекерування* (СТК), що являє собою керування положенням або станом об'єктів із застосуванням необхідних методів і засобів телемеханіки. Така система дозволяє прискорити локалізацію і ліквідацію аварії, порушення і відхилення від нормальних режимів роботи об'єктів підприємства, якщо це неможливо зробити за допомогою автоматики контрольованого об'єкта, а також виробляє багаторазові оперативні перемикання:

1) на лініях живлення і зв'язку між підстанціями підприємства;

2) на знижувальних трансформаторах – за необхідності частих режимних перемикань;

3) на автоматизованих агрегатах, перетворювачах енергії;

4) на лініях, що живлять контактні мережі;

– *телесигналізації* (СТС), яка отримує інформацію про стан контрольованих і керованих об'єктів та забезпечує її передачу на пульт керування ДП, який попереджає про аварійні сигнали, а також визначає стан основних елементів системи електропостачання за відображенням на диспетчерському пульті (щиті), де передбачені такі показники:

1) положення всіх телекерованих об'єктів;

2) положення великих телеприймачів;

3) положення силових трансформаторів, які знаходяться в цехах підприємства;

4) положення нетелекерованих вимикачів ВН на уводах шин;

5) положення секційних шиноз'єднувальних вимикачів;

– *телевимірювання* (СТВ), яка повинна забезпечувати можливості вимірювання основних параметрів, що відображають роботу системи електропостачання підприємства і дозволяють правильно керувати будь-якою ситуацією. До основних параметрів належать:

1) напруга на головних шинах;

2) напруга на шинах пункту прийому електроенергії;

3) струм на одному з кінців лінії підстанції;

4) сумарна потужність, отримана від окремих джерел.

Система телевимірювання включає визначення:

1) інтегральних параметрів, що забезпечують можливість складання енергетичних балансів і призначаються для введення результатів вимірювань в обчислювально-інформаційну мережу;

2) поточних параметрів, необхідних для керування системою електропостачання об'єктів підприємства та відновлення її після аварії.

Робота енергетичної системи підприємства також неможлива без системи телемеханізації (ТМ), яка забезпечує:

1) відображення на пультах ДП стан ліній та їх основних робочих елементів;

2) передачу на пульти ДП попереджувальних і аварійних сигналів з об'єктів електропостачання підприємства;

3) керування основними елементами системи електропостачання та об'єктами промислового підприємства.

Диспетчерські системи керування відрізняються від відповідних систем автоматизації насамперед переважаючою роллю людини (диспетчера) у контурі керування. Прийом і передача сигналів керування здійснюється диспетчером за допомогою спеціально організованих каналів і ліній зв'язку.

З використанням засобів телемеханіки диспетчер отримує інформацію про параметри режиму електроспоживання та положення комутаційних апаратів на головній знижувальній підстанції (ГЗП). За допомогою цих пристроїв здійснюється передача керуючих команд із диспетчерського пункту на необхідні об'єкти.

Як технічні засоби система ТМ використовує провідникові багатоканальні телемеханічні пристрої, що складаються з вимірювальної апаратури, вимірювальних трансформаторів напруги і струму, а також датчиків для збору різноманітної технічної інформації.

Наприклад, вимірювальні трансформатори струму (рис. 7.3) і напруги (рис. 7.4) призначені для вмикання у електромережі з великими напругами і струмами різних приладів та апаратури з істотно більш низькими аналогічними величинами.

Трифазний протирезонансний масляний трансформатор напруги типу НАМІ-35 УХЛ1 (див. рис. 7.4) призначений для встановлення в електричних мережах трифазного змінного струму часто-

тою 50 Гц з ізолюваною або компенсованою нейтраллю з метою передачі сигналу вимірювальної інформації приладам вимірювання, пристроям автоматики, захисту, сигналізації і керування. Його номінальна напруга – 35 кВ, номінальна напруга вторинної основної обмотки – 100 В.



Рисунок 7.3 – Трансформатори струму на підстанції



Рисунок 7.4 – Трансформатор напруги НАМІ-35 УХЛ1

Для функціонування комплексу АСК необхідна нормальна робота не тільки вказаних вище систем, але і складу необхідних технічних засобів, до яких належать:

- базові сервери АСДК, що виконують функції оперативно-інформаційного комплексу і оперативного керування режимом;
- сервери зв'язку АСДК, що виконують комунікаційні функції;
- клієнтська частина на базі ПЕОМ і графічних робочих підстанцій підприємства;
- автоматизовані робочі місця користувачів;
- обчислювальна мережа, що дає підключення локальним користувачам;
- комунікаційна система, що забезпечує підключення локальних обчислювальних мереж по комутуючих і виділених каналах зв'язку;
- контролер керування диспетчерським щитом.

Передача різних сигналів проводиться по лініях зв'язку, які фізично з'єднують пункти прийому передачі сигналів, носіїв інформації (телемеханічних, телефонних та ін.).

Складовими лінії зв'язку є провідна лінія, радіолінія, промінь лазера тощо. Маючи одну лінію зв'язку, можна використовувати її для декількох каналів зв'язку. Це досягається тим, що по одній і тій самій лінії зв'язку передаються сигнали, які належать до різних каналів, що являють собою сукупність апаратури для незалежної передачі різних сигналів. Щоб відрізнити при цьому один сигнал від іншого, застосовуються (окремо або в комбінації один з одним) такі засоби розділення сигналів: провідний, часовий і частотний.

На промислових підприємствах найбільш доцільними є малопроевідні багатоканальні телемеханічні пристрої. Як канали зв'язку використовуються провідні лінії, що мають жили, які застосовуються у кабельних телефонних лініях. Доцільно передбачати в кабелях вільні жили для можливості розширення системи, яка телемеханізується. Сьогодні широко використовуються безконтактні пристрої телемеханіки, як більш перспективні і надійні.

Регулювання систем телекомунікації промислових підприємств проводиться як автоматично, так і вручну (без застосування автоматичних пристроїв). Наприклад, за необхідності підтримувати на заданому рівні напругу на шинах генератора, черговий оператор повинен здійснювати контроль за показаннями вольтметра, що вимірює напругу на шинах, порівнювати показання з заданими значеннями і, у випадку їх розбіжності, впливати на шунтовий реостат збудника. У цьому прикладі генератор є об'єктом регулювання, напруга – регульованою величиною, вольтметр – вимірювальним органом (датчиком), шунтовий реостат – виконавчим органом, а керування здійснюється оператором.

На великих підприємствах застосовуються комплексні автоматизовані системи керування підприємством (АСКП), що включають оперативне керування окремими цехами, виробництвом, технологічними процесами, а також системами регулювання і контролю (рис. 7.5).

Робота таких систем заснована на чіткому автоматичному виконанні необхідних команд і сигналів, які передаються по каналах зв'язку через диспетчерський пункт, робота якого заснована на системах автоматизації і телемеханізації.

Система телекомунікації підвищує оперативність і надійність керування, дозволяє швидше ліквідувати перебої та аварії в системі енергопостачання промислових підприємств. '

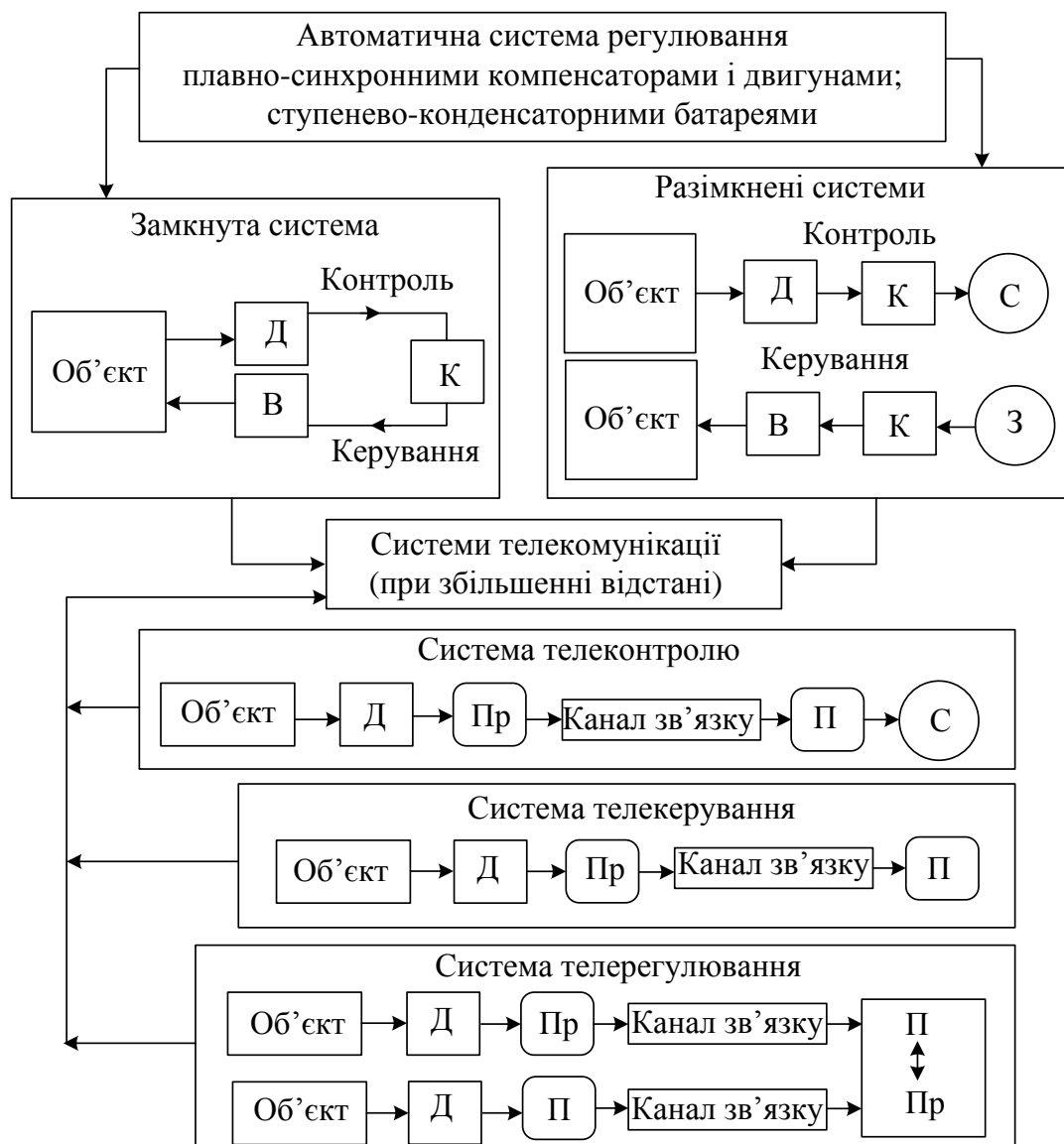


Рисунок 7.5 – Автоматичні телекомунікаційні системи регулювання, контролю та керування:

Д – датчик; К – керуючий орган; В – виконавчий орган; П – приймач  
С – сприймаючий орган; З – задавальний орган; Пр – передавач;

## 7.2. Особливості роботи і взаємодія автоматизованих систем керування

Сучасні спеціалізовані інформаційно-вимірювальні системи автоматизованого електропостачання характеризуються певною кількістю вимірювальних каналів і груп обліку, а також списком штатних енергетичних (потужність, витрата) і сервісних (непрацюючі канали, збої живлення тощо) параметрів.

У групі обліку алгебраїчно підсумовуються дані визначених вимірювальних каналів одного виду відповідно до схеми АСК конкретного підприємства. За відповідними групою і (або) каналом



система за певні інтервали часу накопичує інформацію про фактичні витрати енергії або енергоносіїв (електроенергії, холодної та гарячої води, пари, газу, повітря), а також передають за необхідності інформацію про збої у роботі енергетичної системи промислового підприємства.

На невеликому підприємстві використовується диспетчерський зв'язок (рис. 7.6) з обмеженим обсягом системи телекомунікації. Диспетчерські щити і пульти із зображенням схеми електропостачання встановлюються на пункті керування. Положення електричних апаратів на щитах відображається необхідними символами, а на світлових щитах – сигнальними лампами. Панельні диспетчерські щити контрольованої системи виконуються планшетного або мозаїчного типу. Вони складаються з окремих комірок, в які вбудовуються ключі, кнопки, лампи, а також символи обладнання (рис. 7.7, де п/ц – підстанції цехів; П – приймачі енергії; ТС – кількість сигналів керування). Таке розташування секційних щитів дозволяє швидко визначати різні зміни в схемі електропостачання підприємства.

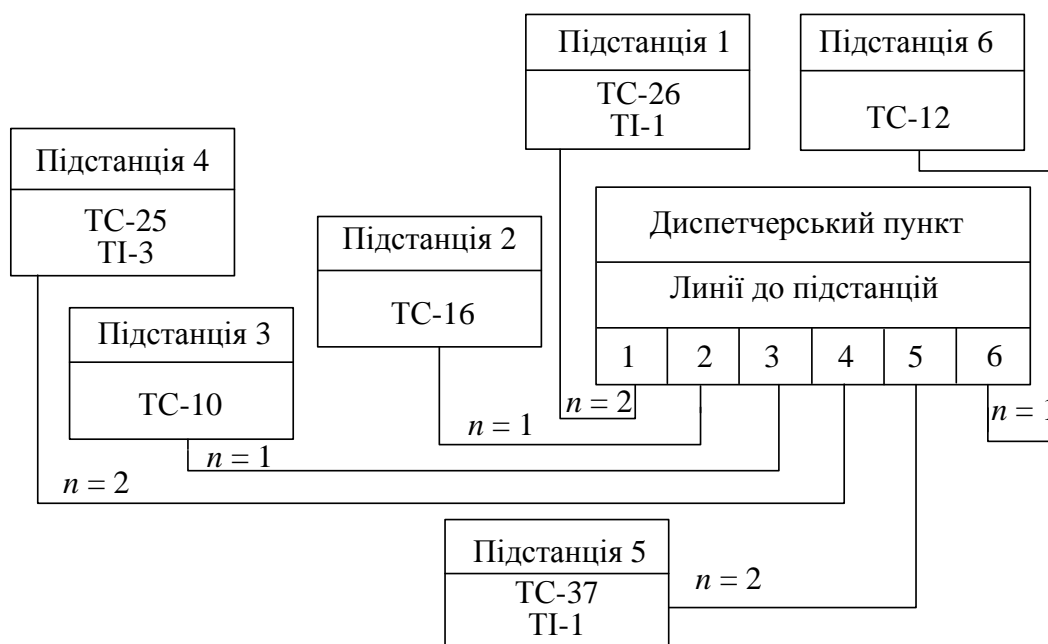


Рисунок 7.6 – Система керування електропостачанням невеликого підприємства

Живлення телекомунікаційних пристроїв змінного струму на ДП здійснюється від джерела 380/220 В, а постійного струму – від випрямних пристроїв (ВП), зазвичай з трифазною схемою живлення.

При такому живленні системи передбачаються два незалежні джерела електроенергії, а при наявності в системі особливих груп споживачів застосовується ще і третє незалежне джерело живлення.

В обсяг автоматизації систем електропостачання промислових підприємств входять пристрої, що виконують автоматично економічні функції (рис. 7.8).

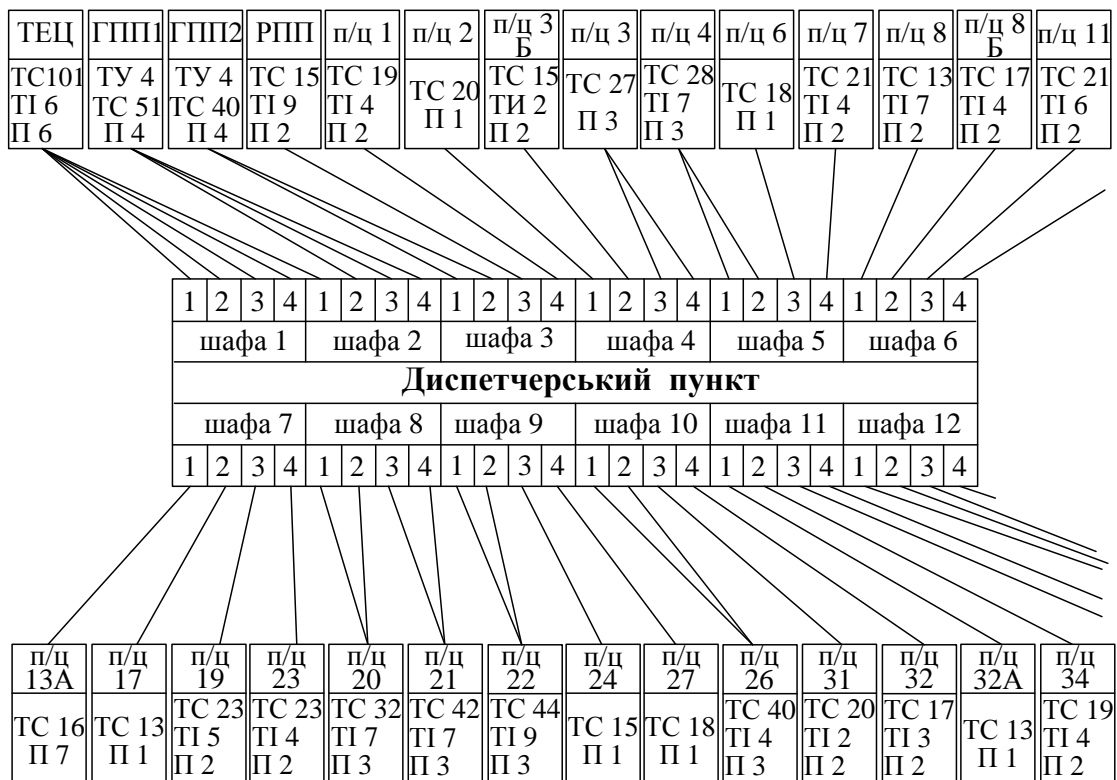


Рисунок 7.7 – Система керування електропостачанням крупного підприємства

До основних автоматичних систем належать:

- автоматичне вмикання резерву (АВР);
- автоматичне повторне вмикання (АПВ);
- автоматичне частотне розвантаження (АЧР).

Застосування всіх трьох видів схем автоматики підвищує надійність системи електропостачання промпідприємства.

Автоматичне вмикання резерву (АВР) передбачає резервне джерело живлення або резервний елемент електрообладнання при пошкодженні робочого елемента. Таке вмикання дуже поширене на промислових підприємствах і, як правило, передбачається для всіх відповідальних споживачів електричної енергії.

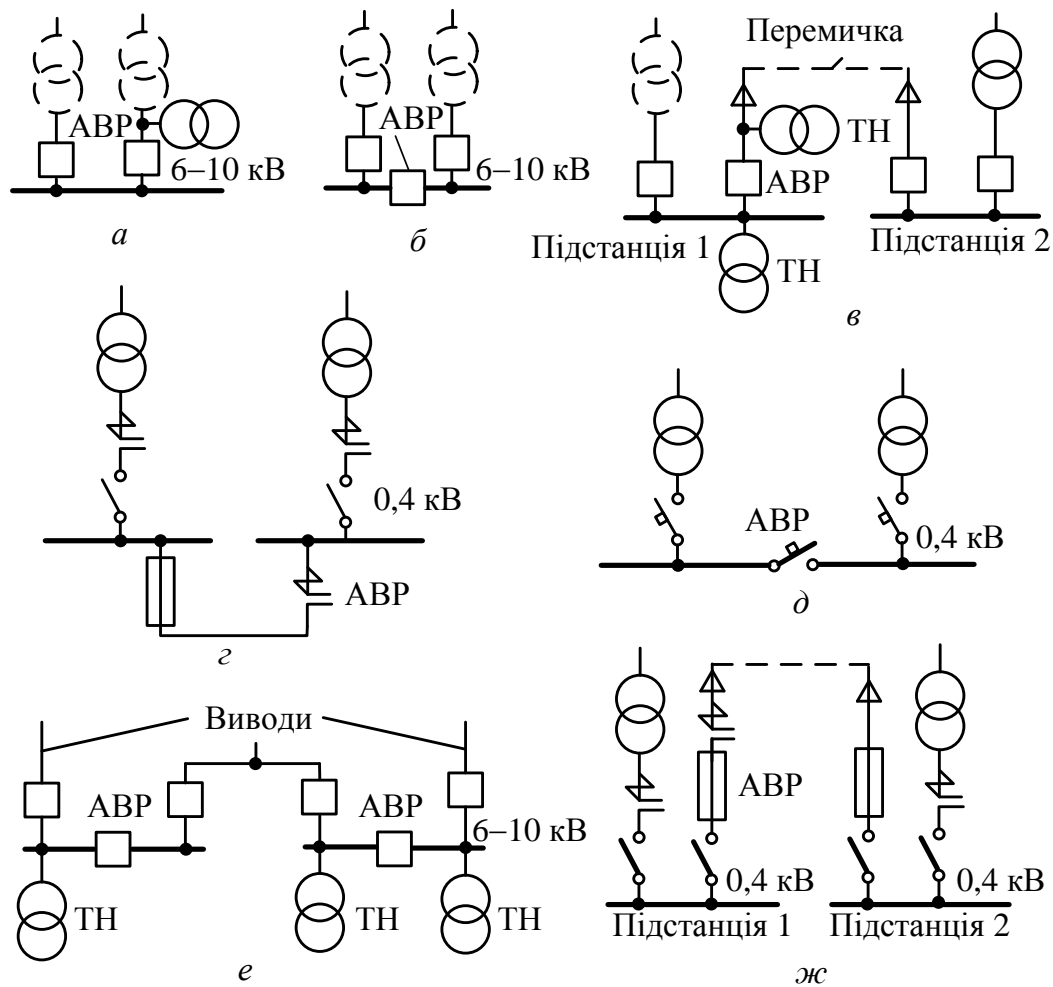


Рисунок 7.8 – Схеми АВР на напруги 6–10 кВ і 0,4 кВ:

*a* – АВР вводу або трансформатора; *б* і *г* – АВР секційного вимикача; *в* – АВР на резервній перемичці між двома сусідніми підстанціями; *д* – АВР секційного автомата; *е* – АВР секційного контактора; *ж* – АВР на резервній перемичці між шинами низької напруги двох сусідніх підстанцій

Для споживачів електричної енергії 1-ї категорії та особливої групи приймачів електричної енергії наявність АВР обов'язкова (рис. 7.8, *a–e*). Рідше застосовується АВР вводу, резервного зв'язку, перемички або резервного трансформатора (рис. 7.8, *в, ж*). В установках до 1 000 В застосовується АВР секційного автомата або контакторна схема, що розташована на шинах вторинної напруги ТП (рис. 7.8, *д, е*), а також АВР окремих відповідальних споживачів, які входять до цехових силових пунктів і підключені за найпростішими контакторними схемами.

Пуск АВР здійснюється від реле мінімальної напруги або від поєднання дії реле мінімальної напруги і реле зниження частоти. Другий спосіб пуску характеризується великою чутливістю і шви-

дкодією (0,2–1 с). Він використовується для пуску великих синхронних електродвигунів. Швидкодія АВР узгоджується з часом дії захистів та улаштуванням АВР на суміжних ступенях. Час дії АВР повинен зменшуватися в напрямку від споживачів до джерела живлення.

*Автоматичне повторне вмикання (АПВ)* – це система, яка повторно вмикає елемент, що відключився у системі електропостачання.

Цей вид вмикання заснований на самоусуненні причин, які спричиняють вимикання приєднаних приймачів електричної енергії або їх елементів від системи електропостачання. При цьому, як свідчить практика і статистика, значна частина КЗ має нестійкий, короткочасний характер, тому що причини їх виникнення швидко самоусуваються. Ізоляція у місці замикання відновлюється, і відключена ділянка мережі може бути знову увімкнена в роботу.

Автоматичне повторне вмикання застосовується:

- на повітряних лініях електропередач;
- на магістральних кабельних лініях;
- на лініях, що відходять до однострансформаторних підстанцій і не мають АВР з боку нижчої напруги;
- на жорстких і гнучких струмопроводах;
- на відхідних лініях, що живлять контактну мережу електрифікованого транспорту;
- лініях, що підходять до відповідальних електродвигунів, які тимчасово вимикають інші електродвигуни для забезпечення їх самозапуску, а також після дії АЧР при відновленні частоти.

В електропостачанні промислових підприємств зазвичай застосовується однократне АПВ, яке найбільш просте і надійне. Час дії АПВ, як і АВР, приймається мінімально можливим. Це створює найбільш сприятливі умови для самозапуску електродвигунів. Через важкі умови роботи вимикачів при АПВ їх вимикальні струми вибирають приблизно на 20–40 % меншими від номінальних, що відключають струми КЗ.

Застосування АПВ у мережах, що мають напругу 0,38 кВ, не доцільно, тому що це потребує використання складної і дорогої електричної апаратури.

Система *автоматичного частотного розвантаження* (АЧР) обмежує навантаження в системах деяких приймачів електричної енергії, щоб зберегти живлення найбільш відповідальних приймачів при аварії, яка пов'язана з вимиканням частини лінії від генерувальних джерел.

Система АЧР застосовується для розвантаження генераторів системи електропостачання після аварійних режимів, коли потужність системи зменшується і діє на вимикання заздалегідь наміченого невідповідального навантаження промислового підприємства з подальшим автоматичним вимиканням її живлення при відновленій частоті.

При цьому має не припинятися живлення відповідальних споживачів, зокрема, приймачів електричної енергії особливої групи. Це в ряді випадків незручно, тому що відповідальні приймачі електричної енергії далеко не завжди зосереджені, а розподілені по різних пунктах електричної мережі. Тому дія АЧР зазвичай поширюється на велику кількість приєднань приймачів і споживачів електричної енергії, які можуть бути відключені (всі або частково) залежно від характеру розвитку аварії.

Автоматичні системи суттєво допомагають спрощенню схем комутації, зокрема, при застосуванні електричних апаратів – короткозамикачів, віддільників і вимикачів навантаження, а також схем зі струмопроводами. Вони дозволяють найпростішими засобами захисту і керування здійснити надійно живлення окремих відповідальних приймачів електричної енергії на нижчих ступенях електропостачання, не вдаючись до суцільного резервування всіх ланок системи. У той же час необґрунтоване застосування систем автоматики або неправильне їх виконання може призвести до аварії. Наприклад, серйозні аварії на підприємствах відбувалися через неправильну дію АВР. Тому при проектуванні та налагодженні АВР потрібно проводити ретельну перевірку правильності його дії, а також погоджувати його з дією АПВ та АЧР.

### **7.3. Мікропроцесорні засоби автоматизації і диспетчеризації системи електропостачання підприємства**

Система збору й обробки інформації є системою контролю та керування розподіленою мережею і характеризується високим

ступенем інтеграції та інформативністю пристроїв підсистем. Робота таких систем визначається великою кількістю нестандартних конструктивних, функціональних і архітектурних особливостей об'єктів, що контролюються. Структурно система поділяється на три частини: ядро; апаратні засоби оброблення інформації; програмно-апаратні засоби обробки, маршрутизації і передачі даних по виділеній локальній обчислювальній мережі системи.

*Ядро системи* включає в себе загальний сервер системи на базі персонального комп'ютера з програмним забезпеченням, який здійснює обмін і поділ інформації від робочих станцій операторів і розподілених контролерів системи.

Також в ядро системи входять автоматизовані робочі місця оперативних чергових на базі персональних комп'ютерів, на які виводиться необхідна інформація і здійснюється керування системою або її частиною.

*Апаратні засоби обробки інформації* – це мережні контролери, які призначені для збору, обробки та зберігання інформації безпосередньо від технічних засобів і протипожежного захисту. До них належать системи:

- обробки інформації електронних лічильників електроенергії;
- збору інформації від засобів релейного захисту;
- автоматичної охоронної та пожежної сигналізації;
- пожежогасіння; вентиляції; оповіщення.

Програмно-апаратні засоби обробки, маршрутизації і передачі даних по виділеній локальній обчислювальній системі призначені для розподілу інформаційних потоків по виділених лініях зв'язку від розподілених підсистем автоматики на центральний ДП або пост оперативного спостереження. Програмно-апаратна реалізація системи автоматизації контролю і керування електропостачанням має ряд особливостей, які залежать від необхідної роздрібненості інформації, швидкодії її передачі і зміни параметрів зв'язку залежно від взаємодії пристроїв з об'єктами.

*Мікропроцесорні пристрої*, що входять у інформаційно-вимірювальну систему, є багатофункціональними і працюють із жорсткою логікою. Крім використання традиційних функцій захисту автоматичних пристроїв (АВР, АПВ, АЧР), вони здійснюють реєстрацію та осцилографування подій, вимірювання електричних

величин, самодіагностику. У ряді випадків в них вбудовані блоки схем керування комутаційною апаратурою, і обсяг інформації знімається у цифровому коді з об'єктів, що розглядаються.

У структурі будь-якої мікропроцесорної системи контролю і керування є такі основні складові: програмовані контролери; операційні системи реального часу; засоби програмування контролерів; локальні обчислювальні мережі; засоби людино-машинного інтерфейсу.

Перераховані елементи системи розробляються різними незалежними спеціалізованими виробниками. У цьому випадку кожен елемент повністю уніфікується.

На європейських ринках мікропроцесорних засобів автоматизації представлено безліч контролерів для систем промислової автоматизації. Найбільш популярними є контролери фірм *ABB*, *GEC Alsthom*, *Merlin Gerin*, *Siemens*. На світовому ринку, у тому числі і в Україні, широко застосовуються контролери типу *PC* і *PLC*.

*Контролери типу PC (Programmable Controller* – програмний контролер) мають операційну систему *QNX*, що характеризується відкритою, модульною і легко модифікованою архітектурою:

- *Open* (відкрита) – архітектура, яка забезпечує інтеграцію широко розповсюдженого на ринку апаратного та програмного забезпечення;

- *Modular* (модульна) – архітектура, що дозволяє використовувати компоненти в режимі *Plug & Play*;

- *Scaleable* (масштабована) – архітектура, що дозволяє легко й ефективно змінювати конфігурацію для конкретних споживачів;

- *Economical* (економічна) – архітектура, що забезпечує невисоку вартість життєвого циклу контролерного обладнання;

- *Maintainable* (легко обслуговується) – архітектура, що витримує напружені умови роботи у цехах, проста у ремонті й обслуговуванні (мінімальний час простою).

Операційна система *QNX* може завантажуватися із пам'яті запам'ятовуючого пристрою (ПЗП), з флеш-пам'яті за допомогою віддаленого завантаження по мережі, а також вона забезпечує цілісність даних при відключенні живлення. Навіть у форс-мажорному відключенні живлення може загубитися деяка інфор-

мація з кеш-пам'яті, але файлова система не зруйнується. Після вмикання комп'ютера забезпечується нормальна робота системи.

Система *QNX* також підтримує одночасну роботу в мережах *Ethernet*, *Arcnet*, *Serial* і *Token Ring* та забезпечує більш ніж один шлях для комунікації, а також балансування навантаження в мережах. Якщо кабель або мережна плата виходять з ладу і зв'язок припиняється, то система буде автоматично передавати інформацію через іншу мережу. Це збільшує швидкість і надійність комунікацій у всій енергетичній системі підприємства.

Необхідно зазначити, що *PC*-контролери більш економічно вигідні і зручні, вони відрізняються швидкодією, але поки ще не настільки надійні, як *PLC*-контролери, на які орієнтуються більшість підприємств.

Контролери типу *PLC* (*Programmable Logic Controller* – програмовані логічні контролери) зарубіжного та вітчизняного військового виробництва також використовуються в системі АСК промислового підприємства. Найбільш популярні в нашій країні *PLC*-контролери таких зарубіжних виробників, як *Allen-Braidly*, *Siemens*, *ABB*, *Modicon*, і такі вітчизняні моделі, як «Ломіконт», «Реміконт», Ш-711, «Мікродат», «Емікон».

Програмований логічний контролер (*PLC*) – пристрій, призначений для збору, перетворення, обробки, зберігання інформації і вироблення команд керування. Контролер реалізовано на базі мікропроцесорної техніки і працює у локальних і розподілених системах керування у реальному часі відповідно до комплекту програм. Сьогодні *PLC*-контролери, завдяки своїй універсальності, вирішують широке коло завдань і можуть застосовуватися в будь-яких галузях промисловості, в енергетиці, металургії, медицині, транспорті, сільському господарстві.

За функціональними ознаками у *PLC*-контролерах можна виділити такі основні елементи:

- центральний процесор, призначений для виконання команд керуючої програми та обробки даних, що розміщені в пам'яті;
- пам'ять контролера з жорстким розподілом ділянок для розміщення різних типів даних;
- модулі введення, що забезпечують прийом і первинне перетворення інформації від датчиків об'єкта керування;



– модулі виведення, призначені для видачі керуючих сигналів на виконавчі пристрої об'єкта керування.

На відміну від безлічі існуючих *PLC*-контролерів, які мають жорстку конфігурацію, модульна структура дозволяє гнучко змінювати конфігурацію, скорочувати і нарощувати кількість каналів введення-виведення (В/В). Номенклатура модулів В/В задовольняє практично всі вимоги промислової автоматизації. Це модулі: дискретного введення, дискретного виводу, релейного виходу, цифрових аналогових перетворювачів за напругою і за струмом, аналого-цифрових перетворювачів за напругою і за струмом із вбудованими засобами автокалібрування, частотних входів, послідовних інтерфейсів. У модулях передбачена оптична ізоляція системної частини від об'єкта і вжито заходів щодо захисту. Канали введення і виведення мають захист від перенапруги і короткого замикання.

Програмовані логічні *PLC*-контролери мають порівняно з *PC*-контролерами ряд переваг: виконання програм дійсно в реальному часі, значно спрощена архітектура і, як наслідок, підвищена надійність, наступність. До недоліків належить необхідність наявності спеціалізованого програмного забезпечення та додаткового навчання фахівців.

Як приклад на рис. 7.9 наведено багатофункціональний контролер «Інтелектуальний контролер SM160», який забезпечує автоматизацію обліку енергоресурсів і диспетчеризацію об'єктів енергетики, промисловості. Контролери такого роду призначені для роботи у складі автоматизованих інформаційно-вимірювальних системах (АІВС) комплексного обліку енергоресурсів. Наприклад, у систем комерційного обліку електроенергії і потужності (АІС КУЕ), комплексів багатофункціональних пристроїв телемеханіки й автоматизованих систем керування технологічним процесом (АСК



Рисунок 7.9 – Багатофункціональний «Інтелектуальний контролер SM160»

ТП), а також для організації зв'язку з центром збору та обробки, зберігання інформації по каналах зв'язку стандарту GSM (CSD/GPRS) і Ethernet (TCP/IP).

До основних технічних характеристик таких контролерів належать: введення сигналів ТС (загальностанційні сигнали: аварія, охоронно-пожежна сигналізація); введення параметрів телевимірювань (напруги, струму, частоти тощо) з багатофункціональних електролічильників, цифрових вимірювачів, терміналів РЗА по інтерфейсу RS-485; збір даних із приладів обліку енергоресурсів (показання та профілі значень з тарифів та ін.).

Ще варіант багатофункціонального контролера подано на рис. 7.10. Контролери типу СІКОН-С50 виконані на базі комп'ютера у промисловому виконанні із застосуванням сумісного процесора. Вони призначені для збору даних про споживання енергоресурсів (електроенергії, теплової енергії, газу, води) з обчислювачів, лічильників, витратомірів та інших приладів обліку із передачею даних на верхній рівень і можуть використовуватися в системах комплексного обліку енергоресурсів.

Основні характеристики та функціональні особливості контролера типу СІКОН-С50:

- кількість каналів і груп обліку – до 1 024;
- кількість тарифних зон за добу – до 12;
- опитування багатофункціональних лічильників, витратомірів, обчислювачів, контролерів та інших приладів за цифровим інтерфейсом;
- програмована логіка і виконання алгоритмів користувача;
- можливість підключення до мережі *Ethernet*;
- вимірювання природження енергії та усередненої потужності;



Рисунок 7.10 – Контролер СІКОН-С50

- контроль поточних значень енергії і показань лічильників;
- ведення графіків потужності; ведення «Журналу подій».

Способом забезпечення автоматизації диспетчерського пункту та інженерного забезпечення виробничого циклу підприємства є створення єдиної служби диспетчерського контролю за всіма життєво важливими напрямками:

- керуванням системами опалення, вентиляції, кондиціонування;
- керуванням системами освітлення та енергопостачання;
- інтеграцією охоронних, пожежних систем, систем контролю доступу;
- інтеграцією інженерного обладнання із вбудованими контролерами керування та отриманням повної інформації про роботу всіх систем будівель на підприємстві.

Виконання цих заходів можливе, якщо впроваджувана система ґрунтується на контролерах сімейства «*Continium*».

Основними характеристиками цієї системи є:

- дворівнева розподілена система керування;
- до 4 000 000 мережних контролерів на шині *Ethernet*;
- інтеграція з попередніми колекціями «*Infinity*» і «*Eclipse*»;
- програма керування «*Continuum Cyberstation*» – графічний інтерфейс, *Windows NT SQL server*;
- відкрита система;
- інтеграція будь-яких систем, що мають RS-232/485 інтерфейс;
- вбудована мова програмування «*Plain English*».

Така система збирання та обробки інформації в рамках системи диспетчерського обліку призначена для оперативного контролю споживання енергоресурсів та стану технічних засобів: релейного захисту, протипожежного захисту, підвищення оперативності керування і поліпшення умов роботи оперативного і ремонтного персоналу. Сукупність перерахованих функцій в кінцевому підсумку спрямована на зниження матеріальних і людських втрат від таких факторів: перевитрати енергоресурсів, споживання неякісної електроенергії, виходу з ладу силового електричного обладнання, пожеж, витоку вибухонебезпечних та отруйних газів, розкрань обладнання і кабелів та ін.

Таким чином, розглянуті контролери та їх операційні системи (ОС) мають задовольняти вимоги відкритості. Специфіка умов роботи контролерів вимагає, щоб ОС підтримували їх роботу у режимі реального часу, були компактні і мали можливість запуску з ПЗП або флеш-пам'яті.

#### **7.4. Приклади побудови систем автоматизації обліку енергоресурсів**

Одним із прикладів систем такого роду є інформаційно-вимірювальна система контролю та обліку енергоспоживання «Піраміда» (ІВС «Піраміда»). Вона призначена для створення багаторівневих автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем (АІВС) комплексного обліку енергоносіїв, зокрема, систем комерційного обліку електроенергії і потужності (АІС КУЕ), а також для використання в комплексах багатофункціональних пристроїв телемеханіки та автоматизованих системах керування технологічним процесом (АСК ТП). Ця система виконує функції вимірювань електричної енергії та потужності, комерційного і технічного обліку енергоресурсів – автоматизованого збирання, накопичення, обробки, зберігання та відображення інформації про енергоспоживання.

Результати вимірювань ІВС «Піраміда» дозволяють визначити величини облікових показників, що використовуються у фінансових розрахунках на оптовому ринку електроенергії, роздрібному ринку електроенергії і у двосторонніх договорах між постачальниками і споживачами.

Сферою застосування ІВС «Піраміда» можуть бути генерувальні, мережеві та енергозбутові компанії; промислові та приватні до них підприємства; дрібномоторні та побутові споживачі; інші енергоспоживальні (енергопостачальні) підприємства, компанії та організації всіх форм власності та відомчої належності.

Система ІВС «Піраміда» компонується на об'єкті експлуатації з технічних засобів, що випускаються різними виробниками, і являє собою територіально розподілену багаторівневу інформаційно-вимірювальну систему, яка складається зазвичай з функціональних рівнів, а саме (рис. 7.11):

- вимірювально-інформаційного комплексу (ВІК);
- автоматичного проведення вимірювань у точці вимірювань: вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН); лічильники електричної енергії; датчики різних фізичних величин та сигналів; витратоміри; комп'ютери; пристрої контролю технологічних процесів та керування;
- інформаційно-обчислювального комплексу енергоустановки (ІОКЕ) – консолідація інформації: пристрої збору та передачі даних (ПЗПД); промислові контролери; каналотворювальна апаратура;
- інформаційно-обчислювального комплексу (ІОК) – автоматизований збір, зберігання та обробка результатів вимірювань: сервер або промисловий контролер; пристрої синхронізації часу; каналотворювальна апаратура; технічні засоби для побудови локальної обчислювальної мережі (ЛОМ).

Як приклад наведено ще одне типове рішення для обліку електроенергії на промислових підприємствах.

Для обліку електроенергії на промисловому підприємстві встановлюються однофазні багатотарифні лічильники електричної енергії, такі, як Меркурій 200, Меркурій 203Т, СЕБ-1ТМ, СЕБ-2А або трифазні багатотарифні лічильники електричної енергії, наприклад, Меркурій 230, Меркурій 233, СЭТ4-ТМ.02, СЭТ4-ТМ.03, ПСЧ4-ТМ.05 або аналогічні. Збір даних з лічильників здійснюється ПЗПД по інтерфейсах RS-485, *Ethernet* за допомогою GSM-модемів xDSL-модемів, виділених чи комутованих телефонних ліній.

Багатофункціональні багатотарифні однофазні та трифазні лічильники електричної енергії (приклад на рис. 7.12) забезпечують точний облік активної та реактивної електроенергії автономно або у складі інформаційно-вимірювальних систем. Вони забезпечують

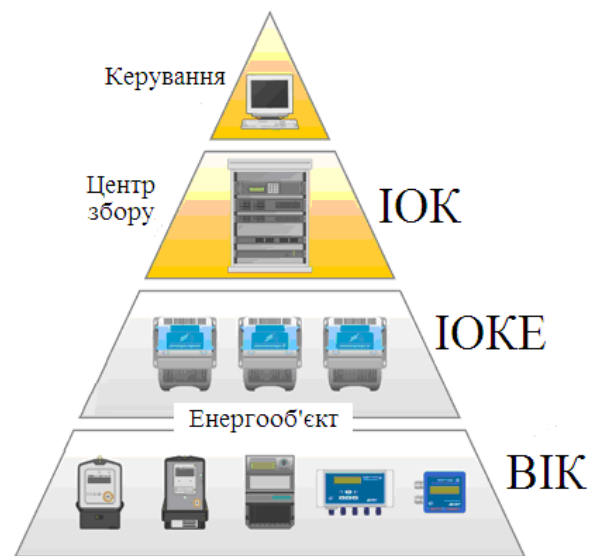


Рисунок 7.11 – Інформаційно-вимірювальна система контролю та обліку енергоспоживання «Піраміда»





Рисунок 7.12 – Багатофункціональний багатотарифний лічильник електроенергії

зберігання інформації про енергоспоживання в точці обліку і здійснюють двоспрямований обмін даними з використанням різних каналів зв'язку: PLC, радіо, GSM та ін. У лічильниках передбачено наявність різноманітних програмно-апаратних опцій, наприклад, можливість підключення резервного джерела живлення, телеметричний вхід і вихід, реле сигналізації і керування навантаженням.

Лічильник АЛЬФА (див. рис. 7.12) має вимірювальні датчики напруги і струму, спеціалізовану вимірювальну надвелику інтегральну мікросхему, швидкодіючий мікроконтролер для обробки цифрових сигналів вимірюваних величин, їх зберігання і відображення. Вимірювальні величини та інші дані відображаються на рідкокристалічному індикаторі.

Лічильник веде облік за чотирма тарифними зонами, чотирма типами дня, чотирма сезонами. Він здійснює збирання місячних і добових даних про енергоспоживання, а також параметрів електромережі. Обробка і передача даних у контролюючу організацію виконується АРМ оператором з «ТопІнфо» по GSM-каналі або через систему Інтернет.

Побудова АІС КУЕ промислового підприємства можлива на основі пристрою збору і передачі даних (ПЗПД) або на основі сервера збору даних. Наприклад, на рис. 7.13 показана схема АІС КУЕ промислового підприємства на основі ПЗПД і як варіант, збір даних з лічильників здійснюється за допомогою перетворювачів інтерфейсів RS-485/RS-232 та Ethernet.

Побудова АІС КУЕ промислового підприємства можлива на основі пристрою збору і передачі даних (ПЗПД) або на основі сервера збору даних. Наприклад, на рис. 7.13 показана схема АІС КУЕ промислового підприємства на основі ПЗПД і як варіант, збір даних з лічильників здійснюється за допомогою перетворювачів інтерфейсів RS-485/RS-232 та Ethernet.

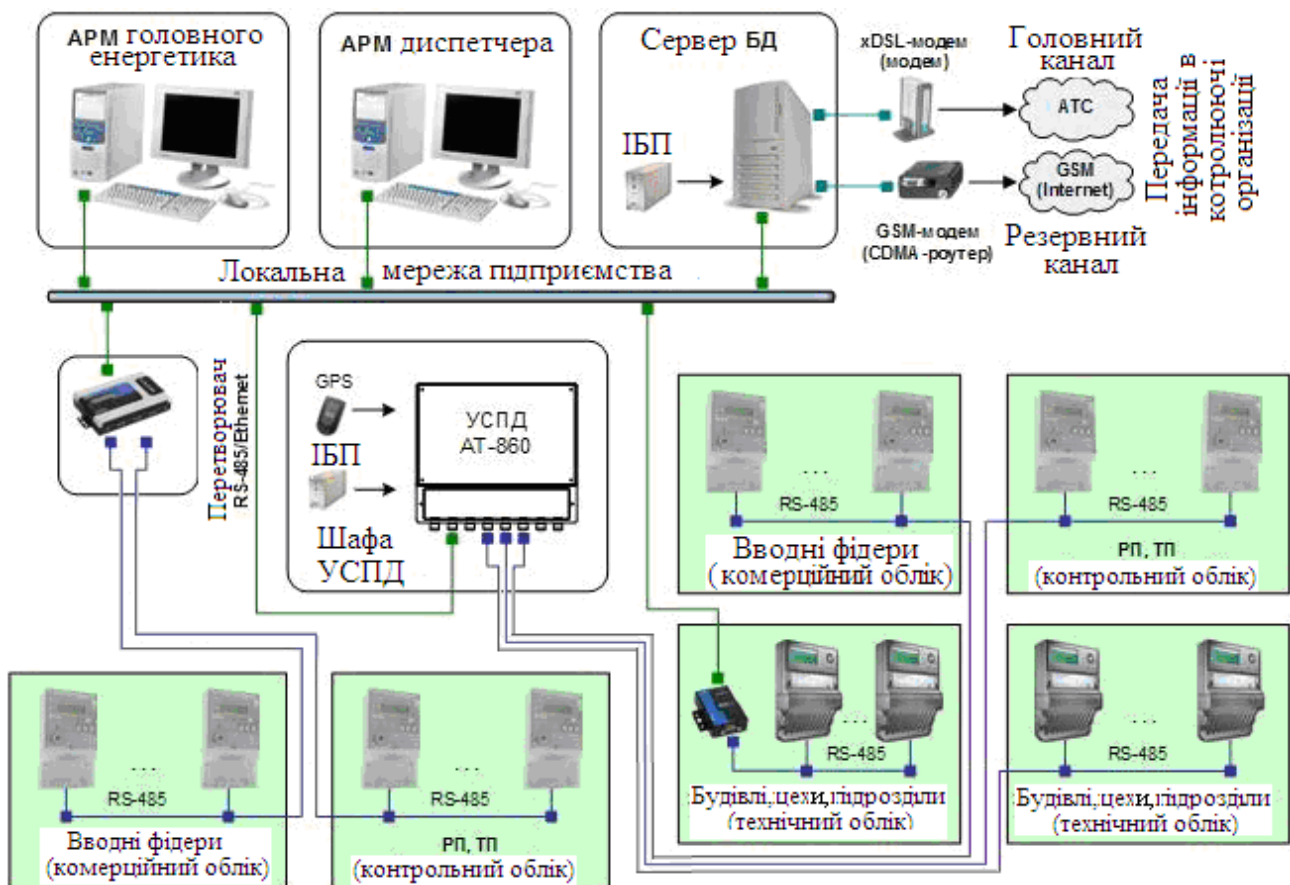


Рисунок 7.13 – АІС КУЕ промислового підприємства

У випадках розподіленої структури і великого територіального розкиду об'єктів система передачі даних у цій АІВ реалізується на базі радіоканалів від лічильників до ПЗПД і розподільної мережі радіорелейного зв'язку. Такий шлях необхідний для передачі даних від декількох ПЗПД у центр збору даних. Спрощена структурна схема АІС КУЕ у цьому випадку наведена на рис. 7.14. У такій системі використовуються комунікаційні модулі, що мають, крім двох стандартних інтерфейсів RS-485, вбудований GSM/GPRS-модем.

Цей модуль дозволяє організувати канал зв'язку від лічильників без використання зовнішнього каналоутворювального обладнання. У цьому випадку лічильники об'єднуються у лінію інтерфейсу RS-485, а один із лічильників зі встановленим модулем МК-ф3а-3 (базовий лічильник) забезпечує передачу даних з усіх лічильників лінії у мережу GS.

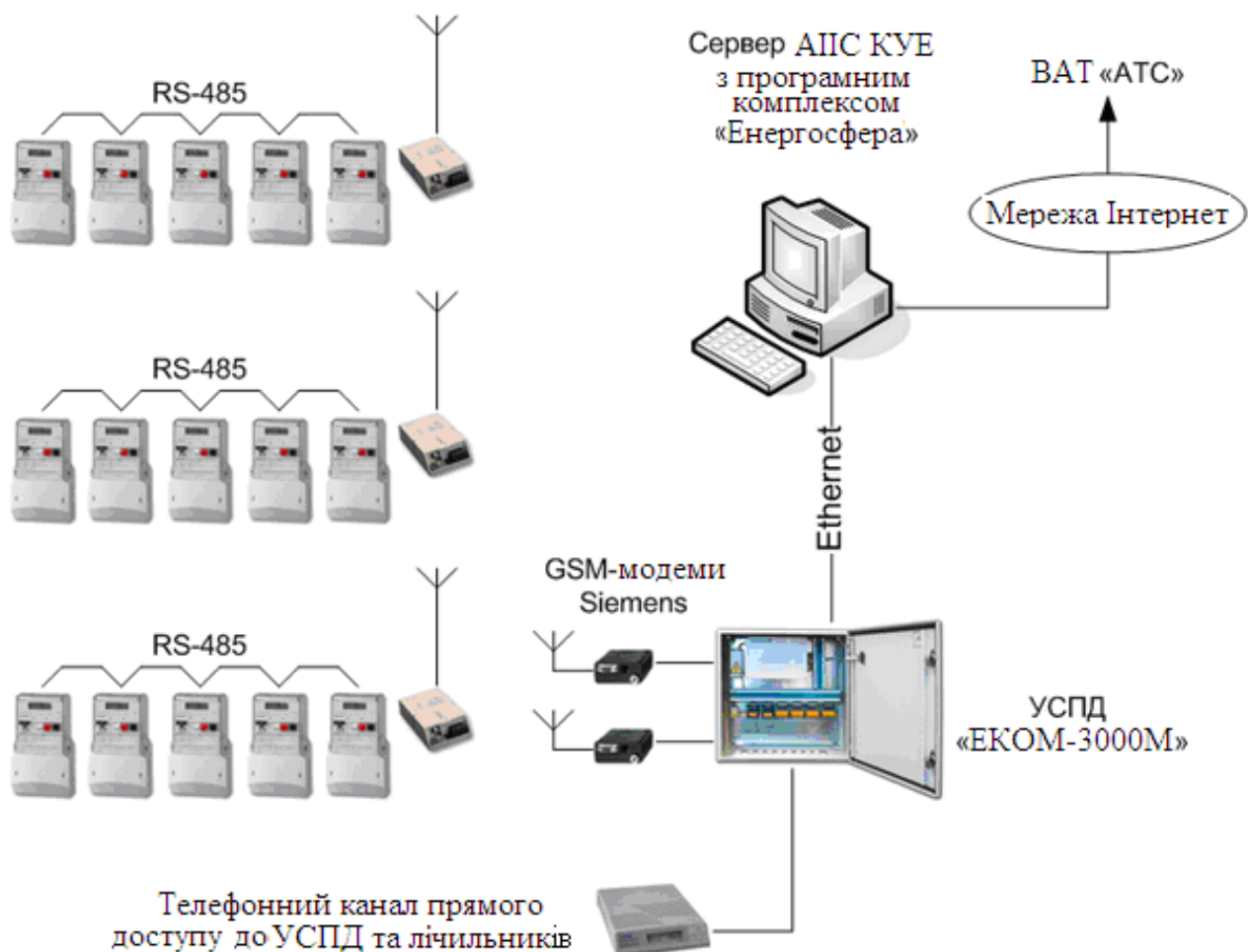


Рисунок 7.14 – Структурна схема АІС КУЕ

### Запитання для самоперевірки

1. На чому базується сучасна система електропостачання промислових підприємств?
2. Якими засобами супроводжується робота диспетчерських та контролюючих пунктів системи електропостачання?
3. Що являє собою автоматизована система керування об'єктами підприємства?
4. Яку функцію виконує система телекерування на підприємстві?
5. Які функції виконує система телесигналізації?
6. Які основні параметри належать до системи телевимірювання?
7. Чим відрізняються диспетчерські системи керування від автоматизованих систем?



8. З яких основних елементів складаються телемеханічні пристрої?
9. Які складові входять до комплексу автоматизованої системи керування підприємством?
10. Що є складовими ліній зв'язку?
11. Як відбувається регулювання систем телекомунікації промислових підприємств?
12. З яких основних елементів складаються автоматичні телекомунікаційні системи регулювання, контролю та керування на промислових підприємствах?
13. Які автоматичні пристрої входять до комплексу автоматизованих систем електропостачання промислових підприємств?
14. Яку функцію виконує система автоматичного вмикання резерву, і як вона працює на підприємстві?
15. Що являє собою система автоматичного повторного вмикання, і де вона застосовується?
16. Для чого застосовується на підприємстві система автоматичного частотного розвантаження?
17. Яку функцію виконують мікропроцесорні засоби автоматизації і диспетчеризації системи електропостачання підприємства?
18. Що являє собою багаторівнева інформаційна система?

## **8. НЕШТАТНІ РЕЖИМИ ТА КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

### **8.1. Ненормальні режими роботи генераторів**

Основними постачальниками електроенергії в енергосистему є синхронні генератори (СГ), а основними перетворювачами електроенергії є трифазні силові трансформатори. Саме вони визначають стан електропостачання промислових підприємств, а з іншого боку – споживачі електроенергії визначають режими роботи генераторів та трансформаторів і вимоги до них. Ці вимоги регламентуються стандартами, приміром, для синхронних генераторів визначальним є Міждержавний стандарт – ГОСТ 533-2 000.

Відповідно до стандарту, на неробочому ході з номінальною напругою при номінальній частоті обертання коефіцієнт вищих гармонік в лінійній напрузі не повинен перевищувати 3 % для турбогенераторів (ТГ) потужністю до 5 000 кВт включно і 1,5 % – для машин потужністю більше 5 000 кВт.

Перевантаження генератора по струму статора або ротора понад номінальні значення чинять шкідливий вплив на ізоляцію обмоток, на міцність кріплення обмоток і можуть викликати залишкові деформації і виткові замикання. Перевантаження по струму статора збільшує втрати потужності і підвищує температуру статора, викликаючи прискорене старіння ізоляції, надмірні температурні подовження міді і деформацію лобових частин. Перевантаження генераторів по струму статора допускаються лише у аварійних ситуаціях.

Разом з основним режимом роботи ТГ на симетричне навантаження, на яке вони зазвичай і проектуються, згаданим стандартом регламентується і тривала робота при *несиметричному навантаженні*. Причому це відноситься як до автономної роботи ТГ, так і до роботи на електроенергетичну систему.

Робота на несиметричне навантаження призводить до додаткових проблем експлуатації ТГ, які мають електромагнітну природу і проявляються у підвищенні термічної і силової напруженості,

у проблемах вібрації і в кінцевому підсумку – у неякісній роботі системи електропостачання.

*Несиметричні режими* виникають у трифазних ТГ при неоднаковості фазних струмів. Причиною неоднаковості струмів може бути несиметрія навантаження через деяких споживачів електроенергії, наприклад, металургійних підприємств з однофазними плавильними печами, а також при обриві проводів однієї фази лінії електропередачі. Крайніми випадками несиметричних режимів є короткі замикання (однофазні та двофазні). Несиметричні режими несприятливо впливають на ТГ та навантаження. А саме, у ТГ виникають додаткові втрати потужності, а внаслідок цього додатковий нагрів. Якщо навантаженням є трифазні двигуни, то в них зменшується корисна потужність і ККД, якщо це освітлювальні прилади, то в них скорочується середній строк служби (при перевищенні номінальної напруги).

В ГОСТ 533-2 000 вказано, що ТГ повинні допускати тривалу роботу при несиметричному навантаженні, якщо струми у фазах не перевищують номінального значення, а струми зворотної послідовності не перевершують 10 % номінального значення струму статора при непрямому охолодженні обмотки ротора і 8 % – при безпосередньому. При цьому допускається підвищення температури активних частин машин на 5 °С.

Ці величини є результатом багаточисельних досліджень несиметричних режимів ТГ та потребує виготовлення останніх з достатньою термічною стійкістю ротора.

Несиметричне навантаження викликає додаткові втрати потужності від вихрових струмів на поверхні полюсів або бочки ротора, обумовлених вищими гармонійними складовими магнітного поля в повітряному проміжку.

Масивні полюси можуть витримувати тривалі несиметричні навантаження близько 10–15 %, а шихтовані полюси з демпферною обмоткою – близько 12–18 %, і 20 % для синхронних компенсаторів. Згідно з нормаллю VDE 0530 для ТГ потужністю до 100 МВ·А допускається тривале несиметричне навантаження до 8 %, тоді як при великих потужностях, зважаючи на підвищене використання допустиме несиметричне навантаження має бути зменшене.

При зменшених навантаженнях допустима несиметрія струмів у фазах може бути збільшена і визначена виходячи з того, що:

- нагрів обмотки ротора струмами збудження і додатковими втратами в роторі від поля зворотної послідовності не перевищує нагріву, допустимого для класу ізоляції обмотки ротора;
- струм у жодній з фаз статора не повинен перевищувати номінального значення;
- вібрація генератора не повинна перевищувати допустимих меж.

Конкретні величини допустимої несиметрії визначаються на підставі випробувань.

Вищі гармонійні складові струмів при роботі з випрямлячами чинять такий же вплив на ротор, як і несиметричні навантаження, і викликають, крім того, збільшення додаткових втрат в обмотці статора.

В процесі експлуатації є можливим ще асинхронний режим роботи генераторів. Він виникає при втраті збудження, яка може бути викликана помилковим або мимовільним відключенням автомата гасіння поля (АГП) або обривом електричного кола збудження.

*Асинхронний режим* характеризується деяким підвищенням частоти обертання, зниженням активного навантаження, збільшенням струму статора, при цьому має місце гойдання ротора. Генератор починає споживати реактивну потужність з мережі. Через це відбувається зниження напруги в системі.

Найбільш небезпечним режимом для синхронних генераторів є *раптове коротке замикання* (РКЗ). Це найбільш поширена аварія при експлуатації СГ. РКЗ може статися на лініях електропередачі, на шинах електростанції, на вивідних затискачах обмотки статора. Складність РКЗ обумовлена тим, що воно відбувається при номінальній напрузі і повному збудженні генератора. В той же час відомо, що усталене КЗ для синхронних генераторів не є критичним і використовується в експериментальних дослідженнях. Безпечний вихід на усталене дослідне КЗ може бути здійснений плавним підвищенням струму збудження генератора після замикання закортко його обмотки статора.

У перший момент КЗ виникне перехідний процес, який супроводжується появою великих струмів, що багаторазово перевищують їх номінальне значення. Розрахунок струмів РКЗ синхронного генератора є важливим завданням. Знання величини струмів РКЗ дозволяє:

- забезпечити надійне кріплення обмотки статора і особливо її лобових частин, оскільки із збільшенням струму квадратично збільшуються електродинамічні зусилля, що діють на обмотку;
- забезпечити механічну і термічну міцність ізоляції обмоток;
- вибрати комутуючу, вимірювальну і захисну апаратуру, що забезпечує надійну експлуатацію синхронного генератора.

Розрахунок струмів РКЗ синхронного генератора (РКЗ СГ) зазвичай зводиться до розв'язання відповідної математичної моделі, яка залежить від виду РКЗ і прийнятих припущень. Зазвичай як найбільш типові розраховуються однофазне, двофазне і трифазне РКЗ СГ.

Диференціальні рівняння, що описують перехідний процес при РКЗ, мають складний вигляд, оскільки вони повинні враховувати електричну і магнітну несиметрію, наявні в машині, і взаємне переміщення індуктивно пов'язаних обмоток якоря і збудження. Точний аналіз перехідних процесів становить значні труднощі і вимагає застосування спеціальних математичних методів і ЕОМ.

Турбогенератори повинні витримувати без ушкодження ВКЗ будь-якого виду на виводах обмотки статора при номінальному навантаженні і напрузі, рівній 1,05 номінальної, за умови, що максимальний струм у фазі обмежений зовнішніми засобами і не перевищує максимальний струм у фазі при ВКЗ. Термін «без ушкодження» означає, що не повинні бути ушкодження, що перешкоджають продовженню експлуатації машини, хоча деякі деформації обмотки статора можуть мати місце. Якщо випробування на ВКЗ проводять на новій машині, то його слід виконувати після перевірки ізоляції обмотки на електричну міцність повною випробувальною напругою за ГОСТ 183.

Турбогенератор вважають таким, що витримав випробування на РКЗ, якщо машину можна відразу або після незначного ремонту обмотки статора увімкнути в мережу і якщо машина витримала

випробування ізоляції напругою, рівною 80 % випробувальної напруги, передбаченого ГОСТ 183 для нового генератора. Незначним вважається дрібний ремонт кріплення лобових частин обмотки або зовнішніх шарів ізоляції, не пов'язаний із заміною стержнів обмотки статора.

Аналогічно СГ, РКЗ може статися і на вихідних затискчах трансформаторів. Найбільші струми в обмотках трансформатора виникають при трифазному КЗ.

Аварійні струми в обмотках трансформатора створюють дуже великі електромагнітні сили, небезпечні щодо механічної міцності обмоток. При конструюванні обмоток їх необхідно брати до уваги, особливо у разі потужних трансформаторів, де ці сили на одиницю довжини обмотки іноді виходять настільки великими, що доводиться для таких трансформаторів брати підвищені значення напруги КЗ  $u_k$ , щоб зменшити струм КЗ. Крім того, слід, за можливостю, виконувати трансформатори з обмотками однакової висоти. Якщо висоти обмоток неоднакові, то виникають великі аксіальні сили, які можуть привести до руйнування ізоляції з наступним пробоем її.

Розрахунок струмів КЗ вимагає рішення досить складної нелінійної системи диференціальних рівнянь, що описують електромагнітні перехідні процеси в трансформаторі. При цьому виявляється, що струми ВКЗ складаються із сталої і вільної складової. Остання затухає з певною постійною часу.

Якщо загасання вільного струму відбувається відносно повільно, то в найнесприятливішому випадку миттєве значення струму КЗ  $i_{k \max}$  буде в 2 рази, а з урахуванням загасання вільного струму – в 1,5–1,8 рази більше за амплітуду усталеного струму КЗ.

## **8.2. Причини виникнення короткого замикання в електричних системах**

Більшість пошкоджень в електричних системах призводить до коротких замикань (КЗ) витків обмоток електричних машин та трансформаторів, фазних проводів та обмоток на корпус електрообладнання, фаз між собою або на землю.

Наслідки КЗ можуть бути різної міри тяжкості, але вони у більшості випадків призводять до пошкодження або руйнування обладнання, ЛЕП, до пожеж і у крайніх випадках – до травмування і навіть загибелі людей. На рис. 8.1 наведені приклади пошкодження: *а* – статора турбогенератора та *б* – обмоток трансформатора через виткові замикання.



Рисунок 8.1 – Пошкодження турбогенератора та трансформатора через виткові КЗ

Основними причинами пошкоджень, які сприяють виникненню КЗ, є:

- 1) порушення ізоляції струмоведучих частин, спричинене її старінням, незадовільним станом, перенапруженнями, механічними ушкодженнями;
- 2) пошкодження проводів та опор ліній електропередач, що обумовлено їх незадовільним станом, ожеледдю, ураганим вітром, дощем та іншими причинами;
- 3) помилки персоналу при різних операціях.

Різні реальні випадки КЗ наведено на рис. 8.2: *а* – дугове міжфазне КЗ ЛЕП; *б* – дугове КЗ ЛЕП на землю; *в* – КЗ в трансформаторі; *г* – множинне КЗ з пожежею на підстанції.

Крім того, до пошкоджень призводять конструктивні недоліки, недосконалість електричного обладнання або неправильний догляд за ним, а також неякісне виготовлення, дефект монтажу, помилки при проектуванні, незадовільність режимів роботи. Тому, хоча ушкодження і не можна вважати неминучими, але в той са-



мий час, необхідно передбачати можливість виникнення короткого замикання, яке найчастіше призводить до аварійної ситуації.



а



б



в



г

Рисунок 8.2 – Варіанти випадків короткого замикання

Коротке замикання є найбільш небезпечним і важким видом ушкодження. При виникненні КЗ на лінії промислового підприємства електрорушійна сила (ЕРС)  $E$  джерела живлення (генератора) замикається «закоротко» через відносно малий опір генераторів, трансформаторів і ЛЕП. При цьому в контурі з замкнутою закороткою ЕРС виникає великий струм, який називається *струмом короткого замикання*  $I_k$ .

Короткі замикання (рис. 8.3) поділяються:

– на трифазні, двофазні і однофазні, залежно від кількості фаз, що замкнулися (рис. 8.3, а, б, в, г – трифазне, двофазне, однофазне і двофазне КЗ на землю);



– на замикання в одній і двох точках мережі (рис. 8.3, *д*, *е* – замикання однієї фази і двох фаз на землю у мережі з ізольованою нейтраллю).

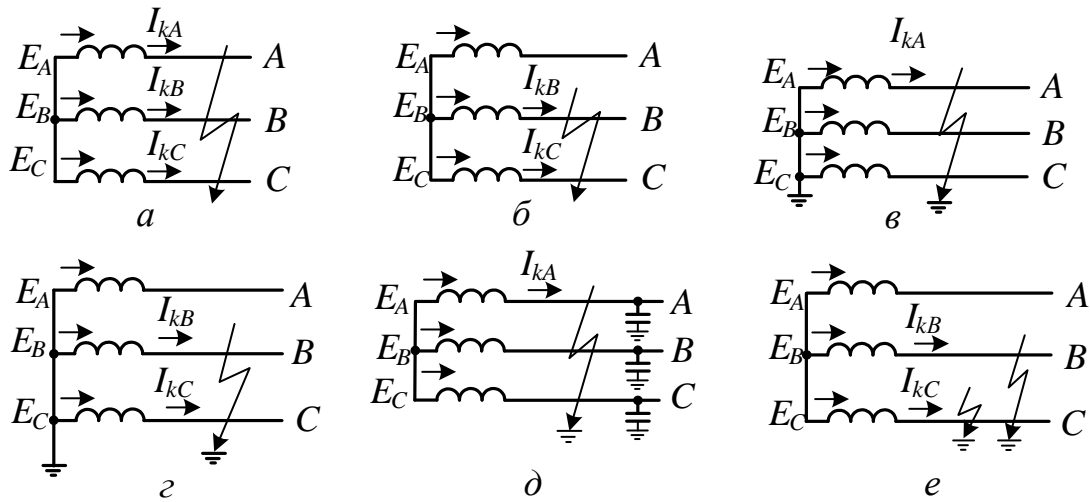


Рисунок 8.3 – Основні види коротких замикань

Через збільшення струму  $I_k$  при КЗ зростає спад напруги в елементах системи, що призводить до зниження напруги по довжині лінії  $l$  у всіх точках мережі, оскільки напруга, наприклад, у точці  $M$  (рис. 8.4, *а*) становить [7]:

$$\underline{U}_M = \underline{E} - \underline{I}_k \underline{Z}_M, \quad (8.1)$$

де  $\underline{Z}_M$  – комплексний опір електричного кола від джерела живлення до точки  $M$ .

Найбільше зниження напруги відбувається в точці КЗ (точка  $K$ ) і поблизу від неї (рис. 8.4, *а*). У точках мережі, віддалених від місця пошкодження (рис. 8.4, *б*), напруга знижується меншою мірою, особливо з урахуванням дії інших джерел.

У свою чергу, збільшення струму і зниження напруги в результаті КЗ призводять до низки небезпечних наслідків, а саме, струм  $I_k$ , згі-

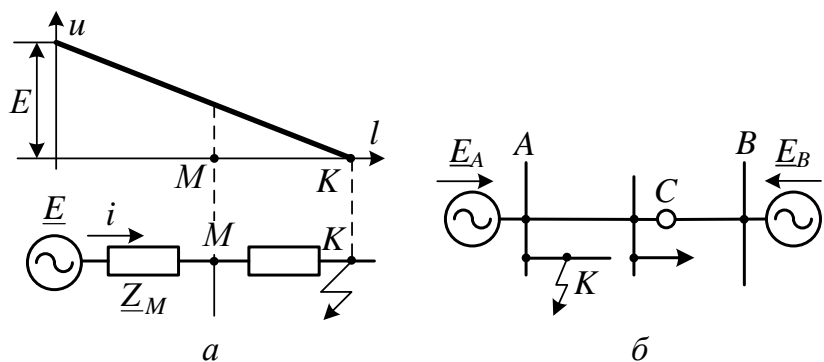


Рисунок 8.4 – Вплив КЗ на роботу споживачів (*а*) і на енергосистему (*б*)

дно з законом Джоуля – Ленца, виділяє тепло в електричному колі з активним опором  $R$ , по якій він проходить за час  $t$ :

$$Q = I_k^2 \cdot R \cdot t. \quad (8.2)$$

У місці ушкодження це тепло і полум'я, що виникає внаслідок електричної дуги, призводять до великих руйнувань, розміри якого тим більші, чим більші струм  $I_k$  і час  $t$ . Проходячи по непошкоджених ділянках обладнання та лініях електропередачі, струм  $I_k$  нагріває їх вище допустимої межі, що спричинити викликати пошкодження ізоляції струмоведучих частин. Крім того, зниження напруги при КЗ порушує роботу споживачів електричної енергії.

Одним із засобів, що знижують струми КЗ на ЛЕП і на підстанціях, є вмикання до їх електричних кіл реакторів. Варіант конструкції реактора показано на рис. 8.5, це, по суті, велика котушка індуктивності, реактивний опір якої обмежує ударні струми КЗ.

Основними споживачами електричної енергії є асинхронні двигуни. Тому при зниженні напруги момент обертання електродвигунів може виявитися меншим від моменту опору механізмів, що призводить до їх зупинки. Крім того, порушується нормальна робота освітлювальних установок, які складають другу значну частину споживачів електричної енергії. Особливо чутливі до зниження напруги комп'ютери і керуючі машини, елементи систем автоматики і зв'язку.



Рисунок 8.5 – Реактор для обмеження струмів КЗ

Найнебезпечнішим є те, що зниження напруги спричиняє порушення стійкості паралельної роботи генераторів. Це призводить до аварій в системі електропостачання підприємства і припинення живлення її споживачів.

### 8.3. Дія струмів короткого замикання

В електроустановках промислових підприємств при виборі струмоведучих частин, ліній електропередач, а також електричних апаратів високої і низької напруги необхідно враховувати параметри, які розраховані не тільки на нормальний режим роботи, але і на аварійний режим. Для цього необхідно перевіряти роботу всього електротехнічного устаткування при різних умовах, особливо обумовлених КЗ.

Струм короткого замикання зазвичай у багато разів більший від робочого струму і може викликати у струмоведучих частинах і в електричних апаратах недопустимі електродинамічні зусилля і надмірне нагрівання. Величина струму КЗ значною мірою визначає тип і параметри електричних апаратів, а також переріз струмопровідних частин установок і ліній передач системи електропостачання. Тому необхідно враховувати різну дію струмів КЗ і їх наслідки.

**Електродинамічна дія струмів КЗ.** Системи провідників зі струмами відчувають електродинамічні силові взаємодії між собою, що супроводжуються важливими механічними напруженнями. Паралельні провідники з однаковими напрямками струмів притягуються, а з протилежними – відштовхуються. Сила взаємодії двох однакових паралельних провідників визначається співвідношенням:

$$F = 2 \cdot 10^{-7} \cdot k_f \frac{I_1 \cdot I_2}{a} \cdot l, \quad (8.3)$$

де  $k_f$  – коефіцієнт форми провідників; для круглих –  $k_f = 1$ ;  $I_1, I_2$ ,  $a, l$  – струми провідників; відстань між ними і їх довжина.

Електродинамічна дія між провідниками у трифазній установці змінного струму супроводжується силами, які змінюються у часі за величиною і напрямком та мають коливальний характер. Наприклад, на рис. 8.6 наведено графік струмів трифазної системи та відзначені моменти часу  $t_1 - t_3$ , що відповідають максимумам

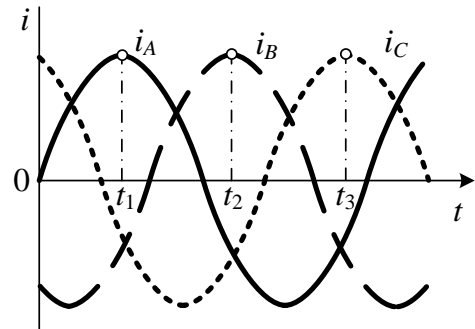


Рисунок 8.6 – Струми трифазної мережі

струмів  $i_A, i_B, i_C$  фаз  $A, B, C$ . Діаграми сил для цих моментів показані на рис. 8.7. Сила, що діє на провідник зі струмом, визначається взаємодією зі струмами інших фаз.

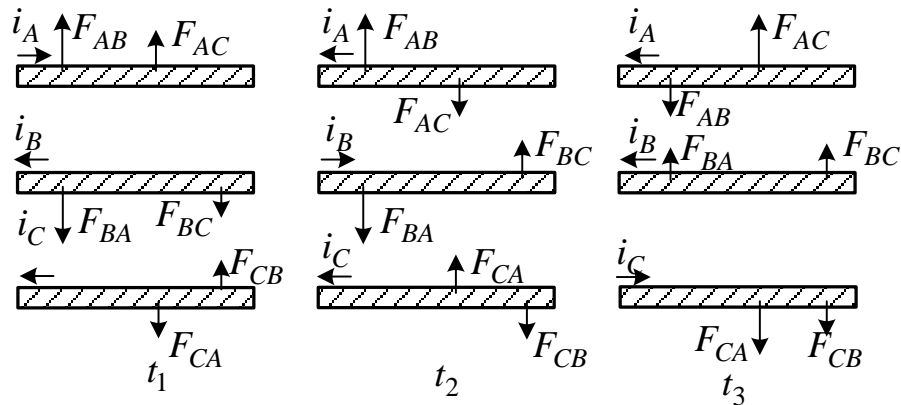


Рисунок 8.7 – Діаграми сил у системі трифазних шинопроводів для моментів часу  $t_1-t_3$

Найбільша сила, що діє на провідник при струмі КЗ:

$$F_{\max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{I_k^2}{a} l. \quad (8.4)$$

У реальних електричних апаратах і струмопровідних частинах лінії великі сили можуть виникати від взаємодії струму в межах однієї фази, наприклад, при розщепленні фази на паралельні провідники, а також коли провідники не паралельні, а утворюють петлі. Ці сили можуть досягати значень близько 2 000 Н. Тому електричні апарати і струмоведучі частини установок розраховуються на електродинамічну стійкість (ЕДС).

*Електродинамічна стійкість* – здатність апарата або струмоведучих частин конструкцій протистояти короточасним силам від струмів КЗ без виникнення пошкоджень, які порушують їх нормальну роботу. Для електричних апаратів (ЕА) виробник вказує струм КЗ, при якому гарантує їх електродинамічну стійкість.

Відповідно до «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ) на електродинамічну стійкість не перевіряють ЕА і провідники, захищені запобіжниками на струм до 60 А, а також електричні апарати та шини електричних кіл трансформаторів, що розташовані в окремій камері.

**Термічна дія струмів КЗ.** При протіканні струму КЗ провідник додатково нагрівається понад робочу температуру. Процес КЗ короткочасний (у межах кількох секунд), і тепло, що виділяється у провіднику, не встигає передаватися до навколишнього середовища та витрачається на нагрівання самого провідника, що може призвести до плавлення та обвуглювання ізоляції, а також до деформації та плавлення струмоведучих частин.

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура нагріву. Цей критерій належить і до струмоведучих частин ЕА. Допустимі температури визначаються з умов збереження механічної міцності металу оголених провідників і стійкості до нагрівання ізоляції провідників (табл. 8.1).

Таблиця 8.1 – Допустимі температури нагрівання провідників, °С

Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією з мідними або алюмінієвими жилами до 10 кВ	200
Те саме при напрузі 20–220 кВ	125
Шини алюмінієві	200
Шини мідні	300
Сталеві шини	400

При перевірці струмоведучих частин або ЕА на термічну стійкість використовують наведений час  $t_r$  з умови рівності теплової енергії, що виділилася за цей час усталеним струмом КЗ, та енергії, яка виділена змінним у часі струмом за дійсний час  $t$ .

Зведений час дії струму КЗ може бути наведено двома складовими: періодичною  $t_{rp}$  і аперіодичною  $t_{ra}$ :

$$t_r = t_{rp} + t_{ra} . \quad (8.5)$$

Ці складові визначаються за емпіричними кривими або формулами залежно від часу протікання КЗ. При  $t_r < 5$  с визначається допоміжний коефіцієнт  $\beta$ , який характеризує відношення струмів:

$$\beta = \frac{I_{k,p,0}}{I_{k,\infty}} , \quad (8.6)$$

де  $I_{k,p,0}$  – початкове значення періодичної складової струму КЗ;  $I_{k,\infty}$  – значення усталеного струму КЗ.

При визначенні струмів КЗ потрібно також проводити розрахунок струмопровідних частин обладнання на термічну стійкість.

Термічна стійкість струмоведучих частин розраховується за довідковими кривими нагріву металів:

$$\theta_{cr} = f \cdot (J^2 \cdot t_r) = f(A), \quad (8.7)$$

де  $\theta_{cr}$  – критична температура нагріву металу;  $J$ ,  $A = J^2 \cdot t_r$  – густина струму і допоміжний термічний параметр.

При відомій величині  $J$  і заданій допустимій температурі  $\theta_m$  визначається  $t_r$  і параметр  $A$ , який залежить від температури металу провідника. Потім знаходиться переріз провідника:

$$S_{\min} = \frac{t_r}{A - A_0}, \quad (8.8)$$

де  $A_0$  – коефіцієнт, що визначається при заданій початковій температурі металу провідників кабелю.

Для перевірки високовольтного обладнання (короткозамикачів, роз'єднувачів, віддільників, високовольтних вимикачів) на термічну стійкість використовується розрахунковий тепловий імпульс. Отримана величина теплового імпульсу порівнюється з каталожною, при якій гарантується термічна стійкість обладнання.

## **8.4. Розрахунок струмів короткого замикання**

### **8.4.1. Розрахунок струмів КЗ в установках змінного струму**

При розрахунку струмів КЗ необхідно знати величину активних  $R$  і реактивних  $X$  опорів на лінії від джерел електричної енергії до місця короткого замикання, а також повні опори  $Z$ . Іноді для порівнянності різних об'єктів їх опори подають у відносних одиницях (в. о.), наприклад, для повного опору елемента системи:

$$Z_{e*} = \frac{\sqrt{3} \cdot Z_e \cdot I_N}{U_N} \quad \text{або} \quad Z_{e*} = \frac{Z_e \cdot S_N}{U_N^2}, \quad (8.9)$$

$$Z_e = \frac{Z_{e*} \cdot U_N^2}{S_N}, \quad (8.10)$$

де  $U_N$  – номінальна лінійна напруга установки, кВ;  $I_N$ ,  $Z_e$  – номінальний струм (кА) і повний опір (Ом) елемента установки;  $S_N = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N$  – повна номінальна потужність елемента, МВ·А.

При оціночних попередніх розрахунках струмів КЗ активними опорами генераторів, синхронних компенсаторів, великих двигунів і трансформаторів зазвичай нехтують.

Активними опорами повітряних і кабельних ліній не завжди можна знехтувати. Тоді вони визначаються за довідковими таблицями залежно від величини площ перерізів їх проводів.

Визначення результуючого опору електричного кола КЗ проводиться на основі розрахункової схеми (рис. 8.8, а) та її схеми заміщення (рис. 8.8, б).

Розрахункова схема містить живлячі генератори  $G1$ ,  $G2$  та передавальні трансформатори  $T1$ ,  $T2$ , а також умовні точки коротких замикань  $K1$  і  $K2$  (рис. 8.8, а).

На схемі заміщення зазначаються зведені (перераховані) опори по відношенню до базових величин, які однакові для всіх елементів установки (рис. 8.8, б). Базовими величинами є: струм ( $I_b$ ), напруга ( $U_b$ ), повна потужність ( $S_b$ ) і опір ( $Z_b$ ). До них належать співвідношення:

$$Z_b = \frac{U_b}{\sqrt{3} \cdot I_b}; \quad S_b = \sqrt{3} \cdot I_b \cdot U_b. \quad (8.11)$$

Так, доцільними базовими значеннями можуть бути:

- потужність (10; 100; 1000), кВА;
- напруга (0,23; 0,525; 3,15; 6,3; 10,5; 15,75; 37; 115; 162; 230), кВ;
- базовий струм визначається з наведених вище формул.

Відносні значення опорів (у цьому випадку реактивних), приведені до базової потужності для генератора, трансформатора, реактора та лінії, визначаються за формулами відповідно:

$$X'_{G*} = X_{GN*} \cdot \frac{S_b}{S_N}; \quad X'_{T*} = X_{TN*} \cdot \frac{S_b}{S_N}; \quad X'_{R*} = X_{RN*} \cdot \frac{I_b \cdot U_{RN}}{I_{RN} \cdot U_b}; \quad x'_{l*} = x_l \cdot \frac{S_b}{U_b^2}, \quad (8.12)$$

де  $X_{GN*}$ ,  $X_{TN*}$ ,  $X_{RN*}$  – реактивні опори генератора, трансформато-

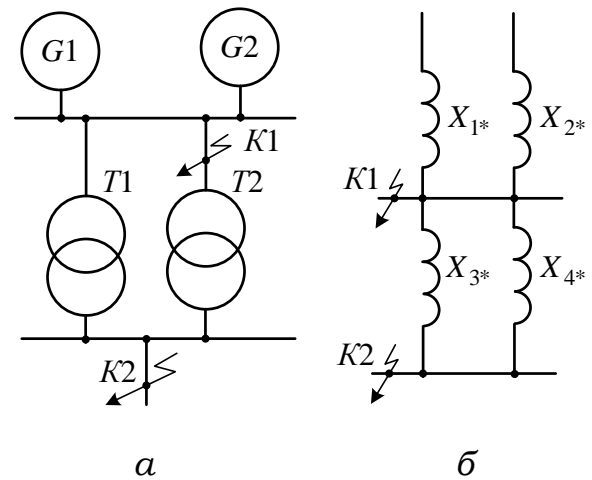


Рисунок 8.8 – До визначення струмів КЗ:  
а – розрахункова схема;  
б – схема заміщення

ра, реактора, які належать до номінальної потужності (в. о.);  $U_{RN}, I_{RN}$  – номінальні напруга (кВ) і струм реактора (кА);  $x_l$  – пито- мий реактивний опір лінії, Ом/км.

Опори схеми заміщення можна замінити одним реактивним еквівалентним опором  $X'_{eqv*}$  за умови нехтування активними опо- рами елементів, які підключені до трансформатора і приведення їх відносних одиниць до базових. У результаті в електричному колі первинної обмотки трансформатора можна визначити ряд зна- чень струму КЗ (якщо воно сталося у точці К2, див. рис. 8.8, а).

Значення струму КЗ ( $I_{kt}$ , в. о.) для різних моментів часу  $t$  (в. о.) по відношенню до періоду сталого струму, залежно від реактивно- го опору  $x$  (або  $X'_{eqv*}$ ), визначається за довідковими розрахункови- ми кривими (рис. 8.9).

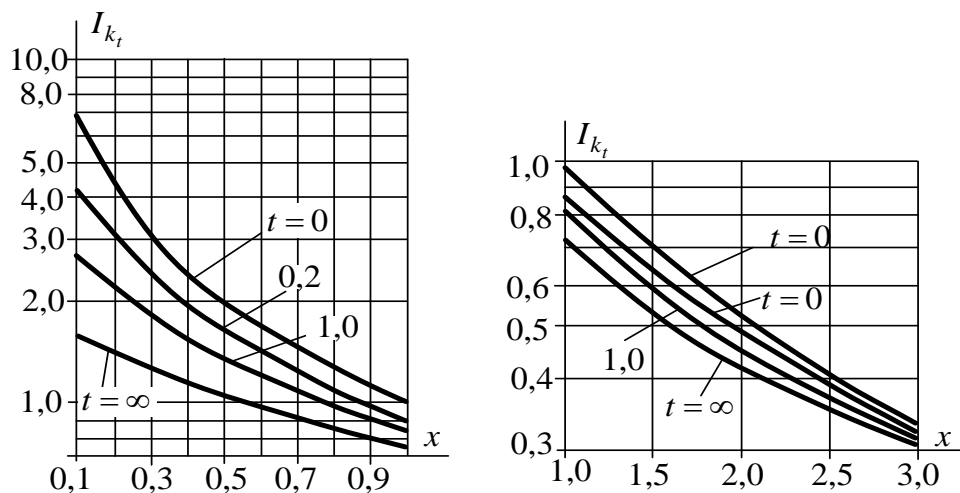


Рисунок 8.9 – Графіки зміни періодичної складової струму КЗ

Струм КЗ у заданій точці електричного кола у відповідний час  $t$  визначається як:

$$i_k = I_{kt} \cdot I_N. \quad (8.13)$$

Максимальне (ударне значення струму):

$$i_d = k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k,\infty}, \quad (8.14)$$

де  $I_{k,\infty} = I_b / X'_{eqv*}$  – діюче значення усталеного струму КЗ;  $k_d$  – удар- ний коефіцієнт, який визначається за довідковими кривими за-



лежно від відношення з'єднаних в електричному колі індуктивних і активних опорів  $X_{\Sigma}/R_{\Sigma}$ , або постійної часу загасання аперіодичної складової  $T_a = X_{\Sigma}/(\pi \cdot R_{\Sigma})$ .

Діюче значення повного струму КЗ за перший період:

$$I_{ef,1} = I_{k,\infty} \sqrt{1 + 2 \cdot (k_d - 1)^2}. \quad (8.15)$$

Для кіл, що не містять активного опору  $k_d = 1,8$ , і при цьому  $I_{ef,1} = 1,52 \cdot I_{k,\infty}$ .

Для шин, які підводяться до живильної системи і приєднані до трансформатора, при розрахунку струмів КЗ приймають реактивний опір  $X_{sys} = 0$ , тому що потужність системи набагато перевищує потужність трансформатора, тобто  $S_{sys} = \infty$ . При цьому ще вважається, що при КЗ на стороні нижчої напруги трансформатора (див. рис. 8.8, точка К2) його вища (первинна) напруга залишається незмінною увесь час існування КЗ, тобто  $U_{pN} = U_{sys}$ , де  $U_{sys}$  – напруга на шинах у системі нескінченної потужності.

Внаслідок цього сталий струм КЗ на вторинних затискачах обмотки трансформатора (s – second):

$$I_{k,s} = I_{pN} \frac{U_{pN}}{U_k}, \quad (8.16)$$

де  $U_{pN}$ ,  $U_k$  – напруги номінальна і КЗ трансформатора, кВ;  $I_{pN}$  – номінальний струм первинної обмотки (p – primary).

При розрахунку сталого струму і повної потужності КЗ як з боку первинної, так і вторинної обмоток у відносних одиницях:

$$I_k = I_N \frac{1}{u_k} \approx I_N \frac{1}{X_{T*}'}; \quad S_k = S_N \frac{1}{X_{T*}'}, \quad (8.17)$$

де  $u_k$  – напруга КЗ у відносних одиницях (в. о.);  $X_{T*}'$  – зведений індуктивний опір трансформатора (в. о.).

При виборі автоматичних вимикачів у системі електропостачання необхідно брати величини струму і потужності КЗ, що відповідають мінімальному часу від моменту початку КЗ до початку розходження електричних контактів.

### 8.4.2. Розрахунок струмів КЗ в установках постійного струму

На промислових підприємствах до системи електропостачання також входять і пристрої постійного струму, які забезпечують живлення внутрішньозаводського електротранспорту (від тягової підстанції), мережі електролізних установок тощо.

Процеси при КЗ і причини їх виникнення практично такі самі, як в установках змінного струму. Струм КЗ, який діє у мережі, визначається її напругою  $U_k$  і опором  $R_k$ :

$$I_k = \frac{U_k}{R_k}. \quad (8.18)$$

Між точкою КЗ і живильним джерелом змінного струму запроваджується еквівалентний опір, що об'єднує опір живильних ліній змінного струму і перетворювальних агрегатів підстанції:

$$R_{eqv} = R_{pr} + R_L, \quad (8.19)$$

де  $R_{pr} = \frac{k_{pr} \cdot U_N}{I_N \cdot N_1}$  – еквівалентний опір цих агрегатів;  $k_{pr} = \frac{\Delta U_N}{U_N}$  – від-

ношення втрат напруги  $\Delta U_N$  в перетворюючому агрегаті до номінальної випрямленої напруги  $U_N$  при його номінальному струмі навантаження  $I_N$ ;  $N_1$  – кількість робочих перетворювальних агре-

гатів;  $R_L = \frac{k_{RLn} \cdot k_L \cdot U_N}{I_N \cdot N_2}$  – еквівалентний опір ліній живлення підста-

нції;  $k_L$  – відношення втрат напруги до номінальної напруги у лініях живлення змінного струму при номінальному навантаженні;  $k_{RLn}$  – відношення опорів працюючих ліній до опору ліній, що знаходяться у роботі в нормальному режимі;  $N_2$  – кількість робочих агрегатів підстанції.

Підставивши значення (8.19), отримаємо:

$$R_{eqv} = \frac{U_N}{I_N} \cdot \left( \frac{k_{pr}}{N_1} + \frac{k_{RLn} \cdot k_L}{N_2} \right). \quad (8.20)$$

Напруга НХ підстанції:

$$U_o = U_N \cdot (1 + k_{pr} + k_L) \cdot (1 - k_U),$$

де  $k_U$  – коефіцієнт, що враховує найбільше допустиме у нормальних умовах роботи зниження напруги у живильній мережі змінного струму відносно номінального значення.

Напруга електричного кола при КЗ:

$$U_k = U_N \cdot (1 + k_{pr} + k_L) \cdot (1 - k_U) - \Delta U_d - I_{load} R_{eqv}, \quad (8.21)$$

де  $\Delta U_d$  – втрати напруги на дузі при КЗ ( $\Delta U_d = 100 - 200$  В);  $I_{load}$  – струм тягового навантаження, А.

Сумарний опір електричного кола при КЗ:

$$R_k = (r_{KS} + r_{RS}) \cdot l + R_w + R_{sw} + R_{eqv}, \quad (8.22)$$

де  $r_{KS} = \frac{0,9}{G \cdot n_{put}}$  – питомий опір контактної мережі, Ом/км; 0,9 – ко-

ефіцієнт, що враховує додатковий опір збірних рейкових стиків;  $G$  – вага рейок, кг/м;  $n_{put}$  – кількість паралельних шляхів контактної мережі;  $r_{RS}$  – питомий опір рейок, Ом/км;  $l$  – довжина повітряних або кабельних ліній, км;  $R_w$ ,  $R_{sw}$  – опори живлячих і відсмоктувальних проводів (Ом), які є одним з видів робочого заземлення і приєднуються до середніх точок дросель-трансформаторів, що забезпечують повернення тягового струму з рейок на тягову підстанцію. У цілому така система являє собою відсмоктувальну лінію (повітряну, кабельну або рейкову), що з'єднує тягову рейкову мережу з тяговою підстанцією.

З урахуванням рівнянь (8.18), (8.21), (8.22) струм КЗ дорівнює:

$$I_k = \frac{U_k}{R_k} = \frac{U_N (1 + k_{pr} + k_L) \cdot (1 - k_U) - \Delta U_d - I_{load} R_{eqv}}{(r_{KS} + r_{RS}) \cdot l + R_w + R_{sw} + R_{eqv}}. \quad (8.23)$$

Таким чином, за цим методом розрахунку можна визначити необхідні параметри при проходженні струмів КЗ в установках постійного струму і внутрішньоцехового електротранспорту промислового підприємства.

## 8.5. Приклади розрахунку струмів короткого замикання

Приклад 1. Розрахунок КЗ у цехових мережах напругою до 1 000 В змінного струму

Для компресорної підстанції, схема якої показана на рис. 8.10,

розрахувати струм КЗ у точках К1–К3, ударні діючі значення струмів системи з урахуванням впливу роботи двигунів.

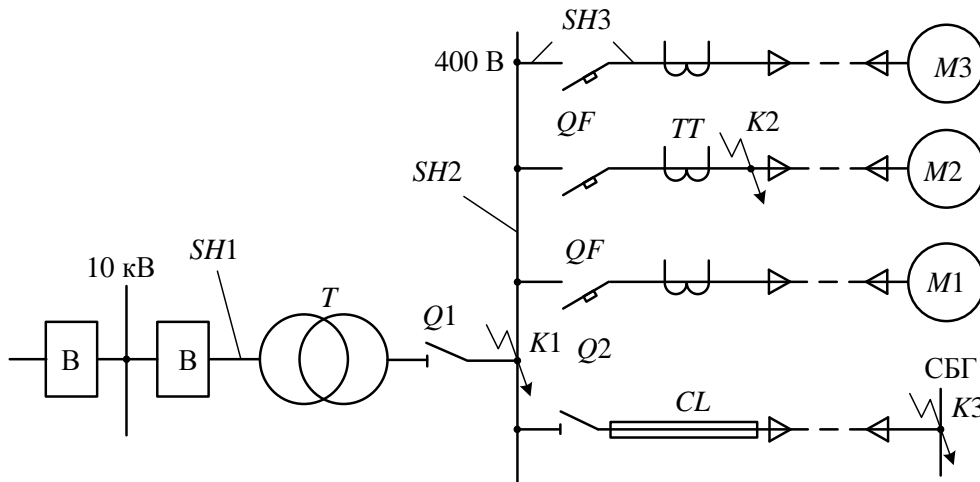


Рисунок 8.10 – Схема компресорної підстанції

Елементи схеми мають такі дані (за довідковими даними):

- силовий трансформатор  $T$  ( $S_{TN} = 1000$  кВ·А;  $u_{k,\%} = 5,5$  % ;  $\Delta P_k = 15$  кВт;  $U_N = 400$  В);
- автоматичний вимикач  $B$  ( $I_N = 600$  А, опори котушки:  $R_{QF} = 0,12$  мОм;  $X_{QF} = 0,094$  мОм; перехідний опір контактів  $R_{k,QF} = 0,25$  мОм);
- опір системи електроживлення до цехового трансформатора  $X_s = 0,457$  мОм;
- асинхронні двигуни  $M1, M2, M3$  ( $P_{NM} = 200$  кВт;  $U_N = 380$  В;  $\eta_N = 0,94$ ;  $\cos\varphi_N = 0,91$ ), всі двигуни працюють одночасно;
- рубильники  $Q1$  і  $Q2$  ( $I_{N,Q1} = 600$  А,  $I_{N,Q2} = 400$  А; перехідний опір контактів  $R_{k,Q1} = 0,15$  мОм;  $R_{k,Q2} = 0,2$  мОм);
- шини алюмінієві  $SH1$ – $SH3$  розташовані на ділянках в одній площині, відстань між фазами  $a = 240$  мм (середня відстань між шинами  $a_{av} = 1,26 \cdot a = 300$  мм, їх параметри наведено в табл. 8.2).

Трансформатори струму (ТС) мають коефіцієнт трансформації 600/5 А і встановлюються у двох фазах.

Ударний коефіцієнт  $k_d$  при струмах КЗ у точках К1 – К3 становить відповідно  $k_{d,K1} = 1,41$ ;  $k_{d,K2} = 1,34$ ;  $k_{d,K3} = 1,03$ .

Таблиця 8.2 – Параметри шин електроживлення

SH1	SH2	SH3
$S = 10 \cdot 80 \text{мм}^2$ ; $l = 8 \text{ м}$	$S = 10 \cdot 80 \text{мм}^2$ ; $l = 1 \text{ м}$	$S = 4 \cdot 40 \text{мм}^2$ ; $l = 2,5 \text{ м}$
Питомий опір шин до КЗ, мОм/м (за довідковими даними)		
$r_{SH1,l} = r_{SH2,l} = 0,044$ , $x_{SH1,l} = x_{SH2,l} = 0,17$		$r_{SH3,l} = 0,222$ , $x_{SH3,l} = 0,214$
Параметри та питомі опори кабелю CL освітлення до щитка СБГ: $S_c = 3 \cdot 25 \text{ мм}^2$ ; $l_c = 200 \text{ м}$ ; $r_{c,l} = 1,33 \text{ мОм/м}$ ; $x_{c,l} = 0,07 \text{ мОм/м}$		

Коротке замикання у точці К1 (розв'язання).

Активний (відносний) опір трансформатора:

$$R_{T^*} = \frac{\Delta P_k}{S_{TN}} = \frac{15}{1000} = 0,015 \text{ в.о.},$$

де  $\Delta P_k$  – втрати потужності (кВт) в трансформаторі.

Індуктивний (відносний) опір трансформатора:

$$X_{T^*} = \sqrt{\left(\frac{u_{k,\%}}{100}\right)^2 - R_{T^*}^2} = \sqrt{0,055^2 - 0,015^2} = 0,0527 \text{ в.о.},$$

де  $u_{k,\%}$  – напруга КЗ (%) в трансформаторі.

Індуктивний та активний опори трансформатора:

$$X_T = X_{T^*} \cdot \frac{U_N^2}{S_{TN}} \cdot 10^6 = 0,0527 \cdot \frac{400^2}{1000} = 8,44 \text{ мОм};$$

$$R_T = R_{T^*} \cdot \frac{U_N^2}{S_{TN}} \cdot 10^6 = 0,015 \cdot \frac{400^2}{1000} = 2,4 \text{ мОм}.$$

Індуктивний і активний опори шин при КЗ:

$$R_{SH1} = l_{SH1} \cdot r_{SH1,l} = 8 \cdot 0,044 = 0,352 \text{ мОм};$$

$$X_{SH1} = l_{SH1} \cdot x_{SH1,l} = 8 \cdot 0,17 = 1,36 \text{ мОм}.$$

До схеми електричного кола при КЗ у точку К1 входять активні й індуктивні опори:  $R_T$ ,  $X_T$ ;  $R_{SH1}$ ,  $X_{SH1}$ ;  $R_{k,Q1}$ . Тому, з урахуванням усього, їх сумарні активний, реактивний та повний опори:

$$R_{\Sigma K1} = R_T + R_{SH1} + R_{k,Q1} = 2,4 + 0,352 + 0,15 = 2,9 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma K1} = X_T + X_{SH1} = 8,44 + 1,36 = 9,8 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{2,9^2 + 9,8^2} = 10,2 \text{ мОм}.$$

Діюче значення усталеного струму КЗ:

$$I_{k,K1} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,2} = 22,7 \text{ кА}.$$

Якщо не враховувати опори шин і контактів рубильника на стороні нижчої напруги, тобто врахувати опір тільки трансформатора, то розрахунковий струм КЗ буде найбільшим:

$$I_{k,K1,T} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_T^2 + X_T^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,4^2 + 8,44^2}} = 26,2 \text{ кА},$$

тобто більше на 15 % – через вплив шин і рубильника на струм КЗ.

Ударний струм КЗ, споживаний від системи:

$$i_{d,K1} = k_{d,K1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k,K1} = 1,41 \cdot 1,41 \cdot 22,7 = 45,4 \text{ кА}.$$

Діюче значення повного струму КЗ за перший період:

$$I_{d,K1} = I_{k,K1} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{d,K1} - 1)^2} = 22,7 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,41 - 1)^2} = 26,7 \text{ кА}.$$

Номінальний струм двигунів:

$$I_{NM} = \frac{3 \cdot P_{NM}}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \eta_N \cdot \cos \varphi_N} = \frac{3 \cdot 200}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,94 \cdot 0,91} = 1,06 \text{ кА}.$$

При проходженні струму КЗ ударне значення струму у двигунах збільшується у 6–8 разів. Тому ударний струм КЗ з урахуванням електродвигунів:

$$i_{d,M} = k_{d,K1} \cdot 1,41 \cdot I_{k,K1} + 6,5 \cdot I_{NM} = 1,41 \cdot 1,41 \cdot 22,7 + 6,5 \cdot 1,06 = 52,3 \text{ кА}.$$

*Коротке замикання в точці К2 (розв'язання).*

Струм КЗ у точці К2 визначається для перевірки трансформаторів струму ТС на електродинамічну і термічну стійкість.

Опори шин SH2:  $R_{SH2} = l_{SH2} \cdot r_{SH2,l} = 1 \cdot 0,044 = 0,044 \text{ мОм};$

$$X_{SH2} = l_{SH2} \cdot x_{SH2,l} = 1 \cdot 0,17 = 0,17 \text{ мОм}.$$

Опори шин SH3:  $R_{SH3} = l_{SH3} \cdot r_{SH3,l} = 2,5 \cdot 0,222 = 0,555 \text{ мОм};$

$$X_{SH3} = l_{SH3} \cdot x_{SH3,l} = 2,5 \cdot 0,214 = 0,535 \text{ мОм}.$$

Сумарні активний і реактивний опори електричного кола при КЗ з урахуванням автоматичних вимикачів:

$$\begin{aligned}
R_{\Sigma, K2} &= R_T + R_{SH1} + R_{k,Q1} + 2 \cdot R_{SH2} + R_{SH3} + r_{QF} + R_{k,QF} = \\
&= 2,4 + 0,352 + 0,15 + 2 \cdot 0,044 + 0,555 + 0,12 + 0,25 = 3,91 \text{ мОм}; \\
X_{\Sigma, K2} &= X_s + X_T + X_{SH1} + 2 \cdot X_{SH2} + X_{SH3} + X_{QF} = \\
&= 0,457 + 8,44 + 1,36 + 2 \cdot 0,17 + 0,535 + 0,094 = 11,23 \text{ мОм}.
\end{aligned}$$

Діюче значення усталеного струму КЗ:

$$I_{k,K2} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma, K2}^2 + X_{\Sigma, K2}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,91^2 + 11,23^2}} = 19,4 \text{ кА}.$$

При визначенні ударного струму, що проходить через трансформатор струму, враховуємо опір двигунів (без урахування опору електричного кола від двигунів до місця КЗ):

$$i_{d,K2} = k_{d,K2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k,K2} + 6,5 \cdot \frac{2}{3} I_{NM} = 1,34 \cdot 1,41 \cdot 19,4 + 6,5 \cdot \frac{2}{3} \cdot 1,06 = 41,2 \text{ кА}.$$

Діюче значення повного струму КЗ за перший період:

$$I_{d,K2} = I_{k,K2} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{d,K2} - 1)^2} = 19,4 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,34 - 1)^2} = 21,7 \text{ кА}.$$

*Коротке замикання в точці КЗ (розв'язання).*

Активний і реактивний опори кабелю лінії:

$$R_{CL} = r_{c,l} \cdot l_c = 1,33 \cdot 200 = 266 \text{ мОм}; \quad X_{CL} = x_{c,l} \cdot l_c = 0,07 \cdot 200 = 14 \text{ мОм}.$$

Сумарні активний і реактивний опори на лінії:

$$\begin{aligned}
R_{\Sigma, K3} &= R_T + R_{SH1} + R_{k,Q1} + R_{SH2} + R_{SH3} + R_{k,Q2} + R_{CL} = \\
&= 2,4 + 0,352 + 0,15 + 0,044 + 0,555 + 0,2 + 266 \approx 297 \text{ мОм}; \\
X_{\Sigma, K3} &= X_s + X_T + X_{SH1} + X_{SH2} + X_{SH3} + X_{KL} = \\
&= 0,457 + 8,44 + 1,36 + 0,17 + 0,535 + 14 \approx 25 \text{ мОм}.
\end{aligned}$$

Діюче значення сталого струму КЗ:

$$I_{k,K3} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma, K3}^2 + X_{\Sigma, K3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{297^2 + 25^2}} = 0,85 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{d,K3} = k_{d,K3} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k,K3} = 1,03 \cdot 1,41 \cdot 0,85 = 1,23 \text{ кА}.$$

Діюче значення повного струму КЗ за перший період:

$$I_{d,K3} = I_{k,K3} \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{d,K3} - 1)^2} = 0,85 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,03 - 1)^2} = 0,88 \text{ кА.}$$

Не враховуючи струм КЗ від двигунів через їх віддаленість від місця КЗ, з урахуванням тільки опорів трансформатора і кабелю, струм КЗ:

$$I_{k,K3,T,CL} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \sqrt{(R_T + R_{CL})^2 + (X_T + X_{CL})^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(2,4 + 266)^2 + (8,44 + 14)^2}} = 0,86 \text{ кА.}$$

Показаний приклад сприяє визначенню параметрів у точках виникнення КЗ при протіканні змінного струму в установках системи електропостачання або на лінії.

Приклад 2. Розрахунок струмів КЗ в установках постійного струму.

Визначити усталене значення струму КЗ для ділянки одношляхового внутрішньозаводського електротранспорту (рис. 8.11, а), на якому відбувається замикання, що виникає при перекритті ізолятора на відстані  $l_k = 2$  км від підстанції.

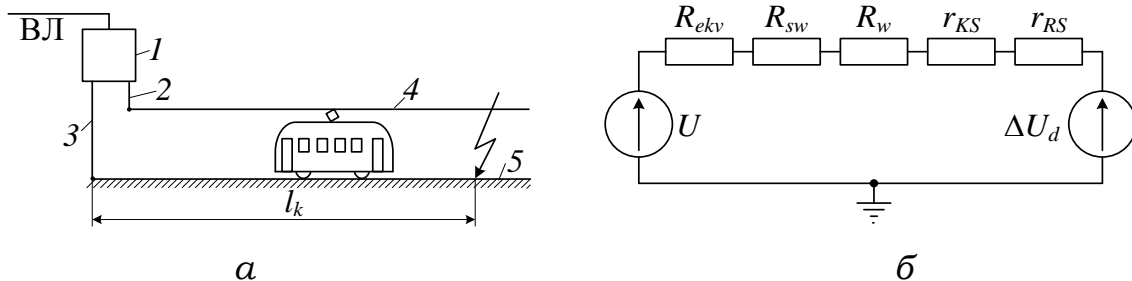


Рисунок 8.11 – Принципова схема живлення внутрішньозаводського електричного транспорту (а) і схема заміщення для розрахунку струму КЗ (б):

1 – перетворювальна підстанція; 2 – живильний провід;  
3 – відсмоктувальний провід; 4 – контактний провід; 5 – колія

Основні параметри системи електротранспорту:

- номінальна напруга на шинах випрямленого струму  $U_N = 3300$  В;
- номінальний струм перетворювального вентиля  $I_N = 350$  А;
- мінімальна кількість перетворювальних агрегатів, які знаходяться у роботі  $N_1 = 3$ ; кількість перетворювальних агрегатів на підстанції  $N_2 = 5$ , не враховуючи резервних.



Контактна підвіска складається з двох мідних контактних проводів перерізом 100 мм<sup>2</sup>, які мають знос 15 %. Матеріал проводів живильної лінії постійного струму – мідь, їх переріз – 120 мм<sup>2</sup>, кількість проводів – 2.

Відсмоктувальна лінія складається з чотирьох проводів. Довжина живлячої і відсмоктувальної ліній 0,15 км.

Робочий струм підстанції  $I_{load} = 950$  А.

При розрахунку необхідно врахувати (за довідковою літературою і розрахунком за спеціальними методиками):

– падіння напруги у дузі при КЗ,  $\Delta U_d = 150$  В;

– коефіцієнт, що враховує найбільше допустиме у нормальних умовах зниження напруги у живильній мережі змінного струму щодо номінального значення  $k_U = 0,05$ ;

– коефіцієнт відношення опорів решти ліній до опору ліній, що перебувають у роботі  $k_{RLn} = 1$ ;

– коефіцієнт відношення втрат напруги  $\Delta U_N$  у перетворювальному агрегаті при його номінальному навантаженні струмом  $I_N$  до номінальної випрямленої напруги  $U_N$ , тобто  $k_{pr} = \Delta U_N / U_N = 0,06$ ;

– коефіцієнт відношення втрат напруги у лініях змінного струму при номінальному навантаженні до номінальної напруги  $k_L = 0,04$ ;

– опір 1 км контактної мережі,  $r_{KS} = 0,063$  Ом/км;

– опір проводів лінії, що живить контактну мережу,  $R_w = 0,012$  Ом;

– опір проводів відсмоктувальної лінії,  $R_{sw} = 0,006$  Ом;

– вага колії на одиницю довжини шляху,  $G = 43$  кг/м;

– кількість паралельних шляхів,  $n_{put} = 1$ .

*Розв'язання.*

Еквівалентний опір, який замінює опір живильних ліній змінного струму і перетворювальних агрегатів підстанції:

$$R_{eqv} = \frac{U_N}{I_N} \left( \frac{k_{pr}}{N_1} + \frac{k_{RLn} \cdot k_L}{N_2} \right) = \frac{3300}{350} \left( \frac{0,06}{3} + \frac{1 \cdot 0,04}{5} \right) = 0,26 \text{ Ом.}$$

Опір 1 км колії при зазначеній його питомій вазі на 1 м:

$$r_{RS} = \frac{0,9}{G \cdot n_{put}} = \frac{0,9}{43 \cdot 1} = 0,021 \text{ Ом/км.}$$

Струм КЗ на лінії відповідно до схеми заміщення (див. рис. 8.11, б):

$$I_k = \frac{U_k}{R_k} = \frac{U_N (1 + k_{pr} + k_L) \cdot (1 - k_U) - \Delta U_d - I_{load} \cdot R_{eqv}}{(r_{KS} + r_{RS}) \cdot l_k + R_w + R_{sw} + R_{eqv}} =$$

$$= \frac{3300(1 + 0,06 + 0,04) \cdot (1 - 0,05) - 150 - 950 \cdot 0,26}{(0,063 + 0,021) \cdot 2 + 0,012 + 0,006 + 0,26} = 6780 \text{ А.}$$

Таким чином, показані приклади розрахунку струмів КЗ в електричних установках змінного і постійного струму сприяють подальшому розвитку розв'язання подібних задач, у яких ставиться питання розрахунку необхідних параметрів під час проходження струмів КЗ.

### 8.6. Визначення місця виникнення короткого замикання і моніторинг стану повітряних ліній



Рисунок 8.12 – Індикатори КЗ на проводах ЛЕП

Для практичного контролю ЛЕП в умовах експлуатації використовують різні системи моніторингу. Розглянемо приклад такої системи, яка побудована на використанні індикаторів КЗ типу ИКЗ. Вони призначені для визначення місця розташування КЗ і моніторингу стану повітряних ліній розподільних мереж напругою 6–35 кВ. Прилади встановлюються на опорах ЛЕП (рис. 8.12) і залежно від модифікації дозволяють здійснювати

візуальний або дистанційний контроль наявності аварійної ситуації.

Індикатори КЗ ИКЗ реєструють міжфазні замикання і однофазні замикання на землю. Параметри, виміряні індикаторами, передаються по безпроводному каналу зв'язку або GPRS-каналу

(рис. 8.13). Аварії реєструються в журналі і зберігаються в пам'яті приладу. Користувач має можливість змінювати налаштування виявлення аварійної ситуації і переглядати інформацію з журналу аварій. Живлення індикаторів забезпечується від внутрішньої батареї або від контрольованої лінії.

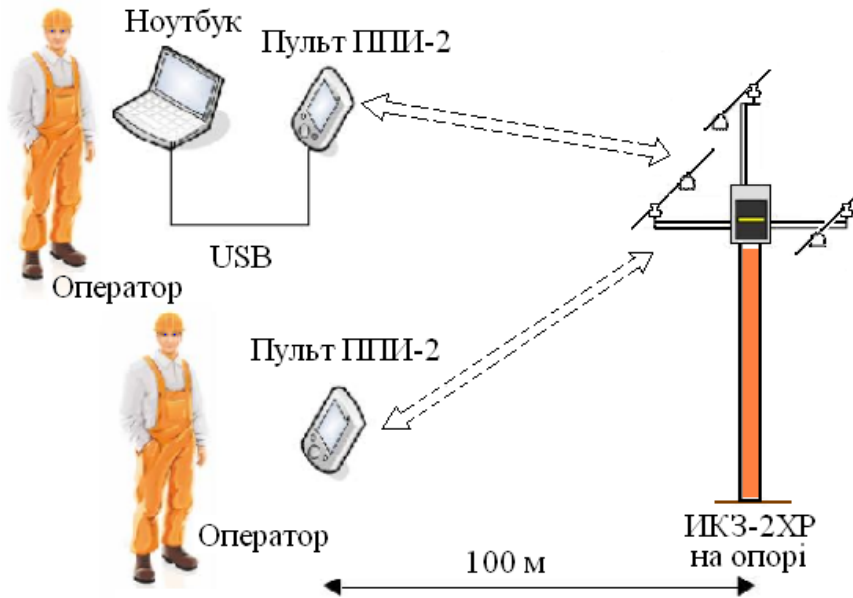


Рисунок 8.13 – Схема зняття показів приладом ИКЗ-2

Досить досконалою модифікацією ИКЗ-3 являється комплект з блоків, що встановлюються на кожен провід високовольтної лінії, і комунікаційного модуля, який кріпиться на опорі ЛЕП (рис. 8.14).

Дані з кожного блока передаються

на комунікаційний модуль, який може бути обладнаний модемом GSM/GPRS або радіомодулем ближнього/дальнього зв'язку. Такий принцип пристрою приладу дозволяє отримати наступні переваги:

- можливість установки ИКЗ-3 на опорі ЛЕП з будь-яким типом підвісу;
- можливість роботи приладу на двох- та багатокілевих лініях;
- не вимагається калібрування приладу за місцем установки.

Для візуального контролю аварійної ситуації на кожному блоці

передбачений над'яскравий світлодіод. Світлодіод спалахує при фіксації факту аварії і працює протягом заданого часу.



Рисунок 8.14 – Індикатор короткого замикання типу ИКЗ-3

Прилад дозволяє візуально виявити пошкоджену фазу і додатково визначити:

- струм нульової послідовності;
- точне значення струмів в лінії за кожною фазою;
- температуру проводів;
- відстань до місця КЗ.

Час реакції на кидок струму становить 0,02 с, межі порогу спрацьовування за струмом при міжфазних КЗ і однофазних металевих замиканнях на землю – 2–1 000 А, термін безперервної роботи батареї в режимі очікування – не менше 7 років.

### **Запитання для самоперевірки**

1. Які пошкодження в мережі спричиняють короткі замикання?
2. На які види поділяється коротке замикання?
3. Яка функція реакторів, що вмикаються в електричну мережу?
4. У чому полягає електродинамічна дія струмів короткого замикання?
5. Що є критерієм термічної стійкості провідника при протіканні струмів КЗ?
6. Які параметри мають значення при розрахунку струмів КЗ в установках змінного струму?
7. Які параметри розраховуються на випадок протікання струмів КЗ в установках постійного струму?
8. Що являє собою відсмоктувальна лінія?
9. Як можна визначити місце виникнення короткого замикання?

## 9. ЗАХИСТ І КОМУТАЦІЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ТЕЛЕКОМУНІКАЦІЇ

### 9.1. Види пошкоджень в електроустановках

В енергетичних системах промислових підприємств можуть виникати пошкодження та ненормальні режими роботи електрообладнання, розподільних пристроїв, ліній електропередач споживачів електричної енергії. Пошкодження у більшості випадках супроводжуються значним збільшенням струму, глибоким зниженням напруги в елементах енергосистеми.

Найбільш небезпечним і важким видом пошкоджень є короткі замикання (КЗ), які було розглянуто раніше у розділі 8. Але, крім пошкоджень, які пов'язані з КЗ, існують і інші, обумовлені відхиленням від допустимих значень струму, напруги, частоти. Режимми, при яких обладнання працює з відхиленнями, називаються *ненормальними*. Вони також небезпечні не тільки для електротехнічного обладнання, але і для стійкої роботи енергосистеми.

Для промислових підприємств, у цьому випадку, є небезпечним перевантаження обладнання, спричинене збільшенням струму понад номінальне значення.

На рис. 9.1 наведено приклади пошкоджень: *а* – обмотки трансформатора через міжвіткове замикання; *б* – обмотки статора асинхронного двигуна через КЗ в ньому; *в* – лобових частин ротора з боку контактних кілець – також через КЗ.



*а*

*б*

*в*

Рисунок 9.1 – Пошкодження обмоток трансформатора й електричних машин через КЗ

*Номинальний струм* – це найбільш прийнятний за вимогами нагріву струмопровідних частин та ізоляції струм, при якому обладнання може працювати достатньо тривалий час. Такий струм визначається конструкцією обладнання, типом ізоляційних матеріалів та умовами охолодження.

## 9.2. Засоби забезпечення нормальної роботи енергетичної системи

Для забезпечення нормальної роботи енергетичної системи і споживачів електроенергії використовуються як ручні, так і автоматичні пристрої для комутації та захисту енергосистеми та її елементів від небезпечних наслідків, пошкоджень і ненормальних режимів при експлуатації.

Приклад використання поширених захистів за допомогою електричних апаратів у лінії електропередач (ЛЕП) та системи електроживлення трифазного асинхронного двигуна (ТАД) показано на рис. 9.2.

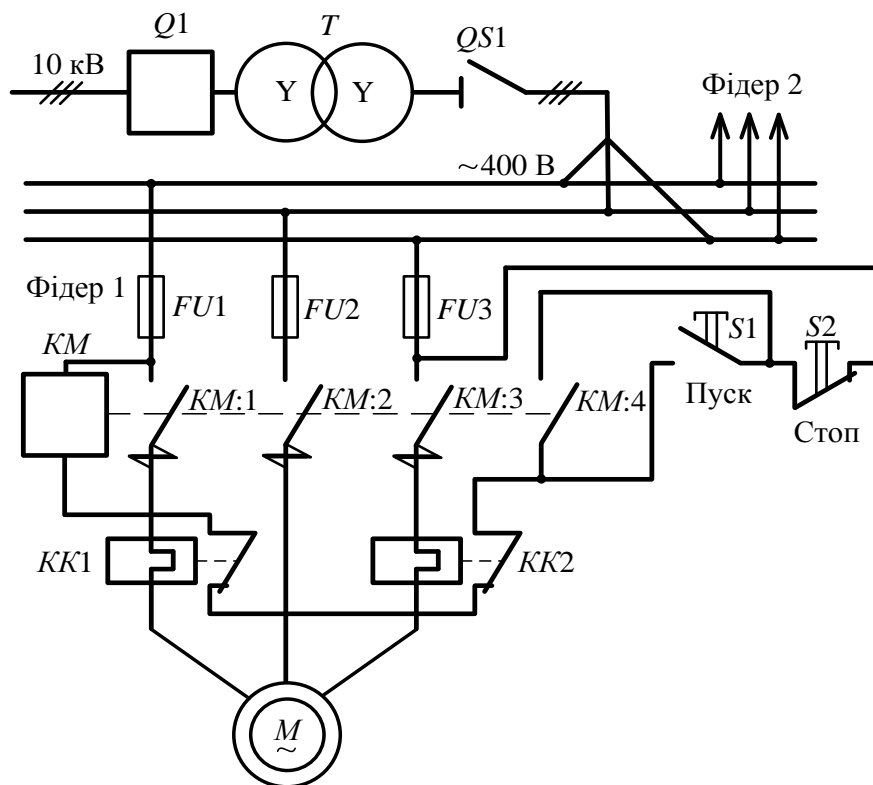


Рисунок 9.2 – Приклади використання електричних апаратів

Згідно зі схемою, трансформатор *T* підключається до трифазної ЛЕП напругою 10 кВ масляним високовольтним вимикачем

Q1. Рубильником QS1 підключається до його вторинної обмотки розподільна трифазна електрична мережа напругою 400 В.

Трипровідні відводи (фідери) від цієї ЛЕП підходять до конкретних споживачів. Наприклад, одним із них є ТАД із позначкою М. У всі лінії його фідера 1 підключені запобіжники FU1, FU2, FU3, які захищають ТАД, фідер та ЛЕП від струмів КЗ.

Для запуску ТАД натискається кнопка «пуск» S1. При цьому напруга подається на котушку електромагнітного контактора КМ, який спрацьовує, і через лінійні силові замикальні контакти КМ:1, КМ:2, КМ:3 подається напруга на трифазну обмотку статора ТАД. Допоміжний контакт КМ:4 призначений для зберігання живлення контактора після самоповернення кнопки S1 в початковий стан.

Теплові реле КК1 та КК2 призначені для захисту ТАД від довгострокового перевантаження. Якщо при роботі ТАД його струми перевищують допустиме значення протягом визначеного часу, то чутливі теплові елементи реле спрацьовують і розмикають контакти своїх реле. У результаті знімається живлення з котушки електромагнітної системи контактора КМ, що призводить до розмикання його головних контактів електромагнітом і до вимикання контактора. Тоді на ТАД не надходить живлення, і він зупиняється.

Якщо ж ТАД потрібно вимкнути примусово, то слід натиснути кнопку S2 «стоп». Контактор, що позбавлений живлення, розімкне всі свої контакти дією сили поворотної пружини.

Електричні апарати (ЕА), що забезпечують роботу систем електропостачання, поділяються на такі види:

1) апарати високої напруги (6, 10, 20,35, 110, 220, 330, 500, 750, 1 150 кВ), які обслуговують тільки спеціально підготовлений персонал;

2) апарати середньої і низької напруги (до 1 000 В).

За виконуваними функціями найбільшу номенклатуру в енергетичній системі становлять:

– *електричні апарати керування*, які виконують функції запуску електротехнічних пристроїв і комутації електричних кіл, а також здійснюють їх автоматичний захист при виникненні аварійних режимів під час роботи електротехнічного обладнання і розподільних мереж номінальної напруги 127, 220, 380, 500, 660, 1 140 В;



– *електричні апарати автоматики*, які контролюють електричні і неелектричні параметри обладнання, що працюють за допомогою генерації і подання сигналів в електричне коло автоматики і керування.

Розглянемо стисло деякі елементи комутації і захисту в електричних колах системи електропостачання.

### **9.3. Елементи комутації і захисту у високовольтних електричних колах**

*Електричні апарати високої напруги* використовуються в електроенергетичних системах для здійснення керування, а також: необхідних змін у схемах електропостачання у нормальному експлуатаційному режимі і в аварійних умовах; забезпечення неперервного контролю за станом енергосистеми; обмеження виникаючих у процесі експлуатації перенапруг і струмів короткого замикання (КЗ); компенсації надлишкової зарядної потужності ліній у нормальних і аварійних режимах.

Вмикання і вимикання струмоведучих елементів енергетичної системи у нормальних (вимикання робочого струму) і аварійних (вимикання струму КЗ) режимах виконують високовольтні вимикачі, які відображені на передньому плані рис. 9.3.

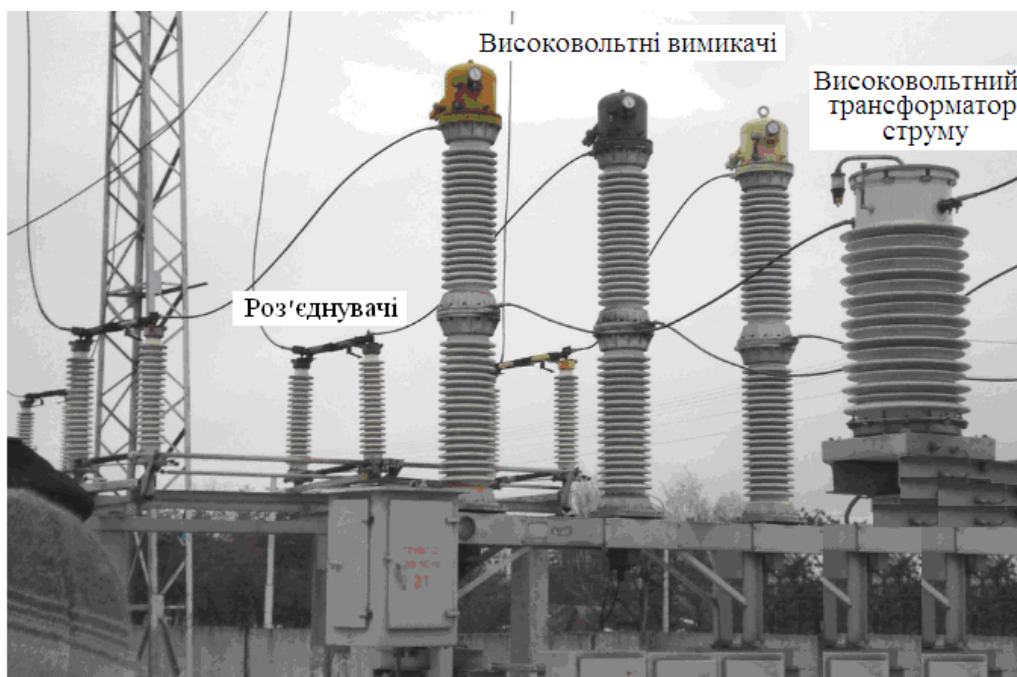


Рисунок 9.3 – Високовольтні електричні апарати на підстанції енергетичної системи



Крім перелічених електричних апаратів, на передньому плані також знаходиться один із високовольтних трансформаторів струму. Такі трансформатори подають суттєво знижений струмовий сигнал на електровимірювальні прилади і на захисну апаратуру системи електропостачання.

Розглянемо особливості перелічених високовольтних електричних апаратів і їх елементи.

**Вимикачі.** Залежно від способів гасіння електричної дуги, яка виникає при розходженні електричних контактів у високовольтних вимикачах, розроблено та використовуються різні елементи і методи її гасіння. А саме, існують вимикачі таких типів.

Для розподільних пристроїв (РП) напругою до 220 кВ включно використовуються *масляні вимикачі*, в яких дугогасним середовищем є мінеральне масло. Для РП напругою 110 кВ і вище (впригол до 1150 кВ) широко використовуються повітряні вимикачі, де гасіння дуги відбувається потоком стиснутого повітря.

Однак вони витискуються *елегазовими* вимикачами, в яких дугогасильним середовищем є електронегативний газ (шестифториста сера – *елегаз*). Такі вимикачі створюються для герметичних розподільних пристроїв (ГРП), а також для зовнішніх пристроїв (*геркони* – магнітокеровані герметичні контакти, які розташовані у камері з елегазом). Використання елегазу як дугогасного середовища обумовлено його високими ізоляційними і дугогасними властивостями.

Останнім часом інтенсивно використовуються *вакуумні вимикачі*, у яких контактна система розташована у вакуумній камері. Вони виготовляються на напругу до 35 кВ включно. Їх особливість – гасіння дуги при першому переході струму через нуль (після розходження контактів), і у зв'язку з цим надзвичайно великий ресурс їх роботи – до тисяч операцій і більше.

При використанні напруги 6 і 10 кВ найбільш розповсюдженими є *електромагнітні вимикачі*, в яких дуга горить у повітрі при атмосферному тиску і у результаті дії сильного магнітного поля здовжується настільки, що віддача тепла від стовпа дуги перевищує його надходження і дуга розпадається.

Як вимикач використовуються ще *безконтактні апарати* – напівпровідникові бездугові комутаційні апарати, наприклад, на

основі *тиристорів*.

*Вимикачі навантаження* використовуються, як правило, в електричних колах генераторної напруги на дуже великі номінальні струми (наприклад, 20–30 кА), коли вимикання струмів КЗ відбувається вимикачами високої напруги за підвищувальними трансформаторами. У цьому випадку струм електродинамічної стійкості досягає сотні кілоампер. Крім того, вимикач навантаження використовується на глухих підстанціях невеликої потужності, у кільцевих лініях, коли використання вимикачів є неекономічним. Суттєво невеликі струми, які вимикаються вимикачами навантаження, обумовили значне спрощення їх конструкцій і зниження вагогабаритних показників порівняно з іншими вимикачами.

**Роз'єднувачі** – високовольтні апарати (рис. 9.4), які виконують функції комутації вимикачів, що знеструмлюють ділянки струмоведучих систем, перемикання приєднувачів розподільних пристроїв з однієї електричної вітки на іншу без перерви струму та комутації невеликих струмів ненавантажених силових трансформаторів і коротких ліній.

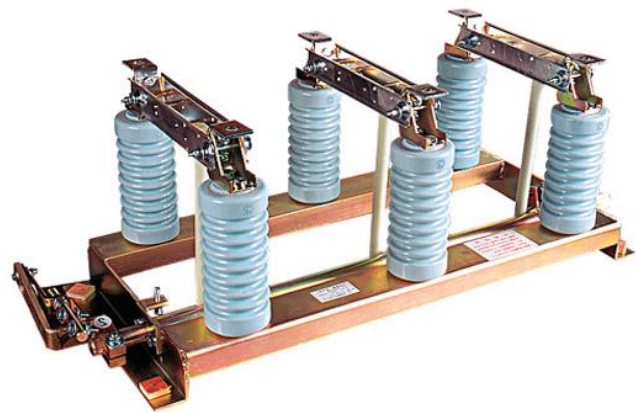


Рисунок 9.4 – Конструкція малогабаритного роз'єднувача

Так, при підготовці вимикача до ремонту, він повинен бути відокремленим від суміжних струмоведучих систем, які знаходяться під напругою, за допомогою роз'єднувачів. При цьому роз'єднувачі вимикають невеликий струм, який визначається напругою мережі та ємністю струмоведучих елементів вимикача й ошиновки, що підводиться. Роз'єднувачі відкритого типу створюють видимі розриви струмоведучої системи, що забезпечує безпеку виконання робіт на вимикачі.

**Відокремлювачі** використовуються для вимкнення знеструмленого кола високої напруги за невеликий час (до 0,1 с). Такий електричний апарат подібний за конструкцією роз'єднувачу, але має швидкодіючий привід.

**Короткозамикач** – специфічний електричний апарат, який служить для створення КЗ в електричному колі високої напруги (рис. 9.5).

Короткозамикачі, як і відокремлювачі, встановлюються з боку вищої напруги РП маловідповідальних споживачів, коли з метою економії площі і вартості вимикачі застосовують лише з боку нижчої напруги трансформатора.

При пошкодженнях у РП і струмі КЗ, який недостатній для роботи захисту на іншому кінці живильної лінії, короткозамикач заземлює лінію. При цьому збільшується струм КЗ, що забезпечує надійне спрацювання захисту і вимкнення лінії з іншого боку вимикачем. Після цього вимикається вимикач пошкодженої трансформаторної групи на стороні низької напруги, а потім і відокремлювач цієї ж групи на стороні високої напруги. Таким чином, пошкоджена трансформаторна група виявляється ізольованою від мережі, що забезпечує можливість повторного вмикання вимикача на іншому кінці живильної лінії, відновленню живлення споживачів пошкодженої трансформаторної групи у результаті їх підключення повітряним вимикачем до непошкодженої трансформаторної групи.

Короткозамикачі і відокремлювачі мають велику швидкодію для обмеження тривалості аварійного режиму в системі.



Рисунок 9.6 – Трансформатор струму вимірювальний литий проходний на 10 кВ



Рисунок 9.5 – Короткозамикач в електричному колі високої напруги

**Вимірювальні трансформатори.** Розподільні пристрої високовольтних мереж, як правило, забезпечуються трансформаторами струму (ТС) і напруги (ТН), про які було вже зазначено (див. рис. 7.3, 7.4). Такі трансформатори (рис. 9.6, 9.7) використовуються

для безперервного контролю відповідних параметрів електричного кола як датчиків сигналів його стану, що приймаються пристроями захисту й автоматики.

Використовуються ТС і ТН при високих напругах і великих струмах, коли безпосереднє вмикання у первинні електричні кола контрольно-вимірювальних приладів, реле і приладів автоматики технічно неможливо або неприпустимо за вимогами безпеки персоналу, що їх обслуговує.

Вимірювальні трансформатори встановлюються у відкритих (ВРП), закритих (ЗРП) і герметичних (ГРП) розподільних пристроях і зв'язуються контрольними кабелями з приладами пристроїв вторинної комутації, які розташовані на панелях щитів керування, машинного залу і РП.

Найбільш розповсюдженими сьогодні є електромагнітні ТС і ТН, які мають магнітопровід, первинну обмотку, що вмикається в електричне коло високої напруги (у ТС – послідовно, у ТН – паралельно), й одну або декілька вторинних обмоток.

Номинальний струм вторинних обмоток ТС становить 5 А, іноді 1 А, номінальна напруга вторинних обмоток ТН – зазвичай 100 В. Такі трансформатори мають дуже невеликі похибки у сталому режимі: від частки процентів до декількох процентів залежно від класу точності. Номинальний первинний струм може бути від 1 до 5 кА, класи точності трансформаторів: 0,2; 0,5; 1.

Одним з основних елементів конструкції безконтактних ТС є вимірювальний перетворювач струму (рис. 9.8). Він призначений для підключення цифрових пристроїв релейного захисту та пристроїв автоматики. Конструктивно апарат складається з датчиків, що монтуються на високому потенціалі, і приймальних пристроїв, які пов'язані з датчиками високочастотним каналом зв'язку.



Рисунок 9.7 – Високовольтні вимірювальні трансформатори напруги





Рисунок 9.8 – Безконтактний вимірювальний перетворювач струму

Датчики і приймальні елементи розділені повітряним проміжком – гальванічний зв'язок між ними відсутній. Датчики можуть монтуватися безпосередньо на високовольтних виводах комутаційних апаратів. Так досягається значна економія простору РП. Крім того, датчики можуть встановлюватися разом із комутаційними апаратами на високовольтних лініях поза підстанцією,

що являє собою комплекс для секціонування лінії.

Різноманітні типи високовольтних вимірювальних ТН мають різні конструкції залежно від виконуючих функцій. Наприклад, вимірювальний ТН (див. рис. 9.7, ліворуч) серії НКФ і НКФ-М, який показано як однофазний, є індуктивним, масляним, зовнішньої установки: він призначений для вмикання у мережу з номінальною напругою від 66 до 500 кВ. Такі трансформатори виконуються за каскадною схемою на класи напруги 66, 110 і 132 кВ як одноблокові, на 150, 220 і 330 кВ – двоблокові, а на 400 й 500 кВ – триблокові.

Кожний блок трансформатора має свою активну частину і обмотки з електростатичними екранами. Їх активна частина розміщена у фарфоровій оболонці з трансформаторним маслом.

Опорою трансформатора (блока) є цоколь, на якому монтується активна частина і фарфорова оболонка. Цоколь має маслосливний пристрій, коробку вторинних виводів, кабельну муфту і виводи заземлення.

**Обмежувальні апарати** поділяються на апарати обмеження струму і напруги. До струмообмежувальних апаратів належать високовольтні запобіжники і реактори.

*Струмообмежувальні запобіжники* з дрібнозернистим наповнювачем використовуються на напругу 3–35 кВ і номінальні струми 2–1 000 А, зі струмом вимикання 2,5–63 кА.

*Вихлопні запобіжники* змінного струму, де гасіння дуги відбувається при переході струму через нуль, використовуються на напругу 6–220 кВ і номінальні струми 2–200 А.

*Струмообмежувальні реактори* являють собою котушку індуктивності без осердя (див. рис. 8.5), що вмикається послідовно у струмоведуче електричне коло. Приклад реактора показано також на рис. 9.9.



Рисунок 9.9 – Струмообмежувальні реактори

Реактор застосовується для обмеження струму КЗ в електричних колах 6–10 кВ, при якому ще забезпечуються динамічна і термічна стійкість комутаційних

апаратів (коли їх параметри недостатні для роботи без реакторів), а також термічна стійкість кабелів, що захищаються.

Менше поширені струмообмежувальні реактори в мережах 110–220 кВ. При малих струмах (впритул до номінального) падіння напруги на реакторі зазвичай не перевищує 3–10 % від номінальної напруги. При КЗ на фідері, який захищає реактор, напруга на сусідньому фідері не повинна зменшуватися більш ніж на 25 %.

У мережах високої напруги широкого поширення набули шунтувальні реактори (див. рис. 5.15), які вмикаються між струмоведучими елементами і землею. Вони призначені для компенсації надлишкової зарядної ємності ліній у режимі незначних навантажень (коли по лінії передається потужність менша від номінальної). Тому при номінальному навантаженні лінії реактори вимкнені, а в міру його зменшення вони вмикаються вимикачами високої напруги.

**Нелінійні обмежувачі перенапруг** (ОПН) і **вентильні розрядники** (РВ) – елементи енергетичної системи, які в експлуатації захищають обладнання електричних мереж від різних перенапруг,

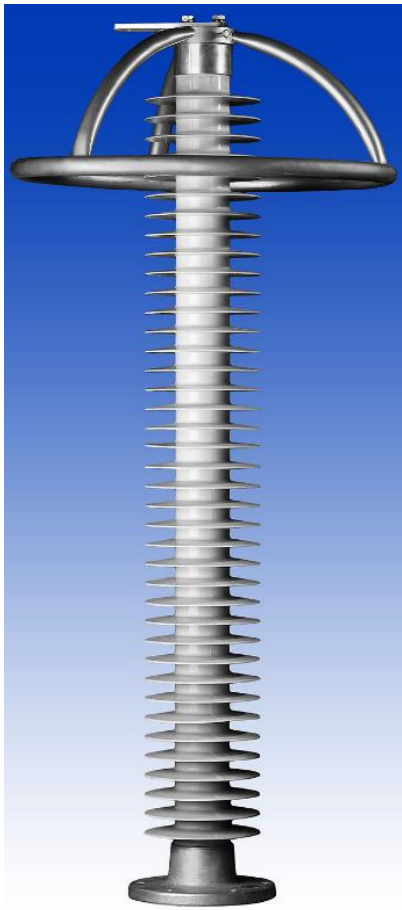


Рисунок 9.10 – Нелінійний обмежувач перенапруг на 110 кВ

таких, як грозові, комутаційні, квазістаціонарні, що сприяє зменшенню зносу ізоляції обладнання. Так, для мережі напругою 110 В використовується ОПН, що показаний на рис. 9.10 і ще – на рис. 9.11 при його розміщенні на опорі ЛЕП в умовах експлуатації.

Крім ОПН, широко використовуються *варистори*, які мають більш високий ступінь нелінійності вольт-амперної характеристики, що сприяє їх підключенню до струмоведучих елементів без іскрових проміжків. Струм, що проходить по них при номінальній напрузі, становить міліампери, а при підвищенні напруги зростає до тисяч ампер.

Сьогодні вентиляльні розрядники практично зняті із виробництва і у більшості випадків відпрацювали свій нормативний термін служби.

Таким чином, побудова схем захисту ізоляції обладнання від грозових і комутаційних перенапруг, як нових підстанцій, так і тих, що модернізуються, тепер можлива лише з застосуванням ОПН.

**Високочастотні загорджувачі** (ВЗ) – це електротехнічні пристрої для створення високочастотних каналів зв'язку по високовольтних ЛЕП (напругою 10, 35–750 кВ) з метою передачі сигналів протиаварійній автоматичній, релейному захисту, системам телемеханіки.



Рисунок 9.11 – Нелінійні обмежувачі перенапруг в експлуатації



Ці канали проходять по фазному проводу або по грозотросу і промодельовані високою частотою (24–1 000 кГц).

ВЗ (рис. 9.12) вставляються у розрив електричного кола проводів. Вони мають високий опір на частоті роботи каналу ВЧ-зв'язку і низький опір на промисловій частоті 50 Гц.

На рис. 9.12 показана кінцева анкерна опора двоколової високовольтної лінії 110 кВ з волоконно-оптичним кабелем у міжфазному просторі. ВЧ-загороджувач є високочастотним фільтром, який послаблює шунтувальну дію шин підстанцій і відпайки ЛЕП на лінійному каналі ВЧ-зв'язку.

ВЗ складається з силової котушки індуктивності без осердя – силового реактора (номінальна індуктивність 0,25–2,0 мГн), яка навивається з алюмінієвого або мідного дроту. Реактор підключається паралельно котушці елемента настройки, а також захисному пристрою. Елемент настройки складається з набору котушок індуктивності, конденсаторів і резисторів. Він дозволяє налаштувати ВЗ на різні діапазони частот загороджувачів.

Захисні пристрої призначені для захисту елемента настройки від перенапруг. Це можуть бути обмежувачі перенапруг або вентильні розрядники.

Пристрої ВЗ використовуються з такою метою: для запобігання втрат ВЧ-сигналу на шинах підстанції і на сусідніх лініях; для блокування ВЧ-сигналів від інших джерел, що працюють на сусідніх лініях із близькими частотами; для підтримки визначених ВЧ-параметрів ЛЕП незалежно від схеми розподільного пристрою.



Рисунок 9.12 – Кінцева опора ЛЕП з високочастотними загороджувачами



## 9.4. Елементи комутації і захисту електричних кіл напругою до 1 000 В

Для кожного підприємства проектується система захисту і керування, яка повинна безвідмовно виконувати свої функції і пов'язана з центральною енергетичною системою району, області.



Рисунок 9.13 – Ящик силовий з рубильником на струм 400 А

У систему керування і захисту входять комплектні пристрої релейних контактних та електронних напівпровідникових захистів, а також необхідні електричні апарати, що виконують визначені функції. Розглянемо деякі елементи захисту, а також електричні апарати захисту і керування для мереж напругою до 1 000 В.

**Рубильники** – електричні апарати з ручним приводом, які здійснюють комутацію (вмикання-вимикання) електричних кіл. Поширену конструкцію рубильника, який розташований у силовому ящику, показано на рис. 9.13.

**Електромагнітні контактори** (рис. 9.14) є електричними апаратами керування, що виконують операції вмикання-вимикання потужних електричних кіл напругою до 500–600 В при нормальному режимі роботи. Часто електромагнітні контактори разом із реле попутно здійснюють захист електричних пристроїв.

Здебільшого електромагнітні контактори загальнопромислового виконання призначені для пуску асинхронних двигунів із короткозамкненим ротором на напругу до 660 В, а також для дистанційного керування електродвигунами та іншими трифазними споживачами електричної енергії.

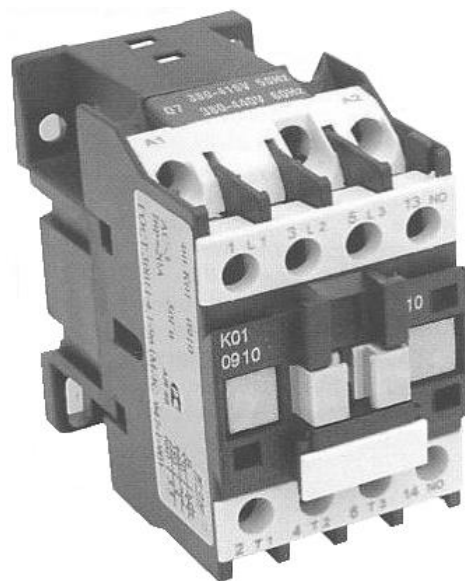


Рисунок 9.14 – Малогабаритний контактор змінного струму типу КМІ 10910

## **Автоматичні повітряні вимикачі** (рис. 9.15) призначені

для нечастих комутацій електричних кіл і захисту їх від струмів КЗ і перевантажень. Розрив електричного кола в аварійних режимах відбувається за допомогою контактної системи при отриманні сигналу від розчіплювачів (теплових, напівпровідникових, електромагнітних, сумісних).

При розриві електричних контактів виникає електрична дуга, яка може призвести до обгоряння елементів конструкції вимикача, що знаходяться поряд, і струмоведучих частин. Для гасіння електричної дуги у вимикачах використовують дугогасні камери.

Автоматичні вимикачі є апаратами захисту багаторазової дії. Вони реагують на визначені дії струмів КЗ та перевантажень, завдяки сигналам розчіплювачів, і мають селективність дії.

У теперішній час широко використовуються швидкодіючі **диференційні електричні апарати**, які виконують сумісні функції і реагують на диференційний струм (різниця струмів) у провідниках, що підводять електроенергію до електричного захисного пристрою.

Наприклад, диференційний автомат, поданий на рис. 9.16, виконує захист людини від дії електричного струму на випадок його витoku, або при випадковому торканні до струмоведучих частин обладнання. Завдяки таким властивостям диференційний автомат набув широкого використання у комунальному господарстві, а також і в промисловості.



Рисунок 9.15 – Автоматичні вимикачі в однополюсному і триполюсному виконанні



Рисунок 9.16 – Диференційний автомат

Аналогічні функції виконують **пристрої захисного вимкнення** (ПЗВ), приклад одного з яких показано на рис. 9.17. Це механічні апарати, призначені для запобігання ураженню людини електричним струмом, а також виключення можливості ураження людини при випадковому контакті з відкритим проводом або електрообладнанням, що знаходиться під напругою.

Робота ПЗВ заснована на порівнянні струмів у проводах електричного кола. При перевищенні їх допустимого дисбалансу приводиться у дію комутаційний механізм, який розмикає електричне коло. Крім того, ПЗВ запобігає спалаху, який може виникнути при тривалому витоку струмів і розвитку їх до струмів КЗ.

Для захисту споживачів від струмів КЗ і струмів перевантажень ПЗВ використовують разом з автоматичними вимикачами.

Розповсюдженими елементами захисту електротехнічного обладнання промислових підприємств є **реле**, які за конструкцією є малогабаритними електричними апаратами.

Реле захисту керують режимами роботи відповідальних елементів електричної системи: генераторів, трансформаторів, двигунів, ЛЕП та інших. Вони діють на контактори, вимикачі і регулювальні органи різних пристроїв. При досягненні визначених значень вхідних сигналів реле посилає вихідний імпульс, який приводить в дію апаратуру автоматичного керування. Крім того, реле можуть реагувати на зміни будь-яких електромагнітних, а також неелектричних величин (температура, рівень рідини, тиск та ін.). Номенклатура реле дуже численна і різноманітна, залежно від виконуваних ними функцій, тому прийнята певна їх класифікація.

За фізичною величиною, на яку реагують реле, виділяються їх типи і, відповідно, види захисту: струмові; напруги; потужності; теплові; спрямовані (за напрямком передачі енергії); зміни співвідношення струму і напруги; від замикань на землю; частотні, спеціального призначення тощо. Вони реагують не тільки на значення величин, але і на різність значень (диференційні), а також на зміни знака (поляризовані).



Рисунок 9.17 – Пристрій захисного вимкнення

За принципом дії реле підрозділяються на електромагнітні, індукційні, магнітоелектричні, електродинамічні, електронні тощо.

За принципом реагування на значення вимірюваної величини існують реле: а) максимальні; б) мінімальні; в) направленої дії; г) диференційні (на різницю величин); г) баластні (додаються або віднімаються сигнали від декількох вимірювальних механізмів).

За часом спрацьовування ( $t_w$  – інтервал між появою достатнього вхідного імпульсу на вимірювальному механізмі і моментом спрацьовування) реле поділяються на: а) швидкодіючі (до 0,05 с); б) нормальні (до 0,15 с); в) сповільнювальні (до 1 с); г) з затримкою часу (більше 1 с). До спеціально забезпеченої затримки спрацьовування (з можливістю регулювання) належить реле часу.

За принципом дії при керуванні електричним колом реле підрозділяються: на контактні і безконтактні (електронні). Контактні реле впливають на вихідний параметр шляхом механічного замикання або розмикання контактів у керованому електричному колі. В електронних реле основою є будь-яка схема з напівпровідниковими приладами (діодами, транзисторами та ін.).

Найбільш розповсюдженим типом є електромеханічні реле з поворотним якорем, які складаються з контактної системи й електромагніта. Контактна система має рухомі і нерухомі контакти. Приклад конструкції реле такого роду та умовні позначення показано на рис. 9.18 і 9.19.

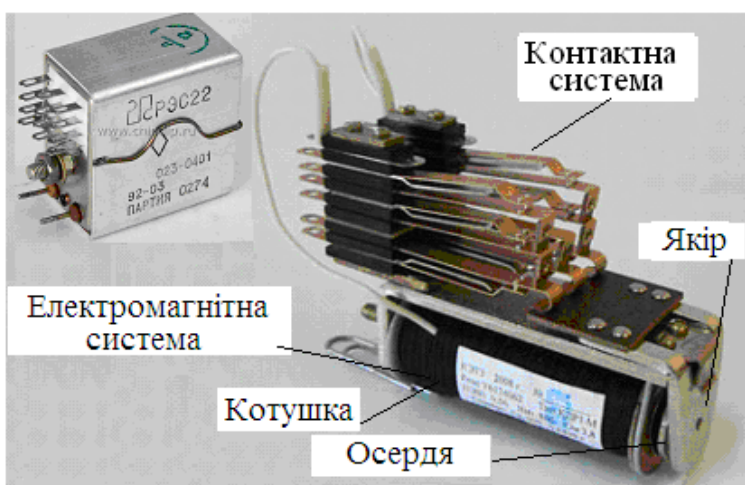


Рисунок 9.18 – Конструкція та основні елементи електромеханічного контактного реле

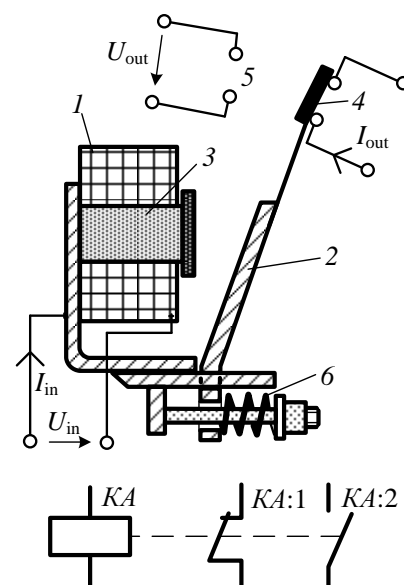


Рисунок 9.19 – Будова й умовні позначення реле струму з поворотним якорем



Вхідними сигналами є напруга  $U_{in}$  й струм  $I_{in}$ , вихідними – напруга  $U_{out}$  і струм  $I_{out}$  комутуючих контактів.

Принцип дії реле достатньо простий (рис. 9.19): струмова котушка  $KA$  1 створює магнітне поле, і рухомий якір 2 притягується до осердя (3). При цьому нормально замкнуті контакти  $KA:1 - 4$  розмикаються, а розімкнуті контакти  $KA:2$  5 замикаються.

Протидіюче зусилля і повернення якоря у початковий стан забезпечується пружиною 6. При регулюванні пружини гвинтом змінюються значення струму і напруги спрацьовування реле, а також його відпускання.

Електронні реле виконують різні функції залежно від контролюючих параметрів. Наприклад, на рис. 9.20 показано універсальне електронне реле з номінальними параметрами напруги 100 В і частотою 50 Гц максимальної/мінімальної напруги, призначене для контролю допустимої величини і наявності напруги, а також комутації електричних кіл у пристроях захисту й автоматики електроустаткування понад 1 000 В.

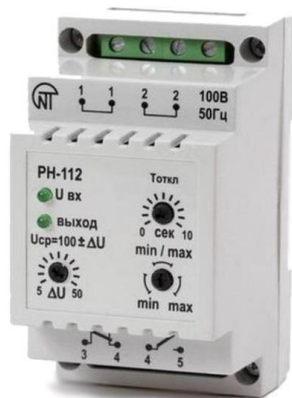


Рисунок 9.20 – Універсальне електронне реле максимальної/мінімальної напруги



Рисунок 9.21 – Реле для захисту електродвигунів

Електронне реле захисту асинхронних двигунів, яке діє шляхом вимкнення або блокування запуску двигуна при виникненні аварійних ситуацій, показано на рис. 9.21.

Таке реле охоплює діапазон струмів 160–630 А і призначено для захисту від перевантаження короткозамкнених асинхронних двигунів потужністю до 238 кВт. Час їх спрацьовування регулюється у межах 2–30 с згідно з фактичним режимом роботи. Крім

того, таке реле має світлодіодну індикацію наявності керуючої напруги; вимкнення через перегрів; відриву фази; високої температури обмотки двигуна.

Основні функції реле: дистанційна зупинка; індикація положення і функція повернення при варіанті з дверним блокуванням панелі; регулююча характеристика вимкнення; кнопка скиду; пробне вимкнення; шкала прямого пуску від мережі; контакти з гальванічною розв'язкою.

Кожний комплект захисту побудовано на сукупності різних реле, і його схема поділяється на дві частини: реагуючу і логічну.

*Реагуюча* (вимірювальна) частина є головною. Вона складається з основних реле, які безперервно отримують інформацію про стан захисного елемента та реагують на пошкодження або ненормальні режими роботи обладнання і системи при поданні відповідних команд на логічну частину захисту.

Конструкції реагуючих реле використовують як струмові реле, реле напруги, реле опору, реле потужності та ін.

*Логічна частина* (оперативна) є допоміжною. Вона сприймає команди реагуючої частини, здійснює заздалегідь передбачені операції і подає керуючий імпульс на вимкнення відповідних контакторів або вимикачів. У логічну частину входять електромеханічні прилади, які визначають відповідні зміни величин. До допоміжних реле належать: реле часу, які використовуються для сповільненої дії захисту; реле вказівні, необхідні для сигналізації і фіксації дії захисту; реле проміжні, що передають дію основних реле на вимкнення вимикачів і здійснення взаємного зв'язку між елементами захисту.

Реле, що діють при підвищенні величини, на яку вони реагують, називаються максимальними, а реле, що спрацьовують при зниженні цієї величини, називаються мінімальними. Крім того, використовується ряд спеціальних реле, наприклад, реле частоти, що діють при недопустимому зниженні або підвищенні частоти; теплові реле, що реагують на збільшення температури, при перевантаженні і деякі інші.

Кожне реле має сприймальний і виконавчий елементи. Сприймальний елемент в електромеханічних конструкціях має обмотку, яка живиться струмом або напругою захисного елемента

залежно від типу реле. Виконавчий елемент електромеханічного реле має рухому систему, яка, рухаючись під дією сил, що створюються сприймальним елементом, діє на контакти реле, примушує їх замикатися або розмикатися.

Як правило, реле розраховані на невеликі вхідні струми і відносно невеликі напруги. Для використання цих самих реле у системах з великими струмами використовуються *вимірвальні трансформатори струму*, при великих напругах – *вимірвальні трансформатори напруги*.

Від контрольованих електричних кіл струм і напруга подаються через трансформатори на вхідні затискачі реле істотно зменшеними, але строго пропорційними величинами. Сімейство прохідних трансформаторів струму на різні первинні струми для використання сумісно з реле контролю показано на рис. 9.22.

Щодо трансформаторів напруги, то на відносно невелику напругу вони використовуються дуже рідко, а трансформатори для високовольтичних систем показано на рис. 7.4.

Схему вмикання трансформаторів струму (ТА) і напруги (ТВ) в електричне коло, що контролюється, та їх умовні позначення наведено на рис. 9.23. У цьому випадку до вторинних затискачів трансформаторів підключені електровимірвальні прилади. Так само підключаються і вхідні затискачі контролюючих реле та іншого електротехнічного обладнання.



Рисунок 9.22 – Прохідні трансформатори струму

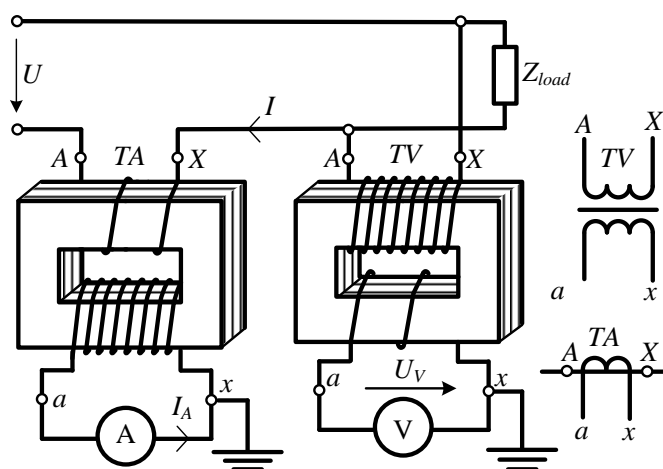


Рисунок 9.23 – Схема вмикання трансформаторів струму (ТА) і напруги (ТВ)

Існують і інші засоби підключення електровимірювальних приладів, наприклад, як показано на рис. 9.24, за допомогою електровимірювальних кліщів, які є трансформатором струму.



Рисунок 9.24 –  
Електровимірювальні кліщі

Цей прилад призначений для вимірювання сили струму та інших електричних параметрів в електричних колах без їх розриву. Першими були розповсюджені прилади, в яких провід із вимірювальним струмом є однією з обмоток трансформатора, яка знаходиться в приладі. Сила струму у вторинній багатовитковій обмотці такого трансформатора пропорційна вимірюваному струму.

Найуніверсальнішими для вимірювання не тільки змінного, але і постійного струму, є прилади, принцип дії яких заснований на використанні ефекту Холла.

**Запобіжники** належать до засобів захисту споживачів та електричних кіл від струмів короткого замикання і перевантажень. У сімействі запобіжників достатньо широко використовуються *топки запобіжники*.

Простішим варіантом топкового запобіжника, який розрахований на відносно невеликі струми, є топка вставка, що закріплюється у пружних тримачах, до яких підводяться контакти, що розривають електричне коло (рис. 9.25, 9.26).

Конструкція такого апарата забезпечує кріплення і небезпечні умови експлуатації топкового запобіжника у фарфоровій або аналогічній обоймі.

Топкі вставки запобіжників залежно від виконуючих функцій можуть бути виконані з проводів або стрічок різних матеріалів: свинцю, цинку, олова, міді, срібла та ін.

При перевищенні струмом топкої вставки допустимого значення вона нагрівається до температури плавлення металу, з якого виконана, і розтоплюється. У результаті електричний зв'язок розривається – електричне коло розмикається.



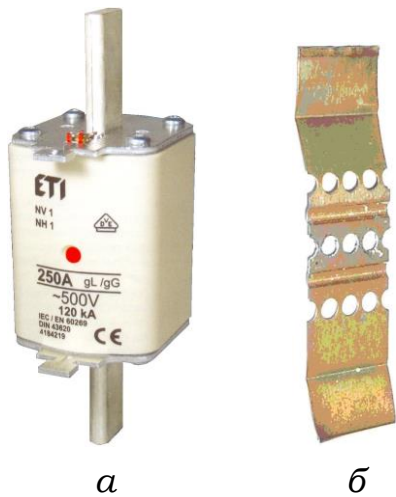


Рисунок 9.25 – Промисловий запобіжник (а) і його топка вставка (б)

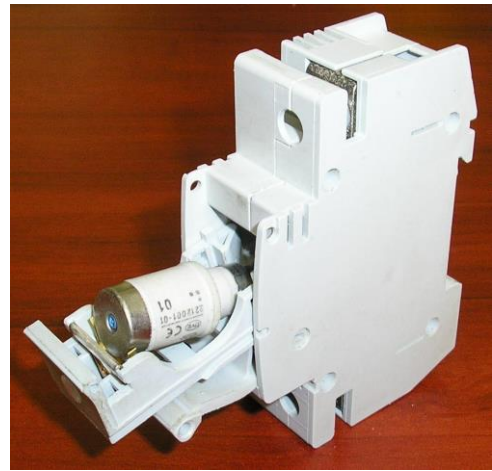


Рисунок 9.26 – Зовнішній вигляд апарата захисту з топкою вставкою

Час спрацьовування запобіжника має бути меншим від часу нагрівання ізоляції проводу, по якому протікає струм КЗ, до максимально допустимої температури. Цей час залежить від сили струму, а також від температури навколишнього середовища. Наприклад, топкий запобіжник на номінальний струм 250 А (див. рис. 9.25, а) може розірвати струм до 120 кА при напрузі до 500 В з використанням топкої вставки зі срібла (див. рис. 9.25, б).

Топкі запобіжники, порівняно з автоматичними вимикачами, є апаратами одноразової дії. Після перегорання топкої вставки необхідна її заміна, що не завжди можна оперативно здійснити.

### 9.5. Основні види захисту

Для захисту електрообладнання, систем автоматики, ліній передач при аварійних і ненормальних режимах роботи використовуються різні види захисту. Основними з них є максимальний струмовий захист, диференціальний захист, дистанційний захист.

**Максимальний струмовий захист** складається з реле струму, які реагують на максимальне значення струму при КЗ, що проходить по фазах лінії. Відповідно такий захист підрозділяється на *максимальний струмовий захист* і *струмові відсічки*. Основна різниця між ними полягає у способі забезпечення селективності. Селективність дії максимального струмового захисту досягається за допомогою затримки часу. Селективність дії струмових відсічок забезпечується відповідним струмом спрацьовування.

Максимальний струмовий захист є основним видом захисту

для мереж з однобічним живленням. Він встановлюється на початку кожної лінії з боку джерела живлення (рис. 9.27, а). При такому розташуванні захисту кожна лінія має самостійний захист, який вимикає лінію на випадок пошкодження на ній самій або на шинах підстанції, яка живиться від неї. Наприклад, при КЗ у точці мережі  $K_1$  (див. рис. 9.27, а) струм КЗ проходить по всіх ділянках мережі, які розподілені між джерелом живлення і місцем пошкодження. У результаті може спрацювати повністю система захисту лінії (1, 2, 3, 4).

Однак, виходячи з вимог селективності, спрацювати на вимкнення повинен тільки захист 4, встановлений на пошкодженій лінії. Для забезпечення вказаної селективності максимальний захист виконується з затримкою часу, яка зростає від споживача до джерела живлення (рис. 9.27, б).

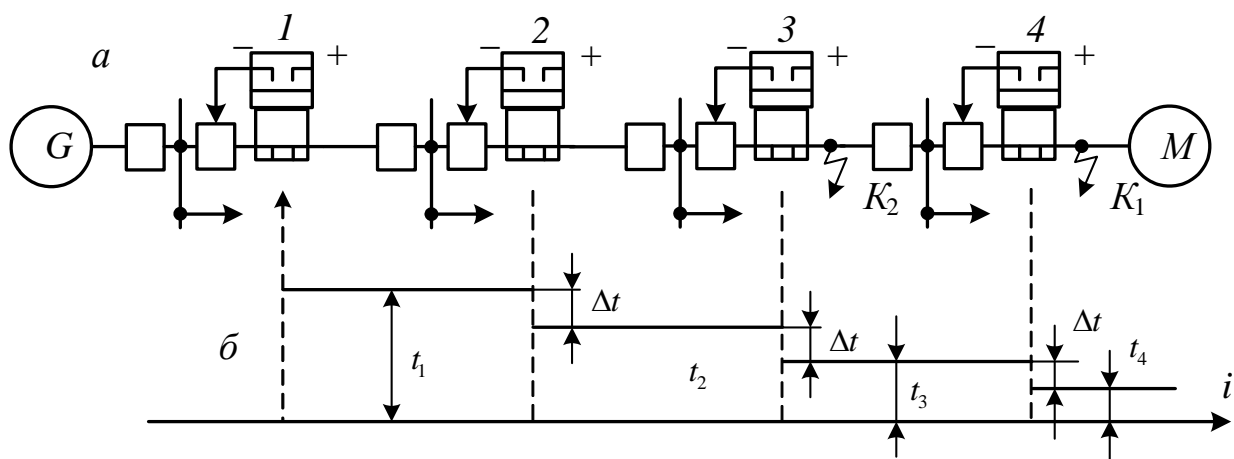


Рисунок 9.27 – Максимальний струмовий захист у радіальній мережі з однобічним живленням:

а – розміщення захисту; б – затримка часу захисту, що обраний за ступеневим принципом

При дотримуванні цього принципу на випадок КЗ у точці  $K_1$  раніше інших відреагує захист 4 і вимкне пошкоджену лінію. Системи захисту 1–3 повернуться у первинне положення, не встигнувши зініціювати вимкнення. Відповідно при КЗ в точці  $K_2$  швидше за всіх спрацює захист 3, а системи захисту 1–2, які мають більший час затримки, не спрацюють.

Розглянутий принцип підбору затримки часу називається *ступеневим*.

Максимальний струмовий захист (рис. 9.28) виконується трифазним і двофазним, а також прямої і посередньої дії. За способом живлення оперативних електричних кіл максимальний струмовий захист посередньої дії поділяється на захисти з постійним і змінним оперативним струмом.

Максимальний струмовий захист на змінному оперативному струмі має істотні відмінності, використовується у трифазній схемі з незалежною затримкою часу. Основними елементами струмового захисту (рис. 9.28) є струмові реле 1, які спрацьовують у тих фазах, де виникає КЗ.

Наприклад, контакти всіх реле струму Т з'єднані паралельно. Тому при спрацьовуванні будь-якого реле струму 1 замикається електричне коло обмотки реле часу Ч 2. Через заданий інтервал часу контакти реле часу замикаються і приводять у дію проміжне реле П 3, яке спрацьовує миттєво і подає струм у котушку вимкнення КВ 6 через блокувальний контакт 5. Вказівне реле В 4 вмикається послідовно з котушкою вимкнення.

При появі струму у цьому електричному колі зазначене реле спрацьовує, його прапорець випадає, фіксуючи, таким способом, дію максимального захисту і появу струму у котушці 6. Контакт, що блокує привід вимикача 5, служить для розриву струму котушки вимкнення, тому що контакти проміжних реле не розраховані для розмикання цього електричного кола. Тому блокувальний контакт повинен розмикатися раніше, ніж відбудеться повернення проміжного реле у первинне положення.

Час дії розглянутого захисту визначається затримкою часу, яка встановлена в реле часу, і не залежить від величини струму КЗ. Тому цей захист називається захистом з незалежною затримкою часу і має характеристику у вигляді прямої лінії 1 (рис. 9.29, а).

Поряд із незалежним захистом використовується максимальний струмовий захист із залежною і обмежено залежною характеристиками  $t = f(I)$  – криві 2 і 3 рис. 9.29, а, де АВ – залежна і БВ –

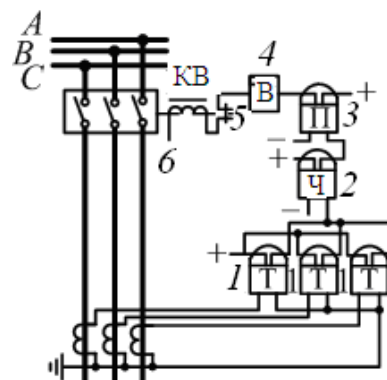


Рисунок 9.28 – Трилінійна схема трифазного максимального струмового захисту з незалежною затримкою часу

незалежна частини характеристики).

Обидва види залежного захисту виконуються за допомогою реле струму, що спрацьовують не миттєво, а з затримкою часу, яка залежить від величини струму. Крім того, системи захисту з залежною характеристикою дозволяють прискорити вимкнення при пошкодженнях на початку лінії (рис. 9.29, б, точка  $K_1$ ), якщо струм  $K_1$  значно більший, ніж при КЗ наприкінці лінії в точці  $K_2$ .

Трифазні системи максимального струмового захисту, які наведені на рис. 9.28 і 9.30, реагують на всі види КЗ, включаючи й однофазні. Тому їх використовують у мережах із глухозаземленою нейтраллю, де можливі як міжфазні, так і однофазні КЗ. У мережі з ізольованою нейтраллю трифазні системи не рекомендуються до використання з таких причин:

- у більшості випадків вони не мають селективності при подвійних замиканнях на землю;
- вони дорожчі за двофазні, тому що для них потрібна значна кількість обладнання та з'єднувальних проводів.

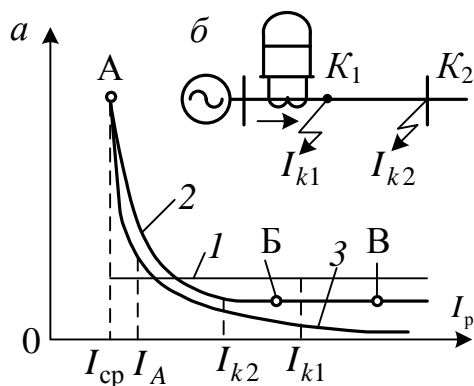


Рисунок 9.29 – Схема мережі (б) і залежності затримки часу від струму у максимальних реле (а)

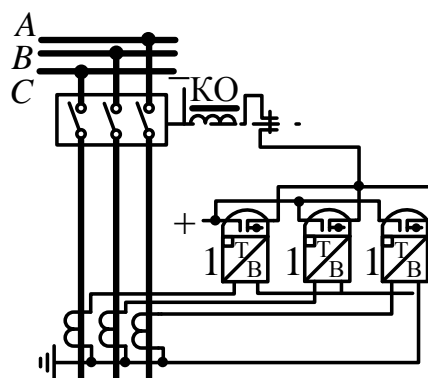


Рисунок 9.30 – Трилінійна схема трифазного максимального струмового захисту з залежною від струму затримкою часу

У доповнення до максимального струмового захисту, який повинен діяти тільки при міжфазному КЗ (рис. 9.30), ще використовуються двофазні схеми з двома або одним реле струму.

При дворелейній схемі (рис. 9.31, а) струмові електричні кола захисту виконуються за схемою «неповної зірки». Елементи схеми та їх призначення ті самі, що і в трилінійній схемі (див. рис. 9.28) трифазного максимального струмового захисту з затримкою часу.

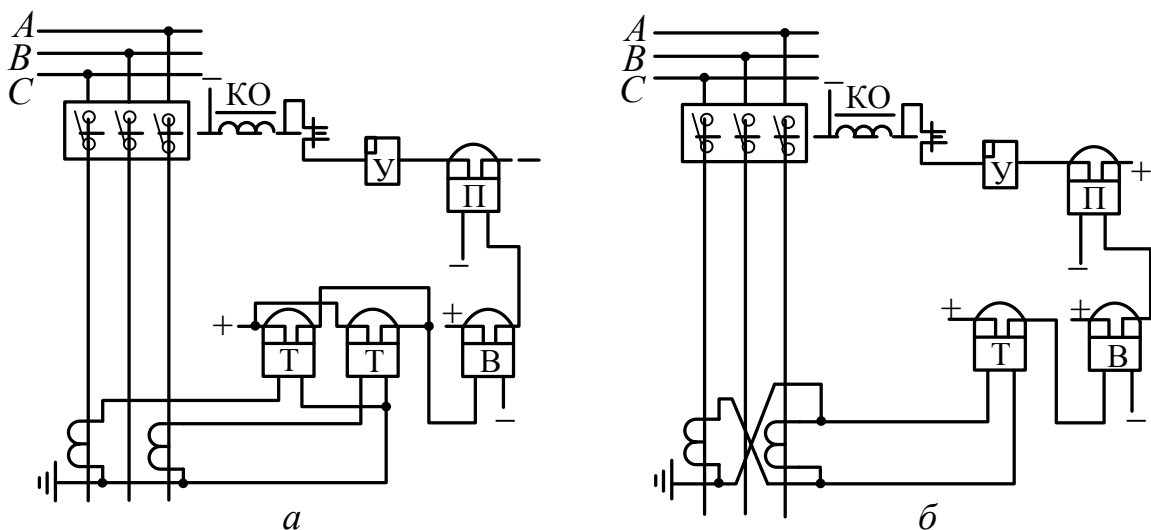


Рисунок 9.31 – Двофазні схеми максимального струмового захисту:  
*а* – дворелейна; *б* – однорелейна

Переваги дворелейної схеми захисту порівняно з її трифазною системою захисту:

- 1) реагує на всі міжфазні КЗ на лініях;
- 2) має селективність при замиканнях на землю у двох різних точках мережі з ізолюваною нейтраллю;
- 3) більш економічна, тому що для її виконання необхідна зменшена кількість обладнання і проводів.

До недоліків дворелейної схеми захисту належить зменшена її чутливість порівняно з її трифазною системою.

Однорелейна схема захисту (рис. 9.31, б) складається з цих самих елементів, що і попередня схема. При цьому захист містить одно пускове реле струму *Т*, яке вмикається на різницю струмів двох фаз і реагує на всі випадки міжфазних КЗ («повної» і «неповної зірки»).

Перевагою однорелейної схеми захисту є найменша кількість реле струму і з'єднуючих проводів (наприклад, одно реле і два струмові проводи).

До недоліків однорелейної схеми належать:

- невелика чутливість порівняно з дворелейною схемою при КЗ між фазами;
- пошкодження одного проводу реле або проводів, які зв'язують його з трансформаторами струму, може призвести до відмови системи захисту.

Однорелейна схема використовується переважно в розподільних мережах напругою 6–10 кВ і для захисту електродвигунів. У мережах напругою 35 кВ використання такої схеми обмежено через вказані вище недоліки.

У мережах більш складної конфігурації максимальний струмовий захист використовується як допоміжний в окремих випадках.

*Струмові відсічки* є різновидом максимального струмового захисту, які дозволяють швидко вимкнення КЗ на ділянках лінії. Вони також поділяються на відсічки миттєвої дії із затримкою часу.

Струмові відсічки миттєвої дії є найпростішим захистом, що є їх перевагою. Недолік такого захисту – неповне охоплення зони дії КЗ. Відсічка з затримкою часу дозволяє вибіркове і швидке вимкнення ділянок на лінії КЗ. І вона добре працює з максимальним струмовим захистом, що може становити триступеневий захист, який сприяє заміні більш складних систем захисту при значних струмах КЗ.

**Диференційний захист** використовується на лініях, що відходять від шин електростанцій або вузлових підстанцій енергосистем промислових підприємств, у випадках виникнення КЗ в межах всієї захищеної лінії без затримки часу. Такий захист забезпечує миттєве вимкнення КЗ у будь-якій точці захищеної ділянки і має селективність при КЗ за межами захищеної лінії.

Диференційний захист поділяється на подовжній і поперечний. Перший служить для захисту як одиночних, так і паралельних ліній; другий – тільки для паралельних.

*Принцип дії подовжнього диференційного захисту* засновано на порівнянні величин і фаз струмів на початку і на кінці захищеної лінії (рис. 9.32). При зовнішньому КЗ струми  $I_1$  та  $I_2$  на кінцях лінії АВ (рис. 9.32, а) спрямовані в один бік і рівні за величиною, а при КЗ на захищеній лінії (рис. 9.32, б) вони направлені у різні сторони і, як правило, не рівні один одному.

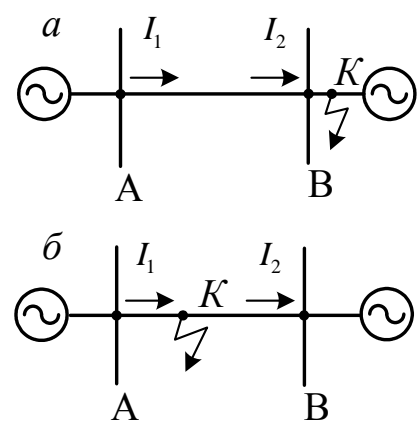


Рисунок 9.32 – Струми на кінцях лінії:

а – при зовнішніх КЗ;  
б – при КЗ на лінії

Тому порівнянням величин і фаз струмів  $I_1$  і  $I_2$  можна визначити місця, де виникло КЗ, а саме – на лінії або за її межами. Таке порівняння струмів за величиною і фазою відбувається у реагуючому органі (реле) диференційного захисту. З цією метою на кінцях лінії встановлюються трансформатори струму з однаковим коефіцієнтом трансформації. Вторинні обмотки трансформаторів з'єднуються за допомогою кабелю і підключаються до диференційного реле так, щоб при зовнішніх КЗ струм у реле дорівнював різниці струмів на початку і кінці лінії.

*Поперечний диференційний захист* використовується на паралельних лініях, які мають однакові опори  $z_1$  і  $z_2$ , та заснований на порівнянні величин і фаз струмів, що протікають по обох лініях. Завдяки рівності опорів ліній (рис. 9.33, а) у нормальному режимі та при зовнішньому КЗ струми в них рівні за величиною і фазою.

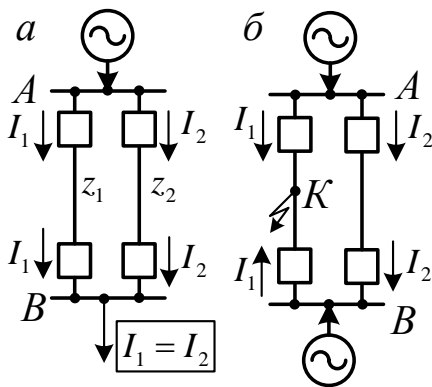


Рисунок 9.33 – Розподіл струмів у поперечному захисті

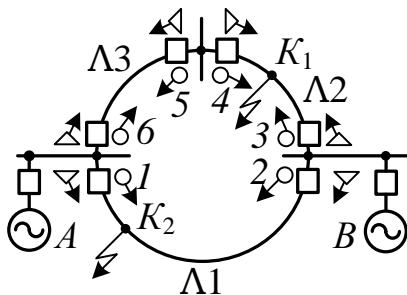


Рисунок 9.34 – Кільцева мережа з двома джерелами живлення: максимальний направлений захист (1–6); дистанційний захист (трикутник зі стрілкою)

У випадку КЗ на одній із ліній рівність струмів порушується. Наприклад (рис. 9.33, б), на живильному кінці А лінії струму  $I_1$  і  $I_2$  співпадають по фазі, але різні за величиною, а саме, на приймальному кінці лінії В напрямки струмів протилежні за фазою. Це і є ознакою пошкодження однієї з ліній.

*Подовжній диференційний захист* використовують на паралельних лініях двох видів: які вмикаються під один спільний вимикач, що становить у цілому струмовий подовжній диференційний захист; і з підключенням лінії до самостійних вимикачів, що являє собою направлений подовжній диференційний захист.

**Дистанційний захист** (рис. 9.34) використовується у мережах складної конфігурації і має декілька джерел живлення. Такий вид захисту може замінити показані вище максимальний



і направлений захист, які не можуть забезпечити селективного вимкнення від струмів КЗ. Наприклад, при КЗ на лінії  $\Lambda 2$  максимальний направлений захист 3 повинен спрацювати швидше за захист 1, а на лінії  $\Lambda 1$ , навпаки, захист 1 повинен спрацювати швидше за захист 3. Такі суперечливі вимоги не можуть виконуватися максимальним направленим захистом. Крім того, такий вид захисту часто не задовольняє вимогам швидкодії.

Струмові відсічки далеко не завжди придатні, а подовжній диференційний захист може використовуватися тільки на коротких лініях.

У зв'язку з цим виникла необхідність у використанні інших засобів, які дозволяють отримати захист із необхідною швидкодією, забезпеченням селективності і чутливості в електричних мережах будь-якої конфігурації. Одним із таких видів захисту є *дистанційний*, який забезпечує швидкодію і селективність в електричних мережах будь-якої конфігурації.

Затримка часу дистанційного захисту  $t$  залежить від відстані  $l$  – дистанції (рис. 9.35) між місцями розміщення захисту і точкою КЗ. Вона наростає плавно або ступінево зі збільшенням цієї відстані. При цьому принципі дії найближчий до місця пошкодження дистанційний захист завжди має менший час затримки. Завдяки цьому автоматично забезпечується селективність вимкнення пошкодженої ділянки від струмів КЗ.

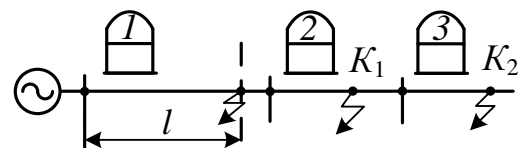


Рисунок 9.35 – Розподіл точок затримки часу при дистанційному захисті при КЗ

Основним елементом дистанційного захисту є дистанційний орган, який є вимірювальним і визначає віддаленість КЗ від місця установлення захисту.

Як вимірювальний орган у дистанційному захисті використовують *реле опору*, яке безпосередньо або непрямо реагує на повний, активний або реактивний опори лінії ( $z, r, x$ ).

Дистанційний захист належить до складних типів захисту. Всі різновиди таких захистів складаються з декількох загальних елементів (органів захисту), які виконують визначені однотипні функції (рис. 9.36):

1) *пускового органа*, який вмикає захист при виникненні КЗ, що являє собою реле струму або реле опору;

2) *дистанційного органа 2*, який визначає віддаленість місця КЗ. У ступеневому захисті ви-

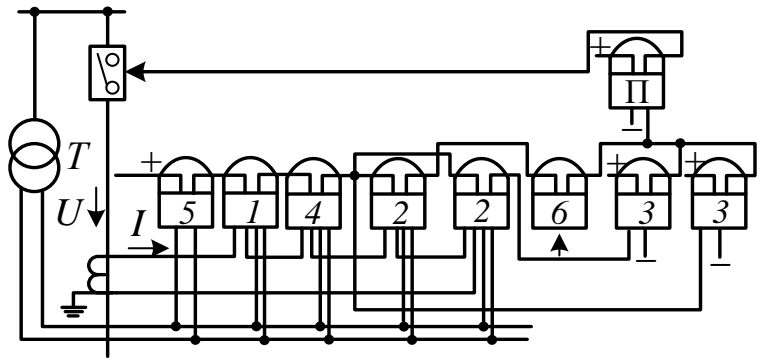


Рисунок 9.36 – Спрощена схема триступеневого дистанційного захисту

користовується реле мінімального опору. До реле підводяться струм і напруга захисної лінії, у результаті чого воно спрацює при найбільшому опорі, при якому реле починає діяти;

3) *органа затримки часу 3*, який створює її залежно від поведінки та дії дистанційного органа на захист, що являє собою реле часу загальної конструкції;

4) *органа направлення потужності 4*, який перешкоджає роботі захисту при направленні потужності КЗ до шин трансформаторної підстанції. Захист лінії виконується за допомогою реле потужності і передбачається тільки у тих випадках, коли пускові і дистанційні органи не володіють направленістю;

5) *органів блокування*, які автоматично виводять захист з дії у тих режимах, коли він може спрацювати невірно за відсутності пошкодження.

Зазвичай використовують два органи блокування:

а) орган блокування 5 спрацює при пошкодженнях в електричних колах у результаті зникнення напруги ( $U = 0$ ) живлення системи захисту. За цих умов може виникнути спрацювання пускових реле і дистанційних органів, що призведе до невірної роботи захисту. Тому орган блокування 5 знімає оперативний струм з системи захисту і не дозволяє їй діяти на вимкнення;

б) орган блокування 6 спрацює при неправильній дії системи захисту під час коливань у системі електропостачання, які обумовлені різними причинами. Наприклад, при такому режимі напруга  $U$  знижується, струм  $I$  підвищується, а опір зменшується, що призводить до невірної дії пускового реле та дистанційних органів, які і спричиняють невірну дію системи захисту. При виник-

ненні коливань системи орган блокування б спрацьовує і виводить систему захисту з роботи шляхом розмикання її кола.

Будь-який захист складається з *реагуючої* (вимірювальної) частини і *логічної* частини, яка на виході має вихідне реле.

**Схеми захисту на напівпровідниках** складаються з безконтактних елементів і мають також реагуючі (вимірювальні) органи (ВО) і логічні частини (ЛЧ), на виході яких встановлюються вихідні реле (Р), що посилають команди на вимкнення вимикача (рис. 9.37).

Безконтактні схеми мають високу надійність і потребують незначного догляду, ніж багатоконтактні схеми з електромеханічним реле. У безконтактних схемах використовуються одиничні контактні реле, які виконують функції вихідних реле системи захисту. Останнім часом з цією метою використовують *геркони* (магнітокеровані без'якірні реле), які більш надійні, малогабаритні і герметичні.

Логічна частина захисту безконтактних реле приймає сигнали від основних органів, які реагують на стан мережі. За визначеною програмою та за схемою системи захисту (залежно від характеру і поєднання сигналів, що надходять) логічна система здійснює операції, які забезпечують дію або не дію напівпровідникового захисту системи.

Логічна частина системи складного захисту має декілька складових елементів, які виконують роздільні найпростіші операції. Наприклад, на вхід логічного елемента (ЛЕ, рис. 9.38) подаються сигнали, які при визначених поєднаннях вхідного сигналу  $U_{in}$  викликають появу вихідного сигналу  $U_{out}$  (поява або зміна напруги).

Якщо ЛЕ не працює, то напруга на його виході  $U_{out}$  дорівнює нулю або значно менша від заданого значення  $U_{in}$ . Зазвичай кожен сигнал позначається визначеною літерою і йому також припису-

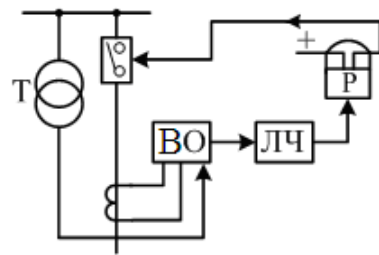


Рисунок 9.37 – Структурна схема релейного захисту

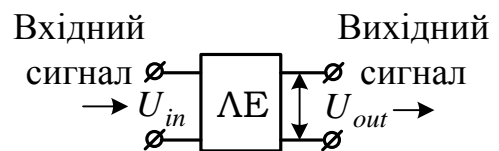


Рисунок 9.38 – Логічний елемент

ють умовні цифрові позначення: 0 (відсутність сигналу) і 1 (поява сигналу). Таке позначення використовується для умовного запису логічних функцій, які характеризують залежність вихідного сигналу від вхідного. Аналіз складних логічних схем засновано на використанні математичних дисциплін, зокрема, алгебри логіки.

У схемах релейного захисту і на напівпровідникових елементах використовуються здебільшого три простіші логічні операції, які умовно позначені як «АБО», «І», «НІ». Кожна з них може виконуватися за допомогою контактних або безконтактних елементів. Розглянемо дії систем захисту з елементами логічних операцій.

Схема, що здійснює операцію «АБО» (рис. 9.39, а).

Сигнали на вході цієї схеми позначені як  $A$ ,  $B$  і  $C$ , вихідний сигнал –  $X$ , який виникає при появі хоча б одного вхідного сигналу: або  $A$ , або  $B$ , або  $C$ .

Робота схеми, яка визначає операцію «АБО», може виконуватися через спрацьовування контактів електромеханічних реле (рис. 9.39, б)  $A$ ,  $B$  і  $C$ , які з'єднуються паралельно. При спрацьовуванні будь-якого реле з'являється вихідний сигнал, що надходить на наступний елемент схеми. Ця операція є поширеною в системах захисту. Наприклад, за схемою «АБО» виконується запуск будь-якого із розглянутих вище видів захисту. У цьому випадку реле  $A$ ,  $B$ ,  $C$  є пусковими.

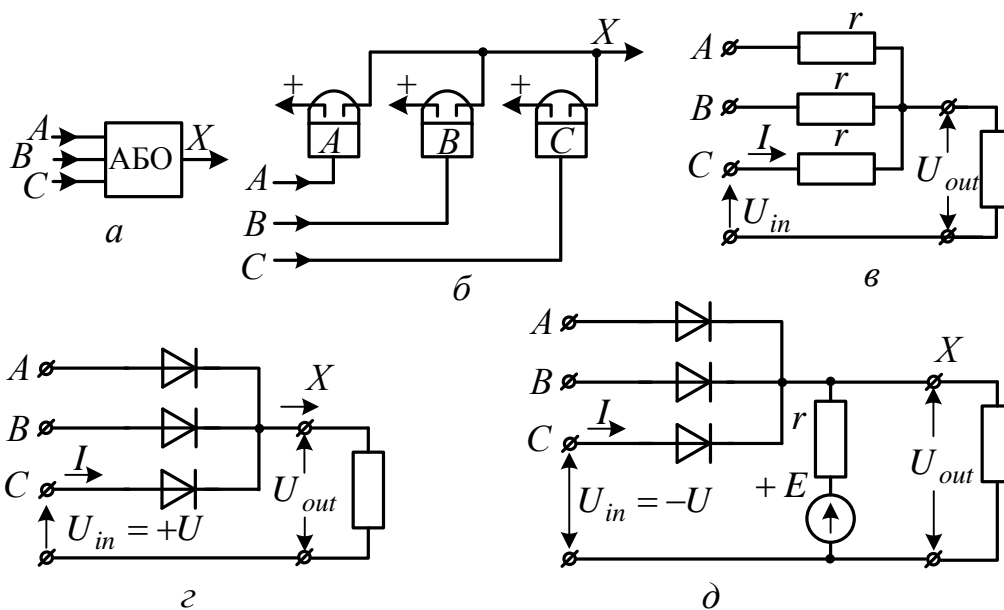


Рисунок 9.39 – Логічні схеми операції «АБО»

Безконтактна схема, яка визначає операцію «АБО», також використовується в аналогічних випадках і може виконуватися за допомогою резисторів (рис. 9.38, в), або напівпровідникових елементів, а саме: діодів (рис. 9.38, з, д) або транзисторів.

Схема на резисторах (рис. 9.38, в) свідчить про наявність або відсутність сигналів на затискачах  $A$ ,  $B$  або  $C$ . Наприклад, при відсутності напруги  $U_{in}$  на затискачах напруга на виході  $U_{out} = 0$ . Це означає, що вихідного сигналу немає. При подачі напруги  $U_{in}$  хоча б на один вхідний сигнал з'являється напруга  $U_{out} = U_{in} - I \cdot r$ , що означає появу вихідного сигналу.

Схема з діодами (рис. 9.39, з) працює аналогічно.

Схема, що показана на рис. 9.39, д, використовується в тому випадку, коли у точці  $X$  знаходиться позитивна напруга  $+E$  (на випадок подачі елементом сигналу на транзистор підсилювача).

При подачі негативної напруги  $U_{in}$  на один із затискачів  $A$ ,  $B$  або  $C$  відповідний діод відкривається і на затискачі  $X$  з'являється негативна напруга  $U_{out} = U_{in} - I \cdot r$ .

В алгебрі логіки операція «АБО» називається логічною сумою і позначається знаком «+» або  $V$ .

*Схема, що здійснює операцію «І» (рис. 9.40, а).*

Сигнал  $X$  на виході цієї схеми виникає тільки при одночасній появі сигналів на входах  $A$  і  $B$ . Подібна операція відбувається, наприклад, у схемі максимального струмового направленої захисту, який посиляє імпульс на реле часу, а також у схемі дистанційного захисту, якщо спрацьовують реле струму і реле потужності.

Ця схема також може працювати з використанням контактів електромеханічного реле (рис. 9.40, б), резисторів (рис. 9.40, в) або напівпровідникових елементів (рис. 9.40, з, д). При роботі схеми з використанням електромеханічного реле його контакти з'єднуються послідовно (рис. 9.40, б).

У схемі з використанням діодів (рис. 9.40, в) при появі сигналу  $A$  у вигляді позитивної напруги  $U_{CA}$  діод  $D1$  відкривається, а по резисторах  $R1$  і  $R2$  проходить струм. Потенціал точки  $X$  дорівнює спаду напруги на  $R2$ , де її величина незначна і недостатня для приведення в дію елемента, що підключений до виходу  $X$  схеми. При появі одного (позитивного) сигналу  $B$  діод  $D1$  зачинений і не

пропускає сигнал  $B$  у точку  $X$ . Якщо сигнали  $A$  і  $B$  з'являються одночасно, то сигнал  $B$  закриє діод  $D1$ . Значний позитивний потенціал від сигналу  $A$  надходить у точку  $X$  і на елемент, що підключений до виходу схеми.

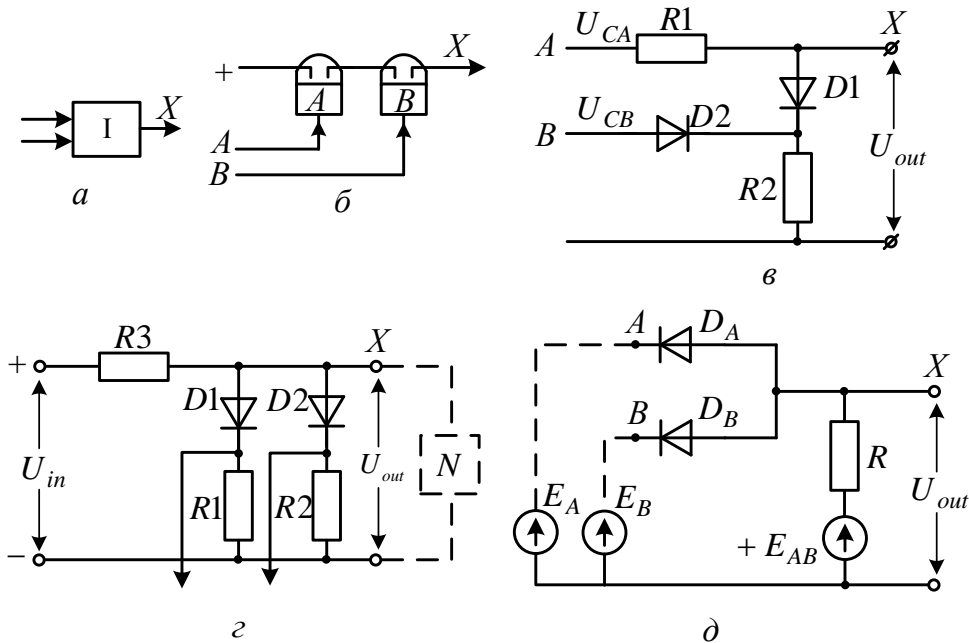


Рисунок 9.40 – Варіанти логічної схеми операції «І»

Аналогічно працює варіант схеми «І» (рис 9.40, з).

У варіанті схеми (рис. 9.40, д) напруга  $U_{out}$  на виході схеми (в точці  $X$ ) з'являється тільки у випадку, коли на всі входні затискачі схеми  $A$  і  $B$  подається напруга позитивних знаків  $E_A$  і  $E_B$ , які більші за  $E_{AB}$ .

У такому випадку діоди  $D_A$  і  $D_B$  зачиняються. При появі тільки одного сигналу, наприклад  $E_A$ , діод  $D_B$ , який не має сигналу, під дією  $E_{AB}$  відкритий і шунтує вихідні затискачі  $X-0$ . Тому напруга  $U_{out} = 0$  і вихідний сигнал відсутній.

В алгебрі логіки операція «І» розглядається як логічне множення і позначається знаком « $\times$ » або « $\wedge$ ».

Схема, що виконує операцію «НІ» або «НЕМАЄ» (рис. 9.41, а).

За відсутності входного сигналу  $A$  на виході схеми знаходиться сигнал  $X$ . При появі входного сигналу  $A$  на виході сигнал зникає.

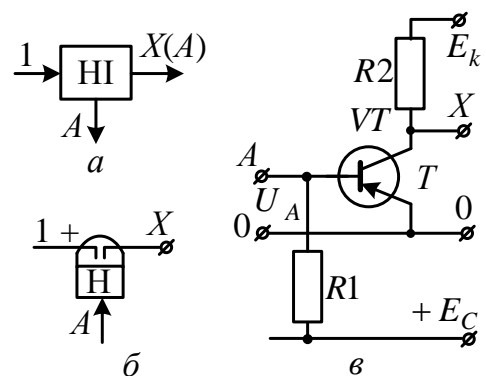


Рисунок 9.41 – Логічна схема операції «НІ»

Прикладом операції «НІ» може бути схема органів блокування напруги (рис. 9.41, б). Через замкнуті контакти реле  $H$  на схему захисту подається позитивний сигнал «+». У випадку обриву електричного кола напруги з'являється сигнал  $A$  і реле  $H$  спрацьовує. Його контакти розмикаються і знімають «+» із системи захисту.

Аналогічна операція у безконтактних схемах має багато варіантів виконання. Наприклад, на рис. 9.41, в показана схема «НІ», що працює з використанням транзистора  $VT$ .

Нормально на базу транзистора  $VT$  подано позитивне зміщення. Транзистор  $VT$  зачинений. На виході  $X$  схеми підтримується негативна напруга, яка надходить через резистор  $R2$ . При подачі на вхід  $A$  схеми негативного сигналу транзистор відчиняється і шунтує вихід схеми. Напруга у точці  $X$  спадає до нуля.

В алгебрі логіки операція «НІ» називається *логічним негативом* або *інверсією*. Елемент «НІ» перетворює сигнал, що надходить на вхід схеми, на зворотний за величиною і знаком. Наприклад, якщо на вході, тобто на базі транзистора, сигнал відсутній і позитивним зміщенням ( $+E_c$ ) транзистор замкнутий, то напруга на виході транзистора емітер-колектор не дорівнює 0, а затискач  $X$  має від'ємний знак «-». Якщо на вхід схеми подано негативний сигнал, то транзистор відкритий, а напруга емітер-колектор дорівнює 0 і затискач  $X$  має позитивний потенціал. Ці властивості елемента «НІ», який виконується у схемі на транзисторах, називають *інвертуванням сигналу*, а сам елемент «НІ» – інвертором.

Крім основних логічних елементів, існують додаткові елементи, які також використовуються у логічних схемах. До таких елементів належать: підсилювачі сигналів, які використовуються на виході схем порівняння вимірювальних органів для забезпечення надійної роботи логічної схеми; елементи пам'яті на спрацьовування і повернення; різні види релейних елементів, тригери тощо.

Приклади зовнішнього вигляду логічних елементів надано на рис. 9.42.

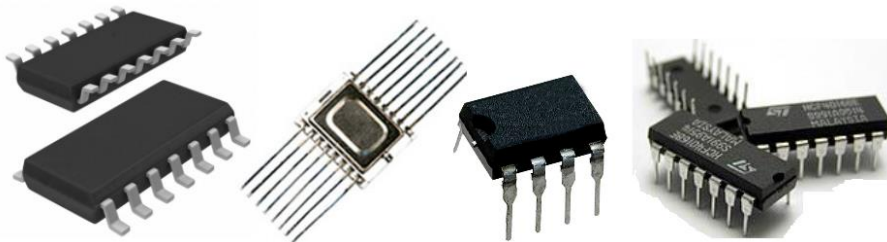


Рисунок 9.42 – Логічні елементи на основі інтегральних мікросхем



## Запитання для самоперевірки

1. Що називається ненормальними режимами роботи електричного обладнання на підприємстві і в системі електропостачання?
2. Які пристрої використовуються для комутації і захисту енергосистеми підприємства?
3. Які електротехнічні пристрої використовуються для комутації і захисту високовольтних електричних кіл?
4. Які пристрої входять у систему керування і захисту електричних кіл до 1 000 В?
5. Що є основним елементом захисту електрообладнання на підприємстві?
6. Які основні частини існують у комплекті елемента захисту?
7. Як використовуються трансформатори струму і трансформатори напруги?
8. Які існують основні види захисту?
9. Що являє собою максимальний струмовий захист, і на чому заснований його принцип дії?
10. Які існують схеми максимального струмового захисту?
11. Які функції виконують струмові відсічки?
12. Які існують види диференційного захисту?
13. На чому заснований принцип дії подовжнього диференційного захисту?
14. На яких лініях використовується поперечний диференційний захист?
15. Які особливості має дистанційний захист?
16. Які вимірні органи використовуються у дистанційному захисті?
17. З яких основних елементів складаються схеми захисту на напівпровідниках?
18. Які логічні операції використовуються у схемах захисту на напівпровідниках?
19. Робота схеми захисту, що здійснює операцію «АБО».
20. Як працює схема захисту, що здійснює операцію «І»?
21. Як працює схема захисту, що здійснює операцію «НІ»?

## **10. РОЗПОДІЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ**

### **10.1. Напруга мережі у цехах промислових підприємств**

Розподіл електричної енергії на промислових підприємствах відбувається при стандартних напругах 220/127; 380/220; 660/380 В. У цехових мережах найбільш поширеною є напруга 380/220 В. При цьому трансформатор, який зменшує напругу, має вторинну обмотку з виведеною і заземленою нейтральною точкою, а мережа має нейтральний (нульовий) провід. На лінійну напругу 380 В підключаються двигуни змінного струму. На фазну напругу 220 В підключається освітлювальне навантаження.

Величина напруги для цехів промислових підприємств обирається на основі технологічних умов конкретного підприємства, правил техніки безпеки (ТБ) і техніко-економічних порівнянь витрат, а саме: вартості витрат електричної енергії; витрат кольорового металу; вартості пристроїв, споруд та інших. Дійсно, доцільним може бути використання напруги 660/380 В, але її застосування обмежено з точки зору техніки безпеки, а також питаннями живлення освітлювального навантаження, наявністю на підприємстві значної кількості двигунів малої потужності та ін.

Живлення освітлювального навантаження при напрузі цехової мережі 660 В може відбуватися від окремих трансформаторів, які спеціально призначені для освітлення, або за допомогою проміжних трансформаторів зі стандартною напругою 660/220/127 В або 380/220/127 В.

У мережах постійного струму найбільш поширеними є напруги 220 і 440 В.

### **10.2. Схеми живлення цехових мереж**

Цехові мережі низької напруги живляться від цехових трансформаторних підстанцій. Електроенергія низької напруги підводиться від трансформатора до розподільних пристроїв цехової підстанції. З боку низької напруги силових трансформаторів вико-

ристовуються вимикальні електричні апарати, а саме – потужний повітряний автоматичний вимикач на номінальний струм 1 500 А, розрахований на вимкнення струмів КЗ до 30 кА. Такі автоматичні вимикачі мають вбудований максимальний струмовий захист, а також захист від зниження напруги, які називаються *розчіплювачами*.

Від шин трансформаторної підстанції електроенергія надходить до споживачів або до розподільних шаф (рис.10.1).

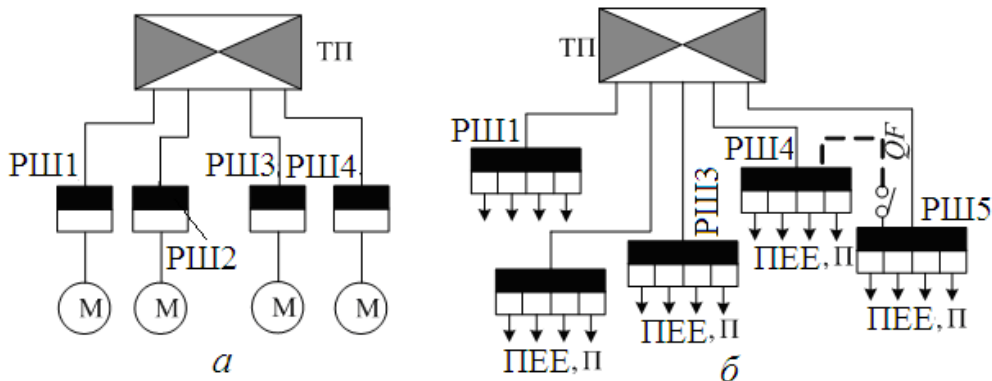


Рисунок 10.1 – Радіальна схема живлення зосереджених навантажень (а) і розподільних шаф (б)

У тих випадках, коли споживачі електроенергії розподіляються по цеху нерівномірно, а концентруються на деяких ділянках, то необхідно у цеху встановити декілька розподільних шаф. У цьому випадку від кожної шафи живиться група близько розташованих один від одного споживачів. Шафи, в свою чергу, отримують електричну енергію від шин ТП.

На невеликих промислових підприємствах для скорочення габаритів розподільних пристроїв підстанцій застосовується не радіальна схема живлення розподільних шаф, а магістральна (рис. 10.2).

У випадку аварії на одній із ліній у цехах промислових підприємств передбачено резервне живлення. Таке живлення встановлюється між розподільними шафами при радіа-

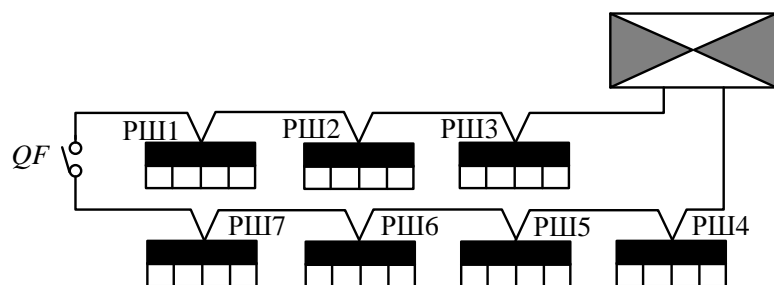


Рисунок 10.2 – Магістральна схема живлення розподільних шаф

льній системі живлення, а також між кінцевими шафами магістральних ліній перемичок з нормально вимкненим рубильником або автоматичним вимикачем.

Широкого розповсюдження в електропостачанні цехів промислових підприємств набули магістральні системи з використанням струмопроводів різних типів (рис. 10.3, а). Наприклад, на металообробних промислових підприємствах використовуються струмопроводи як шинні складання (рис. 10.4)

Це дає істотну економію кольорових металів. Крім того, шинні складання дуже зручні, коли при зміні технологічного процесу необхідне періодичне переміщення виробничих агрегатів по цеху.

Великі споживачі електроенергії у цехах із шинними складаннями живляться найчастіше за радіальною схемою від розподільних шаф. Довжина одного шинного складання становить майже 6 м. У протяжних цехах використовується декілька комплектів шинних складань, які з'єднуються послідовно у загальну магістраль. Шинні складання виконуються на номінальні струми до 160 А.

На рис. 10.5 показаний загальний вигляд розподілу електричної енергії від шинного складання до металорізальних верстатів. Проводи приховані в сталій трубі та у випадку переміщення верстата легко від'єднуються від шинного складання і знову приєднуються на іншій ділянці.

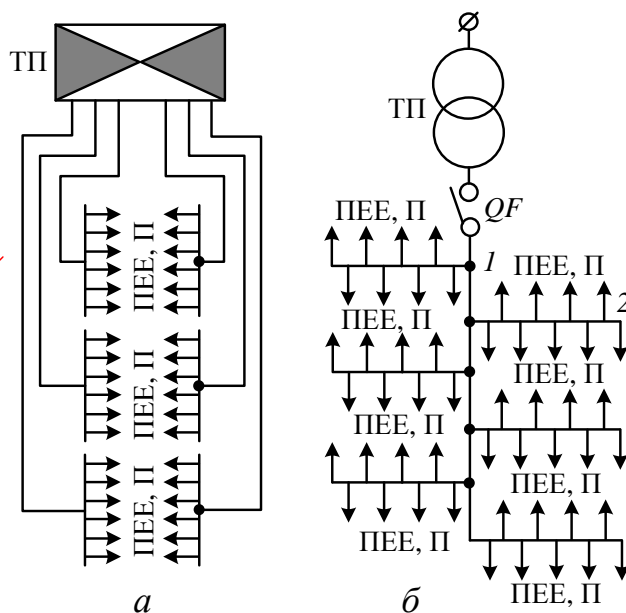


Рисунок 10.3 – Схема електропостачання цеху з шинними складаннями (а) і за системою блок-трансформатор – магістраль (б)

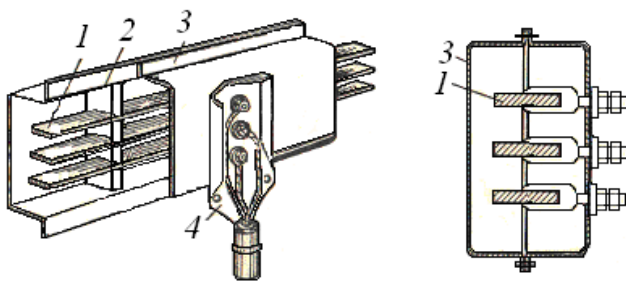


Рисунок 10.4 – Шинне складання: 1 – шини сталі; 2 – ізоляційний стояк; 3 – кожух; 4 – відводка до споживача

Електропостачання цехів промислових підприємств також відбувається за схемою блок трансформатор – магістраль (БТМ) (рис. 10.3, б). Основний струмопровід 1 системи БТМ являє собою магістраль, що знаходиться в закритому сталевому кожусі, в якому усередині розташовуються алюмінієві або мідні шини.

Шинопроводи для системи БТМ виконуються зі штепсельними контактними з'єднаннями (рис. 10.6) і запобіжниками для приєднання бокових магістралей. Вони розраховані на номінальні струми до 600 А, а відгалуження від шинопроводів допускають використання навантаження до 200 А.

Від штепсельних шинопроводів системи БТМ отримують живлення бокові магістралі 2 (див. рис. 10.3, б), які виконуються шинними складаннями, і рідше – штепсельними шинопроводами.

Система БТМ використовується для цехів із рівномірним розподілом електричного навантаження. Основною перевагою цієї системи БТМ є відсутність розподільних шаф у цеху і на ТП. Вмикання магістралі відбувається автоматичним вимикачем *QF* (див. рис. 10.3, б), а відгалуження приєднуються до неї через штепсельні контактні з'єднання з запобіжниками.

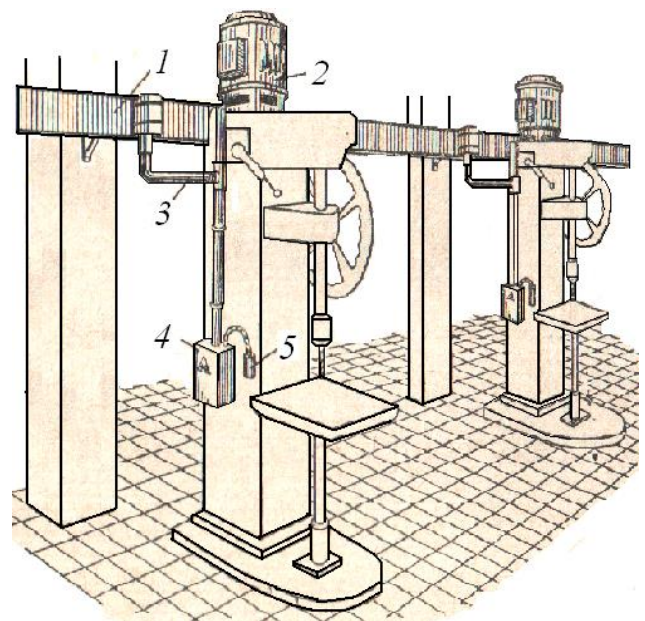


Рисунок 10.5 – Підведення електроенергії до верстатів від шинного складання:  
1 – шинне складання; 2 – двигун;  
3 – стальна труба; 4 – пускач,  
5 – кнопка керування

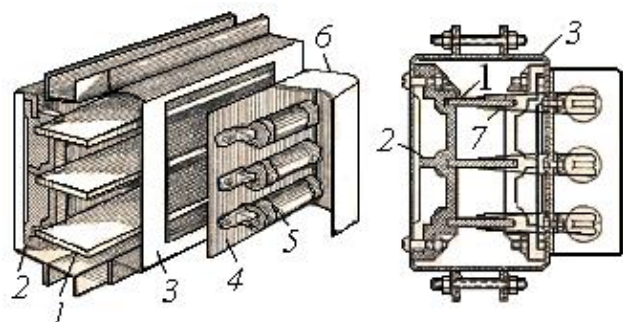


Рисунок 10.6 – Штепсельний шинопровід:

1 – шина; 2 – ізоляційний стояк;  
3 – кожух; 4 – панель запобіжників;  
5 – запобіжники; 6 – кожух запобіжників; 7 – штепселі



Від'єднання живильних ліній від магістралі, що виконана штепсельним шинопроводом із коробкою запобіжників, відбувається при піднятті панелі із запобіжниками, при цьому контакти штепселів відходять від шинопроводів.

### **10.3. Розподільні пристрої трансформаторних підстанцій промислових підприємств**

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) внутрішньої побудови складаються з трифазних знижувальних трансформаторів, які мають високу напругу 6 або 10 кВ і низьку напругу 0,4 кВ, а також розподільних пристроїв (РП) (рис. 10.7).



Рисунок 10.7 – Внутрішня цехова комплектна трансформаторна підстанція (а) і розподільні пристрої (б)

Схеми керування, захисту і сигналізації обладнання КТП виконують на оперативному змінному струмі. Силкові трансформатори разом з електричною апаратурою, яка забезпечує їх нормальну експлуатацію, утворюють трансформаторну підстанцію (ТП), а обладнання, визначене для прийому і розподілу електричної енергії, входить до складу розподільних пристроїв (див. рис. 10.7).

Комплектні розподільні пристрої зовнішні (КРПЗ) використовуються для відкритих розподільних установок (ВРУ) на 6–10 кВ і підстанцій на 35–110 кВ, а також служать для секціонування повітряних або кабельних ЛЕП напругою 6–10 кВ (рис. 10.8).

Комплектні трансформаторні підстанції зовнішні (КТПЗ) (рис. 10.9) комплектуються шафами попереджувальної сигналіза-

ції. Залежно від замовлення, шафи розподільних пристроїв комплектують різними внутрішніми пристроями.

КТПЗ служать для прийому та розподілу електричної енергії трифазної системи змінного струму частотою 50 Гц та напругою 6–10 кВ. КТПЗ встановлюються для електропостачання дачних об'єктів, котеджних селищ, промислових і сільськогосподарських об'єктів.

За конструктивним виконанням КТПЗ бувають таких типів: мачтові потужністю від 16 до 250 кВА, кіоскові – від 100 до 1 600 кВА, внутрішньоцехові – до 2 500 кВА; блочні у залізобетонному корпусі – до 1 600 кВА.

Шафи РУ виготовляють секційними, лінійними і ввідними. Вони складаються з шинних і комутаційних частин, які розділені перегородками. Внутрішню будову електроцитового обладнання РУ показано на рис. 10.10.

Для промислових цехів переважно застосовують комплектні розподільні пристрої (КРП), що являють собою набір металевих шаф із вбудованими у них електричними апаратами, приладами вимірювання, захисту, автоматики, керування, сигналізації, а також допоміжними пристроями.



Рисунок 10.8 – Комплектний розподільний пристрій зовнішньої установки



Рисунок 10.9 – Комплектна трансформаторна підстанція





Рисунок 10.10 – Пристрої електрощитового обладнання

Шафи КРП виготовляють із листової сталі товщиною 2–3 мм і зі сталених гнутих, а також прокатних профілів. КРП виконують зі стаціонарною установкою обладнання або з викатним візком. Залежно від схеми апаратура одного електричного з'єднання може бути розміщена в одній або у декількох поєднаних шафах.

У шафах РП напругою до 1 кВ розміщені комутаційна і захисна апаратура: висувні універсальні вимикачі, релейна апаратура АВР, вимірювальні прилади, вимірювальні трансформатори струму (рис. 10.11).

Номенклатура електрощитового обладнання достатньо велика. Поруч з уже наведеними варіантами також виготовляються:

- електрощити розподільні;
- електрощити вхідні розподільні;
- електрощити обліку;
- електрощити автоматизації технологічних процесів;
- електрощити освітлення ЩО, ОЩВ;
- освітлювальні поверхові електрощити (ЩЕ);
- панелі ЩО 70;
- шафи і ящики керування (Я, ЯК, ШК);
- шафи зовнішнього освітлення (ШЗО).

Приклад поширеного ввідно-розподільного пристрою подано на рис. 10.12.

Як зазначено, електрошафи можуть включати до себе різні електротехнічні пристрої, що виконують функції керування, ав-

томатизації, контролю та ін. В електричні шафи також вмикаються ще спеціальні механізми, які дозволяють використовувати такі електротехнічні пристрої у важких температурних умовах.



Рисунок 10.11 – Конструкції та основні елементи розподільних пристроїв

Кількість ліній, які приєднуються до розподільних шин однієї шафи, залежить від потужності і становить 1–8 при силовому і 6–12 при освітлювальному навантаженні. Крім того, при необхідності, у шафах встановлюються лічильники електричної енергії. В освітлювальних шафах нульовий провід монтується у вигляді шинки безпосередньо на каркасі.

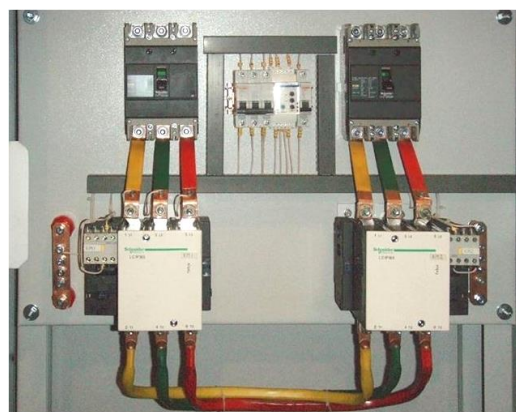


Рисунок 10.12 – Ввідно-розподільний пристрій

## **10.4. Освітлювальні цехові мережі**

### **10.4.1. Види освітлювальних мереж**

Цехи промислових підприємств повинні бути освітлені як у нормальних умовах роботи, так і при виникненні аварій. Норми на освітлення різних виробничих будівель складають, виходячи з розрахунків, які забезпечують максимальну продуктивність і відповідають вимогам техніки безпеки.

*Освітлювальне обладнання* будівель підприємств – це прилади, призначені для промислового або декоративного освітлення приміщень у вигляді світильників. Залежно від ступеня захисту вони можуть використовуватися у приміщеннях з підвищеною запиленістю та вологістю. Завдяки малій вазі і спеціальним кріпленням, світильники монтуються на різні поверхні приміщень.

Добре виконане електричне освітлення на промислових підприємствах сприяє підвищенню продуктивності праці, поліпшенню умов праці та зниженню виробничого травматизму, а також підвищенню якості продукції і зниженню її собівартості.

Як джерела живлення цехових освітлювальних мереж використовують загальні трансформатори для силового й освітлювального навантаження з напругою на вторинному боці 380/220 В або окремі освітлювальні трансформатори 220/127 В.

Розподіл живлення загальноцехового і місцевого освітлення робиться так, щоб при вимкненні однієї з груп світильників на цій ділянці була можлива робота виробничих агрегатів.

Для освітлення виробничих приміщень використовують систему комбінованого або одного загального освітлення, прилади якого розподіляються на стелях або на стінах виробничого приміщення і створюють рівномірну освітленість по усьому цеху.

Для світильників загального освітлення повинна застосовуватися напруга не вище 380/220 В змінного струму при заземленій нейтралі, та не вище 220 В змінного струму при ізольованій нейтралі і 220 В постійного струму.

Лампи загального розміщення у цехах вмикаються на напругу 220 В, внаслідок чого від трансформаторів до освітлювальних щитків проходять чотири проводи.

У приміщеннях з підвищеною небезпекою й особливо небезпечних на світильники повинні бути нанесені добре помітні позначки із зазначенням напруги, що застосовується (наприклад,

«~ 380 В»). У таких приміщеннях необхідно застосовувати світильники, конструкція яких не передбачає доступу до лампи без застосування інструменту (плоскогубців, гайкового або спеціального ключа та ін.). Якщо такої можливості немає, то необхідно застосовувати для живлення світильники ламп розжарювання напругою не вище 42 В. Це не поширюється на світильники в електроприміщеннях, а також на світильники, що обслуговуються з кранів або площадок, відвідуваних тільки кваліфікованим персоналом.

Освітлення цеху за своїм призначенням розділено на дві категорії: робоче й аварійне.

*Робоче освітлення* може бути як загальним, так і місцевим. При цьому світильники розташовуються на верстатах, кранах або іншому виробничому устаткуванні. Іноді освітлення буває комбінованим. Таке освітлення використовується при виконанні необхідних робіт на промисловому підприємстві у нормальних умовах.

*Аварійне освітлення* передбачено на випадок раптового зникнення робочого освітлення та поділяється на освітлення:

– для евакуації людей, яке розташоване у приміщеннях, на відкритих площадках, проходах, коридорах і на сходових клітках – що живиться від окремого джерела і не залежить від мережі робочого освітлення;

– для продовження роботи при раптовому зникненні робочого освітлення у тих випадках, коли виникає вибух, пожежа, порушення технологічного процесу та роботи технічних вузлів, від яких залежить життєді-

альність великої кількості людей. При цьому даний вид освітлення повинен підключатися до незалежного джерела живлення (рис. 10.13) або автоматично на нього перемикатися.

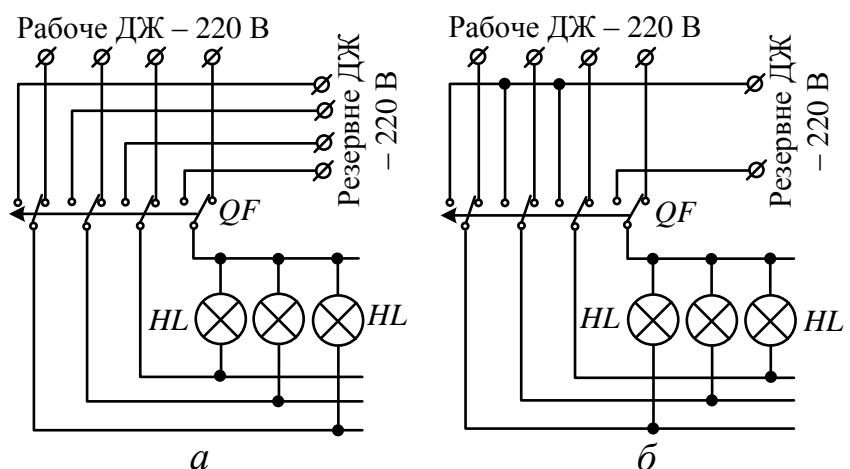


Рисунок 10.13 – Схеми живлення освітлювального навантаження

У цьому випадку варіанти схем забезпечують безперебійне живлення аварійного освітлювального обладнання при пошкодженні одного з трансформаторів шляхом перемикання мережі автоматичним вимикачем (пускатчем) на резервне джерело живлення (ДЖ), яким також може бути акумуляторна батарея або трансформатор, що отримує живлення від системи, незалежної від системи робочого освітлення.

На промислових підприємствах існують різні схеми освітлювальної мережі, де передбачено також аварійне освітлення, що відображено на рис. 10.14 та 10.15.

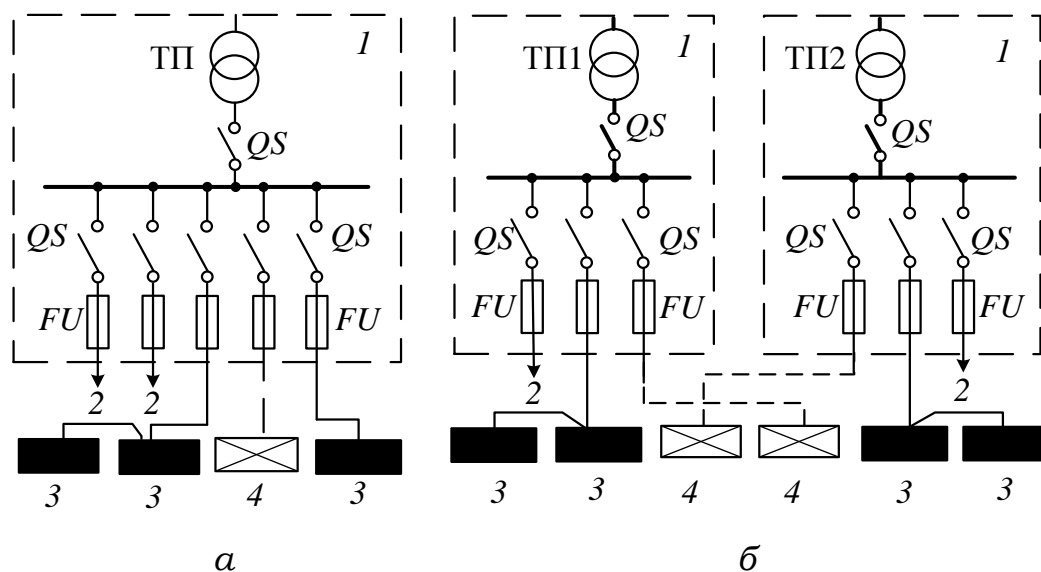


Рисунок 10.14 – Схема живлення освітлювальної установки від однієї (а) та від двох (б) однострансформаторних підстанцій:

1 – трансформаторна підстанція, 2 – силове навантаження,  
3 – робоче освітлення, 4 – аварійне освітлення.

Світильники аварійного освітлення постійно увімкнені або автоматично вимикаються при зникненні робочого освітлення. Вони зовнішньо відрізняються від світильників робочого освітлення типом, розміром, кольором або нанесеними на них знаками.

Крім того, світильники аварійного освітлення розташовані біля виходів із приміщень загального призначення, які вміщують понад 100 чол., а також біля виходів з виробничих приміщень площею 150 м<sup>2</sup> і більше без природного світла, де встановлюють світлопоказчик із надписом «Вихід».

У будівлях іноді на окремі освітлювальні групи і вимикачі ви-

діляється чергове освітлення, яке є увімкненим у нічний неробочий час у коридорах, на сходових клітках і в окремих приміщеннях. Уздовж границь територій, що охороняються, влаштовується охоронне освітлення.

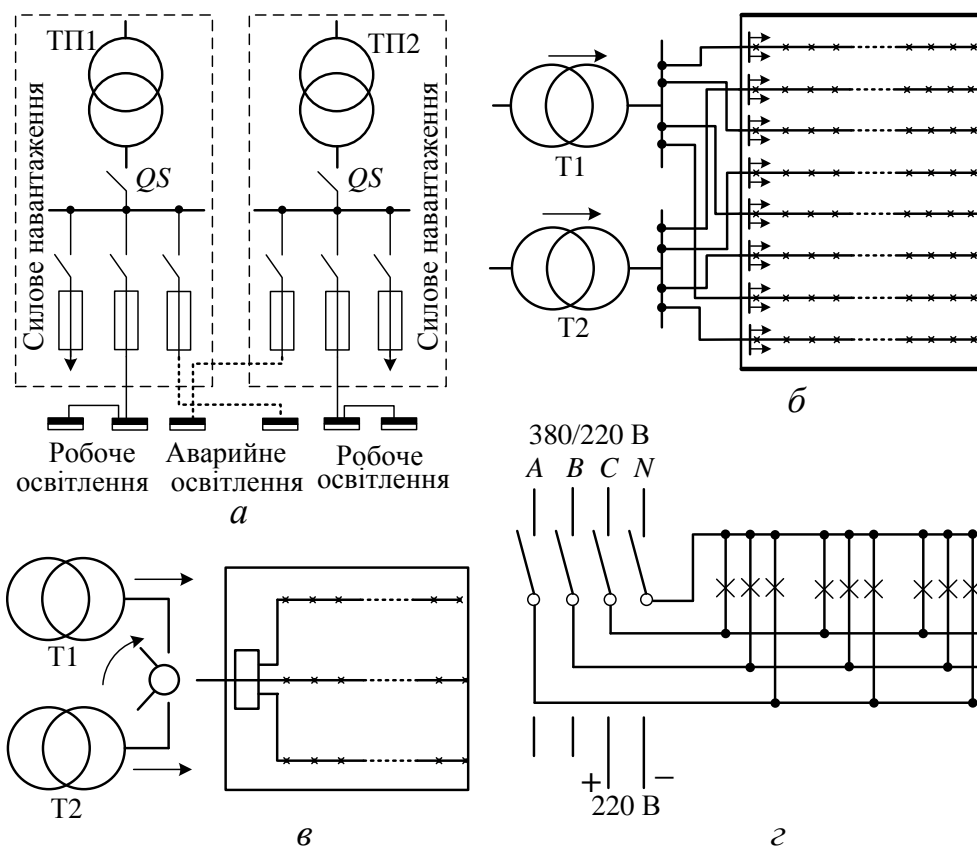


Рисунок 10.15 – Схеми живлення освітлювальної мережі:

*а* – живлення силового і освітлювального навантаження від 2-х підстанцій;  
*б* – освітлювальна мережа у цеху від двох трансформаторів; *в* – живлення мережі з автоматичним перемиканням трансформаторів; *г* – схема мережі живлення з автоматичним перемиканням зі змінного на постійний струм

### 10.4.2. Освітлювальні прилади

Щодо освітлювальних приладів існує стійка тенденція заміни ламп розжарювання енергозберігаючими лампами (рис. 10.16), що дозволяють істотно економити електроенергію, мають велику довговічність і є менш небезпечними в експлуатації.

Є два основні шляхи для реалізації цієї концепції. Прилади, що економлять електроенергію, діляться за способом отримання світлової енергії на люмінофорні і світлодіодні.



У лампах люмінофорних електроенергія примушує світитися люмінофор. Конструкції таких ламп різноманітні і їх приклади представлені на рис. 10.17.

Світлодіодні лампи засновані на процесах, що протікають в напівпровідникових приладах на стиках напівпровідників різних типів провідності ( $p-n$  переходах). Електрони втрачають енергію на переході, енергія перетворюється у фотони світла. Конструкції таких ламп також різноманітні, частина з них представлена на рис. 10.18.

Є авторитетні думки, що денне світло, холодне світло, що дається люмінофорними лампами, корисне протягом дня, але застосування його в нічний час неприпустимо. Це може призвести до порушення сну на першій стадії, а надалі можливі самі різні розлади діяльності нервової системи. Хоча, в результаті зусиль, що робляться, розроблені моделі й люмінесцентних ламп, які цілком здатні дати м'яке «нічне світло».

Перспективніші лампи на світлодіодах. Такі ж економічні, вони не лише можуть давати будь-який відтінок світла, але і гнучко змінювати його. Світлодіодні освітлювальні прилади широко застосовуються на великих виробництвах (робочих цехах, офісах, виробничих майданчиках), будинках, торговельних центрах, супермаркетах, підземних пар-



Рисунок 10.16 – Альтернатива лампи розжарювання



Рисунок 10.17 – Лампи електричного освітлення на люмінофорі



Рисунок 10.18 – Світлодіодні освітлювальні прилади



куваннях, школах тощо. Існують різні види світлодіодних ламп: трубки, лампи, лампи-свічки, точкові світильники, світильники спрямованого світла, панельні світильники, стрічки та ін. Аж до світлодіодних LED-прожекторів, приклади яких представлені на рис. 10.19.



Рисунок 10.19 – Світлодіодні прожектори

### **10.4.3. Розрахунок і вибір параметрів освітлювальних мереж**

Надійність роботи освітлювальних установок значною мірою визначається прийнятою мережею та схемами живлення. У зв'язку з цим розрізняють магістральні та розподільні освітлювальні мережі.

*Магістральні* освітлювальні мережі виконують чотирипровідними, рідше – трипровідними.

*Розподільні* освітлювальні мережі виконуються двопровідними, а іноді і трипровідними.

При виборі мереж і схем живлення враховуються не тільки необхідний ступінь надійності, але й необхідний рівень і стійкість напруги джерел світла, зручність та економічність експлуатації установок.

Наприклад, при наявності на об'єкті промпідприємства однієї однострансформаторної підстанції (див. рис. 10.14, а) живлення різних навантажень (силових, робочого та аварійного освітлення) рекомендується застосовувати самостійними живильними лініями від шин нижчої напруги трансформаторної підстанції. У цьому випадку знищення всього освітлення можливо лише при виході з ладу трансформатора, що буває рідко. Допускається живлення силових і освітлювальних навантажень невеликих маловідповіда-

них будівель однією лінією від трансформаторної підстанції. При цьому поділення силових мереж, робочого та аварійного освітлення обов'язкове і повинно починатися від вводу у будинок.

При наявності двох однострансформаторних підстанцій живлення освітлювальної установки, а саме робоче й аварійне освітлення будівель (або ділянок однієї будівлі), як правило, відбувається від різних підстанцій (див. рис. 10.14, б, 10.15).

Для виявлення потужності трансформаторів, що живлять електричне освітлення промислових підприємств, а також для розрахунку потужності окремих ділянок освітлювальних мереж і вибору параметрів електрообладнання потрібно визначати розрахункове освітлювальне навантаження. Воно, як правило, обчислюється, виходячи із сумарної встановленої потужності, отриманої в результаті розрахунку. Освітлювальне навантаження (крім люмінесцентного освітлення) у мережах змінного струму не має зсуву фаз між струмом і напругою ( $\cos\varphi = 1$ ), що спрощує його розрахунок.

Площа перерізу проводів освітлювальних мереж визначається за допустимих втрат напруги або з таблиці допустимих навантажень норм ПУЕ:

$$S_c = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot l_L}{\Delta U_\delta \cdot \gamma}, \quad (10.1)$$

де  $I_N$  – номінальний струм навантаження електричної мережі, А;  $l_L$  – довжина магістральної лінії, м;  $\Delta U_\delta$  – допустимі втрати (зниження) напруги, В ( $\pm 5\%$  від  $U_N$ );  $\gamma$  – питома електропровідність матеріалу, м/(мм<sup>2</sup>·Ом) (приводиться в довідкових таблицях для певного виду проводу).

Для спрощення розрахунку перерізу проводів через втрати напруги застосовується формула

$$S_c = \frac{K_{Pe}}{K_{us\gamma} \cdot \Delta U_\delta}, \quad (10.2)$$

де  $K_{Pe}$  – коефіцієнт, що враховує параметри навантаження, кВт·м;  $K_{us\gamma}$  – коефіцієнт, що враховує напругу, систему живлення і матеріал проводів освітлювальних мереж (табл. 10.1).

Розрахунок освітлювальних мереж при люмінесцентних лампах відрізняється від розрахунку мереж при лампах розжарювання

переважно наявністю значної реактивної складової споживаної потужності, яку необхідно враховувати при визначенні втрат напруги у мережі.

У мережах зовнішнього освітлення внаслідок збільшення довжини розподільних ліній велике значення має рівність втрат напруги в окремих фазах, яка досягається послідовністю підключення світильників до фаз.

Вибір перерізу проводів освітлювальної мережі проводиться згідно з допустимою витратою напруги з перевіркою за найбільш тривалим допустимим струмом навантаження відповідно до існуючих норм.

Таблиця 10.1 – Значення коефіцієнта  $K_{us\gamma}$

Номінальна напруга мережі, В	Система мережі і рід струму	Формула для коефіцієнта $K_{us\gamma}$	Коефіцієнт для проводів $K_{us\gamma}$	
			мідних	алюмінієвих
380/220	Трифазна з нульовим проводом	$\frac{\gamma U^2}{100 \cdot 1000}$	77	46
380/220	Двофазна з нульовим дротом	$\frac{\gamma U^2}{2,25 \cdot 100 \cdot 1000}$	34	20
220	Двопровідна I~ або I = струму	$\frac{\gamma U^2}{2 \cdot 100 \cdot 1000}$	12,8	7,7
220/127	Трифазна з нульовим проводом	$\frac{\gamma U^2}{100 \cdot 1000}$	25,6	15,5
220/127	Двофазна з нульовим проводом	$\frac{\gamma U^2}{2,25 \cdot 100 \cdot 1000}$	11,4	6,9
127	Двофазна I ~ або I = струму	$\frac{\gamma U^2}{2 \cdot 100 \cdot 1000}$	4,3	2,6
110	Двопровідна I ~ або I = струму	$\frac{\gamma U^2}{2 \cdot 100 \cdot 1000}$	3,2	1,9

Гранично допустима температура ізолюваних проводів визначається властивостями ізоляції, а неізолюваних – здебільшого надійністю контактних з'єднань. Вибір перерізу проводів визначається розрахунковим навантаженням.

#### 10.4.4. Захист електричних і освітлювальних мереж

Захист електроустановок, електричних, освітлювальних мереж, а також проводів і кабелів відбувається апаратами захисту, такими, як автоматичні вимикачі або запобіжники.

Безперебійне постачання електричної енергії груп споживачів низької напруги залежить від обраної дії (селективності) топких запобіжників  $FU$  (рис. 10.20). Наприклад, селективна дія запобіжників має місце, якщо при КЗ в електричному колі двигунів згорить тільки вставка запобіжника 3. При КЗ на правій ділянці електричного кола згорить тільки топка вставка запобіжника 2.

Для забезпечення селективності послідовно увімкнених у мережу запобіжників необхідно підбирати номінальні струми їх топких вставок. Причому номінальні їх струми повинні відрізнятися один від одного не менше, ніж на один ступінь. Наприклад, якщо запобіжник 3 має топку вставку, яка розрахована на струм на 125 А, то топка вставка запобіжника 2 має бути розрахована не менше, ніж на струм 160 А.

Більш дорогими, але і більш досконалыми, порівняно з запобіжниками, є автоматичні вимикачі. Ці електричні апарати є апаратами багатократної дії, мають пристрої затримки часу і забезпечують вибірккову дію захисту. Всі автоматичні вимикачі в кожній фазі мають розчіплювачі: тепловий, що містить біметалеву пластину і здійснює захист від перевантажень з затримкою часу, й електромагнітний, що здійснює максимальний струмовий захист без затримки часу при струмах КЗ.

Автоматичні вимикачі випускають на номінальні струми від 50 до 1 500 А. Вони виконуються двополюсними для постійного

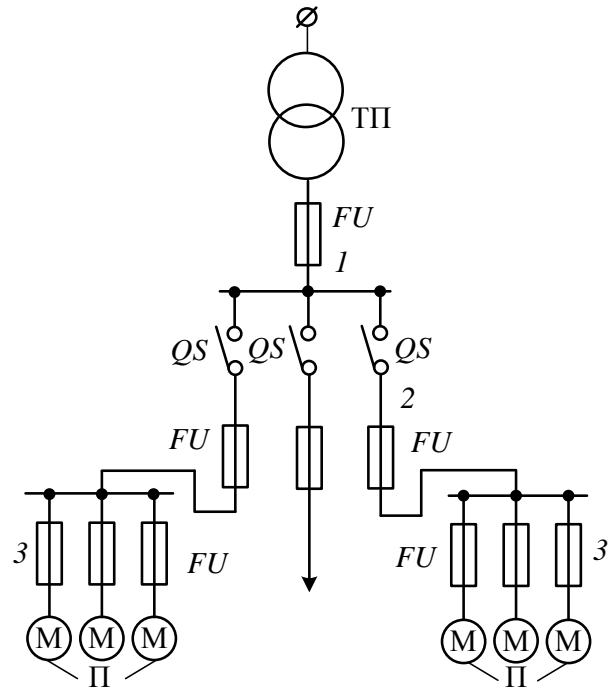


Рисунок 10.20 – Схема захисту цехової мережі топкими запобіжниками

струму на напругу 400 В і дво- або триполюсними для змінного струму на напругу 660 В. Автоматичні вимикачі вимикають струми КЗ у мережах 0,4 кВ від 10 000 до 30 000 А, що відповідає потужності трансформаторів до 1 000 кВ.

У мережах із напругою до 1 000 В необхідно забезпечити вибірковість захисту. Кількість ступенів захисту має бути не більше двох-трьох, а саме:

- відгалуження до приймача;
- відгалуження до розподільної шафи або шинопроводу;
- відгалуження головної магістралі від трансформатора.

В освітлювальних мережах напругою 220–380 В із заземленою нейтраллю, бажано застосування однополюсних автоматичних вимикачів. У цьому випадку вимикається лише третина ламп.

### **Запитання для самоперевірки**

1. Як обираються значення напруг для цехів промислових підприємств?

2. Як відбувається розподіл електричної енергії від цехової трансформаторної підстанції?

3. Які схеми електропостачання використовуються у цехах підприємства?

4. Що являють собою шинні складання, і як вони використовуються у цехах підприємства?

5. Із чого складаються комплектні трансформаторні підстанції?

6. Що являють собою шафи розподільних пристроїв?

7. Від чого залежить кількість ліній, які приєднуються до однієї розподільної шафи?

8. Які фактори враховуються при виборі освітлювального навантаження в приміщеннях промислових підприємств?

9. Що являє собою освітлювальне обладнання?

10. Які види освітлення застосовують на промислових підприємствах?

11. Для чого використовується аварійне освітлення?

12. Де розподіляється цехове освітлення?

13. Які існують освітлювальні мережі?

14. Якими електричними апаратами здійснюється захист електричних освітлювальних мереж?

15. У чому різниця між запобіжниками й автоматичними вимикачами за принципом їх дії?

## **11. ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ Й ОХОРОНА ПРАЦІ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ**

Розвиток техніки змінює умови праці людини, але не робить їх небезпечними. Людство справилося з епідеміями багатьох недуг, шукає шляхи продовження життя, але до цього часу не навчилося надійно захищати людину, її здоров'я у процесі повсякденної роботи. Сьогодні за даними міжнародної статистики визначено, що травматизм може бути прирівняним до епідемії. Тому негативні для здоров'я людини наслідки, що проявляються під час експлуатації технологічного обладнання, викликають необхідність створення засобів виробничої безпеки залежно від розвитку технічних і соціально-економічних проблем.

Сучасне виробництво неможливе без широкого використання електроенергетики й електроустаткування, які використовують постійний і (або) змінний струм.

Електроустаткування – це сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного обладнання (разом зі спорудами і приміщеннями, де вони встановлені), призначених для виробництва, трансформації, передачі, розподілу електричної енергії та її перетворення.

У теперішній час на промислових підприємствах широко використовуються різні технічні засоби для зменшення ураження людини електричним струмом або травматизму, а також методи, що сприяють зменшенню негативних наслідків, пов'язаних із експлуатацією електрообладнання і пристроїв.

Наприклад, до основних методів (заходів) належать: ізолювання проводів і складових електричних кіл, приладів і машин; використання захисного заземлення, захисного занулення, аварійного вимкнення напруги; використання індивідуальних засобів захисту та ін. Конструкції електроустаткування згідно з його призначенням повинні задовольняти вимогам ПУЕ.

### **11.1. Умови і причини ураження електричним струмом**

Електричний струм є помічником людини, але він може чинити і шкідливі дії (рис. 11.1). При ураженні електричним струмом

виникають електротравми, що іноді (понад 25 %) закінчуються смертю людини, яка постраждала від цих наслідків. Дія електричного струму іноді супроводжується електричною дугою, що сприяє збільшенню ризику травматизму. Ураження людини також посилюється при наявності взуття, яке промокає, вологих рук, що мають підвищену електропровідність.



Рисунок 11.1 – Електроенергія – це небезпечно.

Електричний струм спричиняє зміни у нервовій системі людини, що виявляється у її дратуванні або паралічі. При дії електричного струму виникають судорожні спазми м'яз в організмі людини, а саме: діафрагми, головного дихального м'яза і серця. Це призводить до зупинки дихання і серцевої діяльності. Дія електричного струму на мозок людини спричиняє втрату свідомості. При проходженні електричного струму по її тілу виникає теплова його дія, яка у місці контактування викликає опіки різного ступеня.

Постійний струм небезпечний менше, ніж змінний, але він також може спричиняти дуже важкі наслідки при недотриманні необхідних умов безпеки.

*Ураження людини електричним струмом або електричною дугою може статися у таких випадках:*

- при однофазному (однократному) торканні ізольованої від землі людини до неізолюваних струмоведучих частин електрообладнання, що знаходиться під напругою;
- при одночасному доторканні людини до двох неізолюваних



частин електроустановок, які знаходяться під напругою;

– при наближенні людини, яка не має ізоляції від землі, на небезпечну відстань до струмоведучих частин електроустаткування, що не захищені ізоляцією і знаходяться під напругою;

– при доторканні людини, яка не ізольована від землі, до неструмоведучих металевих частин (корпусів) електрообладнання, що знаходиться під напругою через замикання на корпусі;

– при дії атмосферної електрики під час розряду блискавки;

– при звільненні іншої людини, яка знаходиться під напругою.

Розрізняють такі причини виникнення травм від ураження електричним струмом:

– технічні, а саме невідповідність електроустаткування, засобів захисту і пристроїв вимогам їх безпеки і вимогам їх використання, які пов'язані з дефектами конструкторської документації, виготовлення, монтажу і ремонту, пошкодженнями устаткування, що виникають у процесі експлуатації;

– організаційно-технічні – це недотримання технічних заходів безпеки на стадії експлуатації (обслуговування) електроустаткування; несвоєчасна заміна пошкодженого або застарілого обладнання і використання устаткування, що прийняте в експлуатацію у непередбаченому порядку (у тому числі – саморобного);

– організаційні – невиконання або невірне виконання організаційних заходів безпеки, які не відповідають роботам, що виконуються за завданням;

– організаційно-соціальні:

а) робота у наднормований час (у тому числі, робота з ліквідації аварій);

б) невідповідність роботи за фахом;

в) порушення трудової дисципліни;

г) допуск до роботи на електроустаткуванні осіб молодше 18-ти років;

д) допуск до роботи осіб без наказу про прийом їх на роботу;

е) допуск до роботи осіб з медичними протипоказаннями.

Пробої напруги, що виникають в електропроводах, призводять не тільки до ударів струмом і ураження ділянок тіла людини, але є також однією з причин пожеж.

При розгляданні причин необхідно також враховувати так звані людські фактори, а саме: психофізіологічні, особисті (відсутність у людини необхідних для цієї роботи індивідуальних якостей; порушення її психологічного стану та ін.);

– соціально-психологічні (незадовільний психологічний клімат у колективі, умови життя та ін.).

## **11.2. Вплив електричного струму на людину**

На сучасних підприємствах широко застосовують електричне устаткування та електрообладнання, що працює переважно при напрузі до 1 кВ. Проте у ряді процесів використовується висока напруга (більше 1 кВ). Пошкодження електрообладнання, порушення правил техніки безпеки при експлуатації електроустаткування можуть призвести до ураження персоналу електричним струмом. Небезпека ураження електричним струмом різна, тому що параметри електроенергії, умови експлуатації електрообладнання і середовище приміщень, у яких воно експлуатується, дуже різноманітні. Здебільшого більшість нещасних випадків відбувається при найбільш поширеній напрузі 220/380 В.

Електроустаткування становить велику потенційну небезпеку, яка обумовлена тими обставинами, що органи почуття людини не можуть на відстані виявити наявності електричної напруги на обладнанні. Електричний струм, що проходить через тіло людини, чинить різноманітну дію, а саме: термічну (нагрів тканин тіла); біологічну (збудження волокон і інших тканин організму); електролітичну (розклад крові).

Дія електричного струму або електричної дуги призводить до електротравми. Статистика електротравм свідчить, що їх кількість невелика і становить 0,5–1 % від загальної кількості травм на виробництві. Проте серед смертельних випадків 20–40 % становлять електротравми.

Всі ураження електричним струмом можна звести до двох видів, а саме: до місцевих електротравм і електричних ударів.

*Місцеві електротравми* – це пошкодження тканин організму, викликані дією електричного струму або електричної дуги:

– електричний опік – це результат теплової дії електроструму

у місці контакту (I або II ступеня при напрузі не більше 1 кВ, і III ступеня при напрузі більше 1 кВ);

– електричний знак – ураження електричним струмом шкіри у вигляді мозолі з заглибленням;

– металізація шкіри – попадання у шкіру розплавленого металу після дії електричної дуги;

– електроофтальмія – запалення зовнішніх оболонок очей під дією ультрафіолетових промінів електричної дуги (наприклад, у зварників при поганому захисті очей), у операторів електродугових печей.

*Електричний удар* – це серйозні ураження організму людини, спричинені збудженням внутрішніх тканин її тіла електричним струмом, що супроводжується судорожним скороченням м'язів.

Небезпеку ураженням електричним струмом створюють джерела зварювального струму, електричний привід (вмикаючи пускорегулювальну апаратуру), електрообладнання підйомно-транспортних пристроїв, електротранспорт, високочастотні й освітлювальні пристрої, електричні ручні машини тощо.

Ступінь ураження організму людини залежить від ряду факторів: від сили струму і тривалості його проходження через її тіло; роду і частоти струму; стану організму та умов зовнішнього середовища. Електричний опір тіла людини і прикладена до нього напруга впливають на наслідки ураження, тому що вони визначають силу струму, що проходить через її тіло.

### **11.3. Джерела електромагнітних полів і вплив їх на людину**

При роботі електрообладнання небезпечно впливають на людину також *електромагнітні поля*. Джерелами електромагнітних полів промислової частоти є високовольтні ЛЕП, розподільні пристрої, а також пристрої захисту, автоматики та ін.

Електромагнітне поле розподілене у просторі і поширюється зі швидкістю світла, впливаючи на заряджені частинки і струми, внаслідок чого енергія поля перетворюється на інші види енергії.

Вплив електромагнітних полів на людину виражається у тому, що енергія таких полів поглинається тканинами людини і перетворюється на теплоту. Тепловий ефект виникає за рахунок змінної

поляризації діелектрика (сухожилля, хрящів і ін.) і струмів провідності у рідинних складових тканин, крові. Якщо механізм терморегуляції тіла не здатен розсіяти надлишкове тепло, то можливе підвищення температури тіла людини. Перегрів особливо шкідливий для тканин зі слаборозвиненою судинною системою або з недостатнім кровообігом (очі, мозок, нирки, шлунок, жовчний міхур). Вплив електромагнітних полів полягає не тільки у їх тепловій дії. При дії поля ще відбувається поляризація макромолекул тканин організму людини з орієнтацією їх паралельно електричним силовим полям, що може призвести до зміни властивостей, а саме – до порушень функцій серцево-судинної системи й обміну речовин.

Суб'єктивні критерії негативної дії електромагнітних полів – головні болі, підвищене стомлення, дратівливість, погіршення зору, зниження пам'яті.

Ступінь дії електромагнітних полів на організм людини залежить від діапазону частот випромінювання, інтенсивності впливу, тривалості, характеру і режиму опромінювання, розміру опромінюваної поверхні й особливості організму. Тривала дія цих полів промислової частоти може викликати порушення нервової і серцево-судинної систем. Це виражається підвищеною стомленістю, болями в ділянці серця, змінами кров'яного тиску і пульсу.

Особливо впливає на людину електромагнітне поле при роботах, що пов'язані з виробничою необхідністю, наприклад, у зварювальному виробництві, при індукційній і діелектричній обробці різних матеріалів тощо.

Використання нових технологічних процесів значно покращує умови праці. Наприклад, заміна плавильних або нагрівальних печей, які працюють на різних видах палива, устаткуванням індукційного нагріву значно знижує загазованість повітря на робочих місцях і зменшує теплове опромінювання. Проте, на жаль, ці пристрої генерують електромагнітні поля, які можуть бути причиною розвитку професійних захворювань.

Небезпечність дії електромагнітних полів збільшується тим, що вони не відчуються органами чуття. Так, при значенні зварювального струму у вторинному електричному колі контактних машин, через які проходить струм у десятки кілоампер, напруженість магнітного поля сягає від 70 до 1 500 А/м, а електромагнітні

хвилі розсіюються на відстані 1,5–3,5 м від зварювальної машини. Електромагнітну природу мають видимі, а також інфрачервоні, ультрафіолетові та іонізуючі випромінювання різних частот.

## **11.4. Технічні методи і засоби захисту людини на виробництві**

### **11.4.1. Методи захисту від ураження електричним струмом**

Можливість дії виробничих факторів на людину існує завжди. Тому повинні бути розроблені заходи захисту і безпеки праці, а саме – стану умов праці, коли виключено дію небезпечних і шкідливих виробничих факторів на працюючий персонал.

Для забезпечення безпеки неелектротехнічного і технічного персоналу, який обслуговує електроустаткування, використовуються різні методи, а також захисні засоби і способи їх поєднання.

Основні методи захисту від ураження електричним струмом:

- забезпечення недоступності струмоведучих частин, які знаходяться під напругою, для випадкового торкання;
- захисне розділення мережі;
- усунення безпеки ураження при появі напруги на корпусах, кожухах та інших поверхнях електрообладнання, що досягається використанням напруг безпечного рівня, подвійною ізоляцією, вирівнюванням потенціалу, захисним заземленням, зануленням, захисним вимкненням тощо;
- використання спеціальних захисних засобів – переносних приладів і пристроїв;
- організація безпечної експлуатації електроустановок.

При виборі і розрахунку відповідних засобів і способів захисту стосовно до свого об'єкта слід виходити з вимог міждержавних стандартів (ГОСТ 12.1.009; ССБТ «Электробезопасность. Термины и определения»; ГОСТ 12.1.019. ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»), а також державних стандартів і правил: ДСТУ БА 3.2-13:2011. «Будівництво. Електробезпечність. Загальні вимоги» та ПУЕ:2009 «Правила улаштування електроустановок України», «Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів» (ПТЕЕС, пр. № 273: від

16.05.2013), затверджені Міністерством праці і соціальної політики України, та інші нормативні документи.

Захистом від торкання струмоведучих частин електрообладнання є ізоляція проводів, огорожа, системи блокування та інші захисні засоби.

При роботі електрообладнання стан електричної ізоляції погіршується через нагрівання, механічні пошкодження, вплив кліматичних умов і навколишнього виробничого середовища (хімічно активні речовини, температура, тиск і велика вологість, або присутність надмірної сухості). Високий опір ізоляції проводів відносно землі і корпусів електроустаткування створює безпечні умови для обслуговуючого персоналу. Нормовані значення опору ізоляції залежно від призначення електроустаткування наведені в ПУЕ, а також у ПТЕЕС та інших нормативних документах України. Контроль ізоляції проводиться періодично і постійно з використанням спеціальних пристроїв і приладів.

Огорожа, що використовується на території підприємства, має бути вогнестійкою, а за конструкцією – суцільною або сітчастою. В устаткуваннях напругою більше 1 000 В повинні суворо дотримуватися допустимі відстані від струмоведучих частин до захисних заходів, які нормуються ПУЕ.

Системи блокування використовуються в електроустаткуванні, де відбуваються роботи на огорожених струмоведучих частинах. Вони автоматично забезпечують зняття напруги з цих частин у випадку проникнення до них без санкціонованого доступу.

Для захисту від напруги, яка з'являється на корпусах електроустаткування у результаті порушення ізоляції, використовується захисне заземлення, занулення або захисне вимкнення.

*Заземлення* використовується у мережах змінного струму (з ізолюваною нейтраллю і напругою до 1 000 В), яке має з'єднання неструмоведучих металевих частин електроустаткування з землею (рис. 11.2).

Заземлення підключається до електроприймача заземлювальним проводом (рис. 11.3, *a*), тому при конструюванні обладнання і приладів, які живляться від мереж змінного струму, повинні передбачатися болти, клеми або гвинти для заземлення. Основним елементом захисного заземлення є заземлювальний пристрій. Пер-

сонал, який має справу з електроустаткуванням, повинен знати призначення і параметри заземлювальних пристроїв. Наприклад, установка різного типу ЕОМ потребує індивідуального заземлювального пристрою.

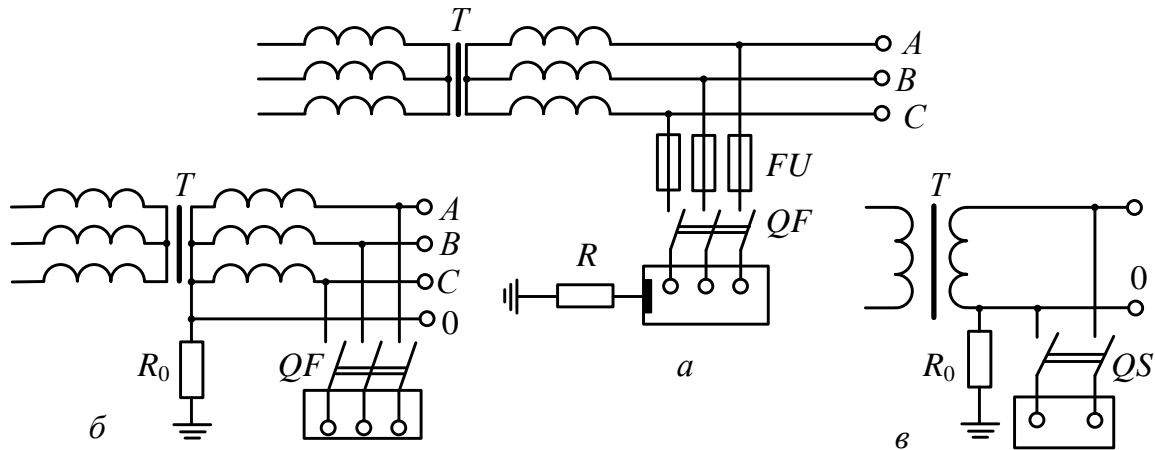


Рисунок 11.2 – Захисне заземлення:

*a* – заземлення автоматичного вимикача; *б* – устаткування у трифазній мережі з глухозаземленою нейтраллю; *в* – однофазна мережа з глухозаземленим виводом джерела струму (трансформатора)

Занулення (рис. 11.3, *б*) – це навмисне з'єднання корпусів електроустаткування з нульовим проводом (нейтраллю джерела струму), яке встановлюється у мережах із заземленою нейтраллю напругою 1 000 В, тому що одне захисне заземлення не забезпечує достатньо надійного захисту.

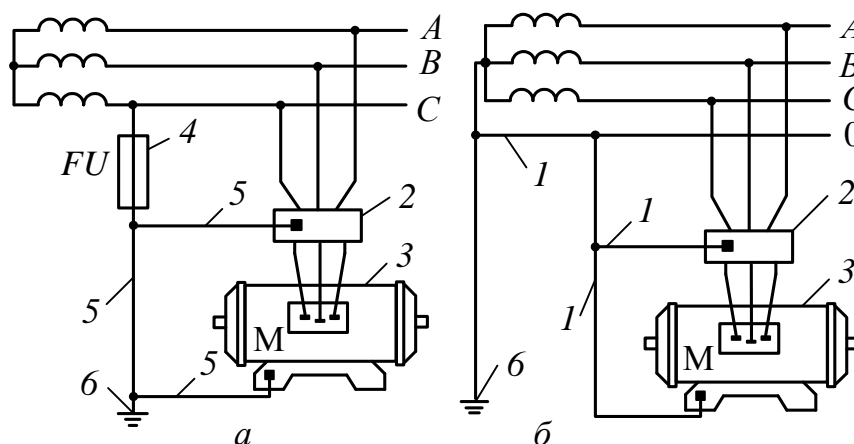


Рисунок 11.3 – Занулення і заземлення електричного обладнання:

*1* – занулюючий провід; *2* – пусковий апарат; *3* – електродвигун;  
*4* – пробивний запобіжник; *5* – заземлювальний провід;  
*б* – заземлювальне устаткування



Принцип дії занулення – перетворення замикання на корпус в однофазне коротке замикання, при якому спрацьовує захист із використанням електричних апаратів (топких запобіжників або автоматичних вимикачів), при цьому електроустаткування вимикається.

Схема занулення включає також заземлювальний пристрій джерел струму. Зануленню підлягають практично всі верстати, електричні двигуни, цехові металеві світильники та ін. Для отримання невеликих напруг використовуються роздільні і знижувальні трансформатори з високою електричною ізоляцією.

використовувати В умовах підвищеної та особливої небезпеки для живлення переносних світильників, інструментів тощо рекомендуються невеликі значення напруг (не більше 42 В). При цьому заземлення або занулення електроустаткування у тому числі і до 110 В постійного струму не потребується,. Для увімкнення цих пристроїв передбачаються розетки.

*Захисне вимкнення* – це швидкодіючий захист, який забезпечується автоматичним вимкненням електроустаткування при виникненні в ньому безпеки ураження людини електричним струмом (наприклад, при замиканні на корпус, зниженні опору ізоляції мережі, а також у випадку торкання людиною безпосередньо струмоведучої частини). Захисне вимкнення рекомендується використовувати як основний або додатковий засіб захисту, якщо безпека не може бути забезпечена за допомогою заземлення або занулення, чи якщо ці пристрої викликають труднощі використання або з економічних міркувань.

У всіх випадках травматизму на виробництві необхідно негайно звертатися до лікаря, особливо при опіках і ураженнях електричним струмом. При наданні першої допомоги багато значать розміри поверхні опіку.

#### **11.4.2. Методи захисту від шуму, вібрації і електромагнітних полів**

При роботі технологічного обладнання промислового підприємства неможливо запобігти впливу *шуму* на організм людини, а також *вібрації* при використанні деяких видів інструментів.

Широкого застосування набули методи зниження шуму на

шляху до його розповсюдження за допомогою звукоізолюючих і звукопоглинаючих перешкод у вигляді екранів, перегородок, кожухів, кабін та інших рішень. Наприклад, значне зниження шуму досягається заміною підшипників кочення на підшипники ковзання, металевих деталей на пластмасові.

Зниження аеродинамічного шуму можна добитися зменшенням швидкості газового потоку, поліпшенням аеродинаміки конструкції, встановленням глушників.

Підвищений шум високочастотного характеру створюють машини для точкового електрозварювання з пневматичними приводами. На цей час використовуються глушители шуму, які встановлюються на вихлопні отвори електропневматичних клапанів, мають різні конструкції: у вигляді пористого металокерамічного стакана довжиною 80 мм і діаметром 22 мм, усередині якого знаходиться звукопоглинаючий поролоновий матеріал, і у вигляді сталю перфорованого циліндра. Для захисту органів слуху від шуму використовуються індивідуальні засоби захисту: спеціальні протишумні навушники або вкладиші, приміром, «Беруші».

Для зменшення вібрації машин і обладнання використовують різні методи, починаючи зі встановлення причин появи механічних коливань із послідовним їх усуненням.

З цією метою у конструкціях деталей, через які передається вібрація, використовують матеріали з великим внутрішнім тертям: спеціальні сплави, пластмаси, резини. Крім того, використовуються інженерні рішення, наприклад, для попередження загальної вібрації встановлюють вібраційне обладнання на самостійні віброгасні фундаменти. Приєднання повітроуводів до вентиляторів виконують за допомогою віброізолювальних брезентових установок.

Для захисту персоналу від електромагнітних полів застосовуються такі засоби: дистанційне керування, екранування робочого місця і джерел випромінювання, раціональне розміщення обладнання у робочому приміщенні, застосування індивідуальних засобів захисту. Вибір способу захисту залежить від діапазону частот випромінювання, напруженості електромагнітного поля, густини потоку енергії і характеру робіт, що виконуються.

Ефективний захист робочих місць від джерел електромагнітних випромінювань сприяє розміщенню екранів, які поглинають

або віддзеркалюють електромагнітну енергію. Вибір конструкції екрана залежить від характеру технологічного процесу, потужності джерела, діапазону хвиль. Для захисту застосовують екранування усього устаткування, а також окремих елементів, робочих місць або застосовується індивідуальне екранування.

Загальне екранування – це ефективний метод із високим ступенем захисту працівників від дії електромагнітних випромінювань. Найкраще рішення цієї проблеми – це екранування всіх елементів устаткування одним кожухом-екраном, якщо це можливо.

Основна характеристика екрана – ефективність екранування, тобто ступінь послаблення електромагнітних випромінювань. Друга важлива його характеристика – втрата потужності в екрані внаслідок нагріву електромагнітним полем. Ця втрата велика при екрануванні сильних джерел електромагнітних випромінювань. Чим менший екран, чим ближче він знаходиться до індукційної котушки, тим більші значення наведених струмів  $i$ , отже, тим більше втрата потужності у ньому і його нагрів. Відповідно матеріал екрана вибирається з урахуванням необхідного ступеня послаблення випромінювання і допустимих втрат потужності в екрані. Ослаблення поля екраном характеризує глибину його проникнення в екран.

Для зниження опромінення на робочих місцях до нормативних величин використовуються різні методи розрахунків, наприклад, через відому потужність джерел електромагнітного випромінювання і необхідну товщину екрана визначають фактичну густину потоку енергії на відстані від джерела.

Для персоналу, що працює з обладнанням, яке випромінює сильне електромагнітне поле, використовують індивідуальні засоби захисту. Основними з них є комбінезони і халати з металізованої тканини, які здійснюють захист за принципом сітчастого екрана.

Для захисту очей застосовують окуляри, що вмонтовуються у капюшон або надягаються окремо. Для захисту від полів промислової частоти застосовують також спеціальне взуття і засоби захисту голови, рук, обличчя. Але внаслідок їх незручності такі засоби застосовують, як правило, тільки при особливих випадках (ремонтних роботах, при аварійних ситуаціях тощо).

## 11.5. Організаційно-технічні методи захисту

При оформленні на роботу до промислового підприємства на-самперед персонал обов'язково повинен пройти інструктаж з техніки безпеки, який є організаційним засобом захисту.

*Інструктаж* – це захід, при якому робітникам повідомляють набір визначених знань, які прямо пов'язані з їх робочою діяльністю та необхідні для безпечного і правильного виконання ними своїх професійних обов'язків. При цьому усвідомлено у робітників формуються чіткі переконання в абсолютній важності та необхідності виконання норм і правил з електробезпеки на виробництві.

Розрізняють такі види інструктажу з техніки безпеки (електробезпеки): ввідний, первісний, періодичний (або повторний).

*Технікою безпеки* називається система різних технічних методів, засобів і прийомів роботи, які створюють найбільш безпечні для життя людини умови праці. Техніка безпеки є одним із найважливіших заходів у сфері охорони праці. Вона містить багато технічних правил, засобів, інструкцій, що забороняють і тим самим знижують імовірність випадків, які пов'язані з електротравматизмом на промисловому підприємстві і безпосередньо на робочому місці.

*Робочим місцем* називається територія, де працюють робітники або бригада робітників. Правильною організацією робочого місця є створення відповідного порядку, який забезпечує правильне і безпечне виконання будь-якої трудової діяльності, а також найбільш ефективне використання предметів та інструментів праці. Правильна організація робочого місця значно збільшує загальну продуктивність праці, а також сприяє зменшенню втомленості персоналу.

Оптимальний режим праці і відпочинку досягається деякими методами: використанням засобів індивідуального захисту (наприклад, навушники при шумі; зведенням до мінімуму малорухомоті і монотонності (особливо при роботі за конвеєром, комп'ютером); черговістю різновидів робіт і умов робочого середовища (наприклад, провітрювання приміщень); використанням короткочасних перерв; прослуховуванням музики; виконанням фі-

зичних вправ тощо).

### 11.5.1. Електрозахисні засоби

Засоби захисту призначені для захисту людей, які працюють з електроустановками, від ураження електричним струмом і дії електричної дуги, а також електромагнітного поля. До них належать: прилади, апарати, пристрої; ізолюючі штанги – оперативні

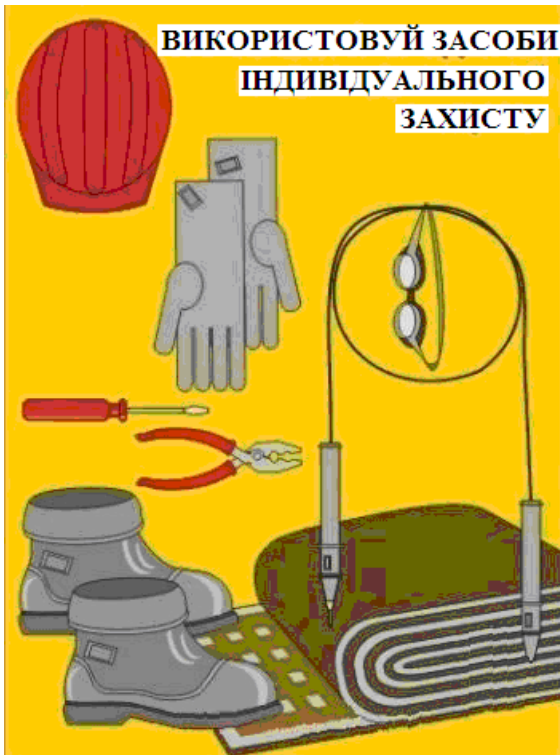


Рисунок 11.4 – Індивідуальні засоби захисту

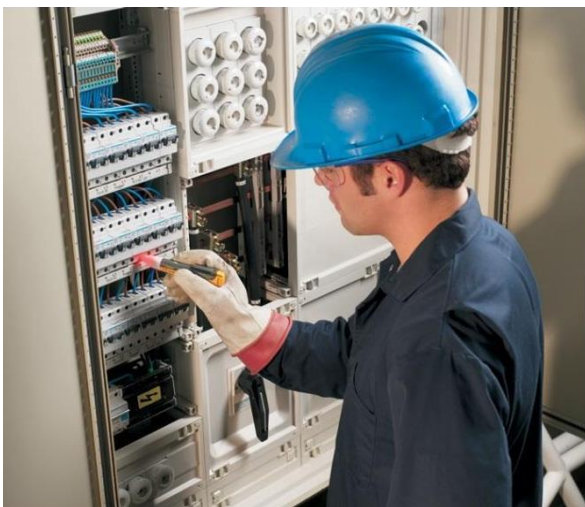


Рисунок 11.5 – Перевірка наявності напруги у комірках розподільного щита

(для накладення заземлення), вимірювальні, ізолюючі (для робіт із запобіжниками; необхідні засоби – електровимірювальні кліщі, покажчики напруг; діелектричні рукавиці, боти, калоші, килими, ізолювальні накладки і підставки, переносні заземлення, плакати і знаки безпеки (приклади захисту показані на рис. 11.4).

В електроустановці, за необхідності, потрібно також використовувати засоби індивідуального захисту: окуляри, каски, діелектричні рукавиці, протигази, страхувальні канати.

При точковому зварюванні для захисту очей зварник повинен носити окуляри з безбарвними скельцями. Він також повинен мати фартух і рукавиці.

Екіпіровка персоналу при роботі з розподільним щитом, на ЛЕП, з електрообладнанням на висоті подана на рис. 11.5–11.7.

Електрозахисні засоби для персоналу, який обслуговує електроустановки промислових підприємств, поділяються на основні і допоміжні.



Основними засобами є такі, в яких ізоляція надійно витримує робочу напругу електроустаткування. При використанні цих засобів допускається доторкання до струмоведучих частин, які знаходяться під напругою.



Рисунок 11.6 – Підготовка до роботи на лінії електропередачі



Рисунок 11.7 – Екіпування при роботі з електрообладнанням

на висоті

Допоміжними називаються такі ізолювальні засоби, які самі по собі не можуть забезпечити безпеку від ураження струмом, а лише доповнюють основні захисні засоби:

- напругою більше 1 000 В – діелектричні рукавиці, калоші, боти, килими, ізолювальні підставки;
- напругою до 1 000 В – діелектричні калоші, килими, ізолювальні підставки;
- огорожувальні засоби, які служать для тимчасового огороження струмоведучих частин (переносна огорожа, щити, захисні засоби – клітки, ширми, накладки, ізолювальні ковпаки).

Тимчасове заземлення вимкнених струмоведучих частин використовують з метою попередження безпеки на випадок їх помилкового увімкнення.

Засоби захисту повинні перевірятися перед кожним їх використанням, а також періодично кожні 6–12 місяців. Ізолювальні електрозахисні засоби також періодично проходять електричне випробування.

При виконанні електромонтажних та електроремонтних робіт у безпечній зоні для попередження помилкових дій повинні встановлюватися спеціальні знаки, або попереджувальні плакати (рис. 11.8) на всі ті ділянки, де приближення і контактування з якими небезпечно для життя.

Це необхідно для того, щоб на місці підвищеної напруги неспівдома людина випадково не потрапила під дію електричного струму і була підготовлена до дій у критичних ситуаціях і, перш за все, визволення людини від аварійної дії напруги (рис. 11.9).

Постійні попереджувальні знаки та-



Рисунок 11.8 – Попереджувальні плакати



Рисунок 11.9 – Визволення людини від дії напруги і струмового удару



кож встановлюються в місцях підвищеної напруги, за які відповідає спеціальний персонал.

За правилами техніки безпеки, відбір персоналу для робіт, що пов'язані з електрикою, відбувається з урахуванням стану здоров'я кожного робітника, його уважності і продуктивності.

Усі ці вимоги необхідні для запобігання аварійних ситуацій і нещасних випадків.

### 11.5.2. Методи охорони праці

Основним загальновизнаним методом охорони праці є використання системи техніки безпеки, незалежно від виробництва продукції, яка вирішує основні завдання:

- щодо розробки спеціальних заходів захисту і розміщення плакатів на спеціальних стендах (рис. 11.10);
- зі зниження травматизму при роботі персоналу на підприємстві;
- щодо розташування необхідного обладнання і робочого місця персоналу;
- з використання плакатів технічних методів безпеки, що показані на рис. 11.10–11.11.



Рисунок 11.10 – Плакати засобів захисту при роботі з електроустаткуванням



Рисунок 11.11 – Плакати технічних методів безпеки на підприємствах

Крім основних методів охорони праці, що наведені раніше, існують допоміжні інженерні рішення. Наприклад, контактні машини, як правило, мають однофазний трансформатор. При наявності декількох таких машин у цеху їх слід жити від різних фаз, домагатися, за можливістю, рівномірного розподілу навантаження між ними.

При увімкненні машин великої потужності через різкий спад напруги часто спостерігається неприємне мигання електроламп і поштовхи у роботі двигунів. Цьому можна запобігти живленням таких машин від окремого силового трансформатора. У цехах із великою кількістю зварювальних машин така система живлення дає найкращі результати.

Спад напруги у проводах живлення машини для контактного зварювання не повинен збільшуватися більше ніж на 5 %. При розрахунку проводів перевіряють їх на нагрів і падіння напруги. Тому переріз проводів доводиться збільшувати з підвищенням відстані від машини до джерела її живлення, хоча нагрів проводів не залежить від цієї відстані. При наявності у цеху декількох зварювальних машин доцільно їх живлення від загальних шин. Кожну машину приєднують до мережі через індивідуальний роз'єднувач і топкий запобіжник.

Струм від зварювальних агрегатів до місця зварювання повинен передаватися по ізолюваних проводах. Зварювальні прово-

ди мають бути гнучкими, з легкою і міцною ізоляцією. Жорсткі проводи з важкою ізоляцією втомлюють зварника і перешкоджають виконанню зварювальних робіт. Для зварювального електричного кола бажано використовувати гнучкі проводи марки ПРГ із тонких мідних дротів діаметром 0,18—0,2 мм, які мають легку ізоляцію.

При пошкодженні ізоляції первинної обмотки трансформатора або проводів електричних кіл керування зварник може потрапити під дію високої напруги. У зв'язку з цим одна точка зварювального контуру повинна завжди електрично сполучатися зі станиною машини, а сама станина має бути надійно заземлена.

Для запобігання електричних і механічних травм у апаратурі керування електродвигунами використовується кнопка екстреного вимкнення, так звана «кнопка-гриб» (рис. 11.12).

Як правило, ця фіксована в усталеному положенні кнопка з нормально замкнутими контактами вмикається в електричне коло керування електродвигуном послідовно контактору. У випадку попадання людини «під напругу» або її частин одягу і тіла (наприклад, волосся) в обертальні елементи двигуна, натискання на цю кнопку сприяє фіксації її в «заглибленому» положенні, що приводить до розірвання електричного кола. При цьому котушка контактора більше не отримує електроживлення, а електричні контакти контактора знаходяться у розімкнутому стані. Відповідно на електродвигун перестає надходити напруга, що приводить до його зупину. Таким чином, людина звільняється від ураження електричним струмом і механічної дії обертальних частин електродвигуна.



Рисунок 11.12 – Кнопка екстреного вимкнення

## **Запитання для самоперевірки**

1. Які існують технічні засоби на підприємстві для зменшення можливості ураження електричним струмом?
2. Як ураження електричним струмом впливає на організм людини?
3. При яких випадках відбувається ураження людини електричним струмом?
4. Які існують причини виникнення травм від ураження електричним струмом?
5. Що являють собою місцеві електротравми у людини?
6. Від чого залежить ступінь ураження людини електричним струмом?
7. Як впливає дія електромагнітного поля на людину?
8. Від чого залежить ступінь впливу електромагнітного поля на організм людини?
9. Які існують основні методи захисту від ураження електричним струмом?
10. Що таке занулення, і які частини обладнання до нього належать?
11. Який принцип дії захисного вимкнення?
12. Які існують методи захисту від шуму, вібрації та електромагнітних полів?
13. Які технічні засоби захисту використовуються на підприємстві?
14. Як поділяються електрозахисні засоби захисту?
15. Які існують методи охорони праці та системи техніки безпеки?

## **СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ**

### ***Основна література***

1. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : учебник для учащихся техникумов / Б.Ю. Липкин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. школа, 1981. – 376 с.
2. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий : учебник для вузов / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – 4-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.
3. Сидоренко Э.Т. Цеховые электрические сети / Э.Т. Сидоренко, С.Р. Сидоренко. – М. : МЭИ, 1983. – 83 с.
4. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий, электрооборудование и автоматизация / под ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – М. : Энергия, 1981. – 624 с.
5. Эксплуатация электрических систем (отдельные вопросы) : учеб. пособ. / под ред. В.И. Гуль. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2006. – 200 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : ученик / Л.Д. Рожкова, Л.К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стереотип. – М. : Академия, 2007. – 448 с.

### ***Додаткова література***

7. Міліх В.І. Електротехніка, електроніка та мікропроцесорна техніка : підручник / В.І. Міліх, О.О. Шавьолкін. – Київ: Каравела, 2007. – 688 с.
8. Карпов Ф.Ф. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / Ф.Ф. Карпов. – М. : Энергия, 1974. – 72 с.
9. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев. – М. : Высш. шк., 1991. – 495 с.
10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций / Б.Н. Неклепаев. – М. : Энергия, 1976. – 128 с.
11. Электропривод и электроснабжение промышленных предприятий / М.М. Соколов, Д.Н. Липатов. – М. : Энергия, 1965. – 440 с.
12. Волобринский С.Д. Электрические станции и балансы промышленных предприятий / С.Д. Волобринский. – М. : Энергия, 1976. – 552 с.
13. Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту : навч. посіб. / Б.В. Клименко. – Харків : Вид-во «Точка», 2012. – 340 с.

14. Шидловский А.К. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий / А.К. Шидловский, Г.Я. Вагин, Э.Г. Куренный. – М. : Энергоатомиздат, 1992. – 224 с.
15. Переходные процессы в системах электроснабжения : учебник / Г.Г. Пивняк, В.Н. Винославский, А.Я. Рибалко; под. ред. Г.Г. Пивняка. – 3-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 552 с.
16. Проектирование промышленных электрических сетей / под ред. В.И. Круповича. – М. : Энергия, 1979. – 455 с.
17. Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий / В.В. Михайлов. – М. : Энергия, 1973. – 168 с.
18. Чунихин А.А. Электрические аппараты : учебник энергетических и электротехнических институтов / А.А. Чунихин. – 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергия, 1975. – 648 с.
19. Гончарук А.И. Расчет и конструирование трансформаторов : учебник для техникумов / А.И. Гончарук. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 256 с.
20. Справочник по электрическим машинам: в 2 т. Т.1. / под ред. И.П. Копылова, Б.К. Клокова. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 456 с.
21. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 432 с.
22. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей Украины / Утв. Министерством топлива и энергетики Украины. – Госэнергонадзор Украины, 2006. – 288 с.
23. Гольдберг О.Д. Проектирование электрических машин / О.Д. Гольдберг, Я.С. Гурин, И.С. Свириденко. – М. : Высш. шк., 1984. – 431 с.
24. Копылов И.П. Проектирование электрических машин / И.П. Копылов, Ф.А. Горяинов, Б.К. Клоков и др. // под ред. И.П. Копылова. – М. : Энергия, 1980. – 496 с.
25. Вольдек А.И. Электрические машины / А.И. Вольдек. – Л. : Энергия, 1978. – 832 с.
26. Павленко Т.П., Милых В.И. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособ. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2015. – 269 с.

## ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

### **А**

Апарати електричні 191  
– автоматики 192  
– високої напруги 192  
– диференційні 202  
– захисту 34  
– керування 34, 191  
– обмежувальні 197

### **В**

Відокремлювачі 194  
Види коротких замикань 168  
Вимикачі 193  
– автоматичні 202  
Витратна частина енергії 123  
Вплив на людину  
– вібрації 251  
– шуму 251  
Втрати енергії 83  
– магнітні 130  
– електричні 129  
– механічні 135

### **Г**

Графік навантаження 39  
Групи з'єднання обмоток  
трансформаторів 72  
Групи приймачів електроенергії 23

### **Д**

Двигуни синхронні 96  
Двигуни трифазні асинхронні 106  
Джерела живлення 49  
Дія струмів КЗ  
– електродинамічна 171  
– термічна 173

### **Е**

Електричні мережі 60  
Електромагнітні поля 246  
Електростанції  
– атомна 9  
– вітряна 15  
– гідроелектростанція 11  
– гідроаккумулявальна 13  
– теплова 7  
Електротравми 245

### **Ж**

Живлення приймачів енергії  
– змішана схема живлення 60  
– магістральні схеми живлення 58  
– радіальне схеми живлення 58  
– транзитні магістралі 56, 59

### **З**

Загороджувачі 199  
Заземлення 249  
Занулення 250  
Запобіжники 208  
Захисне вимкнення 251  
Захист  
– диференційний 214  
– дистанційний 215  
– максимальний струмовий 209  
– напівпровідниковий 218  
– струмові відсічки 216

### **І**

Інструктаж 254

### **К**

Кабелі 63  
Картограма електричних  
навантажень 45  
Категорії приймачів  
електроенергії 23  
Компенсатори 119, 121,  
– динамічні 95  
– статичні 97  
– тиристорні 102  
Комплектні трансформаторні  
підстанції 228  
Конденсатори 97  
Контактор електромагнітний  
201  
Контролери 150  
Короткозамикач 195

### **Л**

Лампи освітлення 236  
Лінії електропередачі  
– кабельні 18  
– надпровідникові 19  
– повітряні 18



**М**

Мікропроцесорні пристрої 150

**Н**

Навантаження

– несиметричне 26

– симетричне 26

**О**

Обмежувачі перенапруг 198

Освітлення

– аварійне 233

– робоче 233

Освітлювальні мережі

– магістральні 237

– розподільні 237

Освітлювальні прилади 235

**П**

Паралельна робота

трансформаторів 73

Підстанція 17

Потужність (види) 88

Прибуткова частина енергії 123

Приймачі енергії

– однофазні 25

– трифазні 26

Пристрої

– захисного вимкнення 203

– збору і передачі даних 158

– компенсувальні 94

– обмеження 197

– фільтрації гармонік 101

Проводи 63

**Р**

Реактор індуктивний

шунтувальний 101

Реактор обмеження струмів 170

Реле 203

Режими роботи

– асинхронний ТГ 164

– несиметричні 163

Роз'єднувачі 192

Розчеплювачі 225

Рубильники 201

Раптове коротке замикання 164

**С**

Синхронні компенсатори 95

Система автоматизована 138

Системи автоматичні 146

– апаратних засобів інформації 150

– вмикання повторного 146

– вмикання резерву 146

– частотного розвантаження 149

Системи телекомунікації

– телекерування 140

– телесигналізації 140

– телевимірювання 140

Струмопроводи 226

Схеми з'єднань

– зірка 25

– трикутник 26

**Т**

Техніка безпеки 254

Трансформаторні підстанції 70

– вимірювальні 141, 195

Трансформатори трифазні 70

**У**

Ураження електричним

струмом 243

**Ф**

Фільтрокомпенсувальні

пристрої 93

**Ш**

Шафи електричні 229

Шинне складання 226

Шинопровід 61, 227

Шини 63

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИСТЕМУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	7
1.1. Виробництво електричної енергії.....	7
1.2. Передача електричної енергії.....	17
1.3. Розподіл електричної енергії.....	21
1.4. Живлення приймачів і споживачів електричної енергії.....	23
1.5. Засоби вмикання приймачів електроенергії у трифазну електричну мережу.....	25
1.5.1. З'єднання приймачів за схемою «зірка».....	26
1.5.2. З'єднання приймачів за схемою «трикутник» – $\Delta$ .....	29
1.6. Класифікація приймачів електричної енергії.....	32
2. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ	36
2.1. Визначення електричних навантажень.....	36
2.2. Параметри електричних навантажень.....	38
2.3. Розрахунок електричних навантажень.....	41
2.4. Картограма електричних навантажень промислових підприємств.....	45
2.5. Основні параметри оптимізації електричних навантажень.....	47
2.5.1. Розподіл центрів електричних навантажень.....	48
2.5.2. Вибір місця розташування джерела живлення.....	49
2.5.3. Вибір обладнання.....	50
3. ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ І ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ	54
3.1. Зовнішнє електропостачання промислових підприємств.....	54
3.2. Внутрішнє електропостачання промислових підприємств.....	57
3.3. Електричні мережі та їх складові.....	60
3.4. Конструкції кабелів, проводів та електричних шин.....	63
3.5. Вибір перерізів проводів, кабелів, шинопроводів.....	66
4. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ. ВИБІР СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	70
4.1. Загальні відомості про трифазні трансформатори. Співвідношення основних величин, що характеризують їх роботу.....	70
4.2. Схеми з'єднання трансформаторних підстанцій.....	75
4.3. Вибір силових трансформаторів.....	78
4.4. Спеціальні трансформатори.....	84
5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	88
5.1. Види потужності в електричних мережах.....	88
5.2. Проблема компенсації реактивної потужності в електричних мережах.....	90
5.3. Заходи з підвищенням якості електроенергії і зменшенням впливу реактивної потужності.....	92

5.4.	Устаткування для компенсації реактивної потужності і підвищення якості електроенергії.....	94
5.5.	Режими роботи і регулювання потужності компенсувальних пристроїв.....	103
5.6.	Оцінка ефективності використання електродвигунів.....	106
5.6.1.	Подання трифазних асинхронних двигунів.....	106
5.6.2.	Приклад аналізу ефективності використання ТАД.....	109
5.7.	Моделі електроенергетичної системи і підвищення коефіцієнта потужності.....	110
5.7.1.	Модель електроенергетичної системи та постановка завдання...	110
5.7.2.	Розрахунок базової електроенергетичної системи.....	113
5.7.3.	Розрахунок електроенергетичної системи з конденсатором, який компенсує реактивну потужність.....	114
5.7.4.	Вибір раціонального рівня компенсації реактивної потужності....	116
5.7.5.	Розрахунок електроенергетичної системи при використанні електромеханічних компенсаторів.....	118
5.7.6.	Розрахунок електроенергетичної системи при вмиканні електромеханічних компенсаторів паралельно генератору.....	120
6.	ЕЛЕКТРОБАЛАНС І ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	123
6.1.	Основні положення.....	123
6.2.	Визначення параметрів витрати електричної енергії на промислових підприємствах.....	124
6.3.	Приклад розрахунку витрати електричної енергії на промисловому підприємстві.....	131
7.	КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯМ ПІДПРИЄМСТВА.....	138
7.1.	Структура керування системами електропостачання промислових підприємств.....	138
7.2.	Особливості роботи і взаємодія автоматизованих систем керування.....	144
7.3.	Мікропроцесорні засоби автоматизації і диспетчеризації системи електропостачання підприємства.....	149
7.4.	Приклади побудови систем автоматизації обліку енергоресурсів..	156
8.	НЕШТАТНІ ТА АВАРІЙНІ РЕЖИМИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	162
8.1.	Ненормальні режими роботи генераторів.....	162
8.2.	Причини виникнення короткого замикання в електричних системах.....	167
8.3.	Дія струмів короткого замикання.....	171
8.4.	Розрахунок струмів короткого замикання.....	174
8.4.1.	Розрахунок струмів КЗ в установках змінного струму.....	174
8.4.2.	Розрахунок струмів КЗ в установках постійного струму.....	178
8.5.	Приклади розрахунку струмів короткого замикання.....	180
8.6.	Визначення місця виникнення короткого замикання і моніторинг стану повітряних ліній.....	186

9.	ЗАХИСТ І КОМУТАЦІЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ТЕЛЕКОМУНІКАЦІЇ.....	188
9.1.	Види пошкоджень в електроустановках.....	188
9.2.	Засоби забезпечення нормальної роботи енергетичної системи	190
9.3.	Елементи комутації і захисту у високовольтних електричних колах.....	192
9.4.	Елементи комутації і захисту електричних кіл напругою 1 000 В.....	201
9.5.	Основні види захисту.....	209
10.	РОЗПОДІЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ.....	224
10.1.	Напруга мережі у цехах промислових підприємств.....	224
10.2.	Схеми живлення цехових мереж.....	224
10.3.	Розподільні пристрої трансформаторних підстанцій промислових підприємств.....	227
10.4.	Освітлювальні цехові мережі.....	232
10.4.1.	Види освітлювальних мереж.....	232
10.4.2.	Освітлювальні прилади.....	235
10.4.3.	Розрахунок і вибір параметрів освітлювальних мереж.....	237
10.4.4.	Захист електричних і освітлювальних мереж.....	240
11.	ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ Й ОХОРОНА ПРАЦІ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ.....	242
11.1.	Вимоги і причини ураження електричним струмом.....	242
11.2.	Вплив електричного струму на людину.....	245
11.3.	Джерела електромагнітних полів і вплив їх на людину.....	246
11.4.	Технічні методи і засоби захисту людини на виробництві.....	248
11.4.1.	Методи захисту від ураження електричним струмом.....	248
11.4.2.	Методи захисту від шуму, вібрації та електромагнітних полів.....	251
11.5.	Організаційно-технічні методи захисту.....	254
11.5.1.	Електрозахистні засоби.....	255
11.5.2.	Методи охорони праці.....	258
	Список літератури.....	262
	Предметний покажчик.....	265

Навчальне видання

МІЛИХ Володимир Іванович  
ПАВЛЕНКО Тетяна Павлівна

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

ПІДРУЧНИК  
для студентів електромеханічних спеціальностей

Відповідальний за випуск проф. Мілих В.І.

Підручник до видання рекомендував проф. Веприк Ю.М.

Редактори М.П. Єфремова та О.В. Козюк

План 2016 р., поз. 97

Підп. до друку 15.11.2016 р. Формат 60×84 1/16  
Папір офсет. Друк цифровий. Гарнітура Bookman Old Style.  
Ум. друк. арк. 12,5. Наклад 100 прим. Зам. № 15.

---

Видавець і виготовлювач: ФОП Панов А. М.  
Свідоцтво серії ДК №4847 від 06.02.2015 р.  
м. Харків, вул. Жон Мироносиць (Раднаркомівська), 10, оф. 6  
тел.+38 (057)714-06-74, +38(050) 976 -32-87  
copy@vlavke.com.ua, <http://vlavke.com.ua>











