

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет

П. О. Василега

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Підручник

Рекомендовано вченою радою Сумського державного університету



Суми
Сумський державний університет
2019

УДК 621.31:[658+631](075.8)
В19

Рецензенти:

О. А. Борисенко – доктор технічних наук, професор Сумського державного університету;

С. Ю. Шевченко – доктор технічних наук, професор Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»

*Рекомендовано до видання
вченою радою Сумського державного університету
як підручник
(протокол № 5 від 8 лютого 2018 року)*

Василега П. О.

В19 Електропостачання : підручник / П. О. Василега. –
Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
ISBN 978-966-657-743-9

У підручнику висвітлені основи електропостачання, зокрема населених пунктів, промислових підприємств, житлових і громадських будинків. Водночас із теорією значну увагу приділено конструкції, технічним характеристикам і схемам обладнання, використовуюваного в різних системах електропостачання. Розглянуті пристрої керування, захисту, контролю та обліку електричної енергії, а також питання щодо реактивної потужності та її компенсації. Наведені приклади розв'язування задач для розрахунку параметрів і вибору основного обладнання. Підручник призначений для студентів закладів вищої освіти.

УДК 621.31:[658+631](075.8)

© Василега П. О., 2019

ISBN 978-966-657-743-9 © Сумський державний університет, 2019

ЗМІСТ

	С.
Скорочення.....	10
Передмова.....	12
Вступ.....	15
Розділ 1 Основи електропостачання.....	23
1.1 Терміни й визначення основних понять.....	23
1.2 Основні складові електропостачальної системи.....	26
1.3 Категорії електроприймачів.....	28
1.4 Номінальні напруги.....	31
1.5 Режими експлуатації електроустановок.....	33
1.6 Основні положення про дво-, три-, чотири- та п'ятипровідні мережі.....	34
1.7 Режими роботи нейтралі.....	45
1.7.1 Загальні положення й визначення.....	45
1.7.2 Мережі з ізольованою нейтраллю.....	46
1.7.3 Мережі з ефективно та глухозаземленою нейтраллю.....	50
1.7.4 Буквені й умовні графічні позначення типу системи заземлення.....	52
1.8 Основні положення про заходи електрозахисту в електроустановках.....	57
1.8.1 Ступінь та види дії електричного струму на організм людини.....	57
1.8.2 Захисні заходи електробезпеки.....	58
Контрольні запитання та завдання.....	62
Розділ 2 Електропостачання міських і сільських районів.....	64
2.1 Складові електропостачальної системи.....	64
2.2 Розподільні пункти.....	66
2.2.1 Основні функції та електричні схеми.....	66
2.2.2 Основне електрообладнання розподільних пунктів.....	70
2.3 Трансформаторні підстанції.....	84
2.3.1 Основні складові та класифікація.....	84
2.3.2 Збірні й стаціонарні трансформаторні підстанції.....	85
2.3.3 Комплектні трансформаторні підстанції.....	95

2.3.3.1 Комплектні трансформаторні підстанції КТП-25-250/10/0,4.....	96
2.3.3.2 Комплектні трансформаторні підстанції КТП(2)-63-400/10/0,4-У1.....	104
2.3.3.3 Комплектні трансформаторні підстанції КТПГС-250-630/10/0,4-У1.....	106
2.3.4 Основне електрообладнання трансформаторних підстанцій.....	108
2.3.4.1 Електрообладнання розподільних установок із боку високої напруги.....	108
2.3.4.2 Силкові трансформатори.....	110
2.3.4.3 Електрообладнання розподільних установок із боку низької напруги.....	112
2.4 Принципи побудови електричних мереж.....	128
2.4.1 Визначення, основні вимоги та класифікація електричних схем.....	128
2.4.2 Особливості побудови мереж живлення 6–10 кВ.....	130
2.4.3 Схеми розподільних мереж.....	132
2.4.4 Особливості побудови розподільної мережі до 1 кВ.....	137
2.4.5 Пристрої автоматичного ввімкнення резервного живлення й устаткування.....	139
2.4.6 Пристрої автоматичного повторного ввімкнення.....	147
2.4.7 Реклоузери.....	151
Контрольні запитання та завдання.....	161
Розділ 3 Електропостачання житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення.....	163
3.1 Характеристика основних електроприймачів.....	163
3.2 Електричний розрахунок освітлювальних мереж.....	164
3.3 Складові частини та схеми електропостачальної системи.....	174
3.3.1 Основні терміни й визначення.....	174
3.3.2 Принцип побудови електропостачальної системи.....	176
3.3.3 Основні правила побудови й вимоги до електрообладнання.....	178

3.3.4	Ввідні та ввідно-розподільні пристрої.....	180
3.3.5	Розподільні пункти.....	184
3.3.6	Шафи силові розподільні.....	186
3.3.7	Ящики силові.....	188
3.3.8	Ящики керування асинхронними двигунами.....	189
3.3.9	Ящики керування освітленням.....	191
3.3.10.	Ящики обліку електроенергії з рубильником.....	193
3.3.11	Щитки квартирні.....	196
3.3.12	Поверхові розподільні щитки.....	196
3.4	Пристрої захисного вимкнення.....	199
3.4.1	Принцип дії пристроїв захисного вимкнення.....	200
3.4.2	Класифікація пристроїв захисного вимкнення.....	203
3.4.3	Нормативні параметри пристроїв захисного вимкнення.....	205
3.4.4	Приклади конструктивного рішення пристроїв захисного вимкнення.....	207
3.4.4.1	Вимикачі диференційні ВД1-63.....	208
3.4.4.2	Автомати диференційні АД-12 та АД-14.....	210
3.4.5	Особливості використання пристроїв захисного вимкнення залежно від системи заземлення.....	211
3.4.5.1	Система ТТ.....	211
3.4.5.2	Система TN.....	213
3.4.5.3	Система IT.....	216
3.4.6	Основні норми й правила використання пристроїв захисного вимкнення.....	217
3.5.	Внутрішні мережі.....	219
3.5.1	Основні вимоги до електропроводок і кабельних ліній.....	219
3.5.2	Електричні схеми розподільної мережі багатоповерхових будинків.....	222
3.5.3	Електричні схеми електропостачання окремих квартир багатоповерхових будинків.....	224
3.5.3.1	Електрична схема «Мінімал».....	225

3.5.3.2	Електрична схема «Муніципал».....	226
3.5.3.3	Електрична схема «Оптимал 1».....	227
3.5.3.4	Електрична схема «Комфорт».....	227
3.5.3.5	Електричні схеми «Прима» та «Екстра».....	228
3.5.4	Електричні схеми внутрішніх мереж котеджів.....	231
3.6	Забезпечення селективності роботи електричних апаратів захисту.....	234
3.6.1	Забезпечення селективності роботи автоматичних вимикачів.....	235
3.6.2	Забезпечення селективності роботи запобіжників.....	240
3.6.3	Забезпечення селективності роботи пристроїв захисного вимкнення.....	242
	Контрольні запитання та завдання.....	244
Розділ 4 Електропостачання		
	промислових підприємств.....	246
4.1	Схеми зовнішнього електропостачання.....	247
4.2	Схеми внутрішнього електропостачання.....	249
4.3	Основні складові електропостачальної системи промислового підприємства.....	253
4.3.1	Лінії електропередавання.....	253
4.3.1.1	Повітряні лінії електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.....	253
4.3.1.1.1	Повітряні лінії електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.....	253
4.3.1.1.2	Повітряні лінії електропередавання із застосуванням ізолюваних проводів.....	259
4.3.1.2	Кабельні лінії електропередавання.....	265
4.3.2	Трансформаторні підстанції.....	270
4.3.2.1	Електричні схеми трансформаторних підстанцій.....	272
4.3.2.2	Комплектні трансформаторні підстанції.....	280
4.3.2.3	Вибір потужності, кількості трансформаторів і місця розміщення трансформаторних підстанцій.....	283
4.3.3	Розподільні пристрої.....	288
4.3.3.1	Розподільні щити.....	289

4.3.3.2 Пункти розподільні, шафи силові, щитки освітлювальні.....	292
4.4. Електричні навантаження в електропостачальних системах промислових підприємств.....	294
4.4.1 Графіки електричних навантажень.....	295
4.4.2 Види електричних навантажень.....	297
4.4.3 Основні електричні величини й коефіцієнти для визначення розрахункових навантажень.....	301
4.4.4 Основні методи визначення розрахункових навантажень	307
4.4.4.1 Метод установленної потужності й коефіцієнта попиту.....	309
4.4.4.2 Метод питомих витрат електроенергії на одиницю продукції або роботи	311
4.4.4.3 Метод питомої потужності на одиницю промислової площі.....	312
4.4.4.4 Метод упорядкованих діаграм.....	312
Контрольні запитання та завдання.....	321
Розділ 5 Реактивна потужність та її компенсація.....	323
5.1 Теоретичне обґрунтування появи й можливості компенсації реактивної потужності.....	323
5.2 Теоретичне обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності	335
5.3 Джерела й приймачі реактивної енергії.....	342
5.3.1 Джерела реактивної енергії.....	342
5.3.2 Приймачі реактивної енергії.....	347
5.3.2.1 Силові трансформатори.....	349
5.3.2.2 Асинхронні двигуни.....	355
5.3.2.3 Зварювальні трансформатори.....	362
5.3.2.4 Установки індукційного нагрівання.....	363
5.3.2.5 Дюгові електропічні установки.....	365
5.3.2.6 Освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами.....	367
5.3.2.7 Перетворювальні установки.....	369
5.4 Заходи компенсації реактивної потужності.....	370
5.5 Засоби компенсації реактивної потужності.....	376
5.5.1 Синхронні двигуни.....	377

5.5.2 Синхронні компенсатори.....	381
5.5.3 Конденсаторні установки.....	384
5.5.3.1 Переваги й недоліки конденсаторних установок.....	384
5.5.3.2 Характеристики конденсаторів для конденсаторних установок.....	386
5.5.3.3 Технічні характеристики конденсаторних установок.....	387
5.5.3.4 Схеми підключення конденсаторних установок.....	396
5.5.3.5 Вимоги до умов експлуатації конденсаторних установок.....	403
5.5.4 Статичні компенсатори.....	405
5.6 Нормативні документи щодо перетікання реактивної електроенергії.....	406
5.6.1 Відмінності чинної Методики та її загальні положення.....	408
5.6.2 Основні величини, використовувані для обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії.....	409
5.6.3 Вимоги й порядок проведення розрахунків згідно з чинною Методикою.....	413
5.7 Розрахунок необхідної потужності та вибір місця підключення засобів компенсації реактивної потужності.....	421
Контрольні запитання та завдання.....	428
Розділ 6 Прилади й системи обліку електричної енергії.....	430
6.1 Обґрунтування необхідності та принципів організації обліку електричної енергії.....	430
6.2 Лічильники електричної енергії.....	432
6.2.1 Класифікація лічильників.....	432
6.2.2 Індукційні лічильники.....	434
6.2.2.1 Однофазні індукційні лічильники.....	436
6.2.2.2 Трифазні індукційні лічильники.....	439
6.2.2.3 Основні технічні характеристики індукційних лічильників.....	444
6.2.3 Електронні лічильники.....	447

6.2.3.1 Однофазні електронні лічильники.....	448
6.2.3.2 Трифазні електронні лічильники.....	449
6.2.3.3 Основні технічні характеристики електронних лічильників.....	450
6.2.4 Електронні багатофункціональні лічильники.....	453
6.3 Автоматизовані системи.....	456
6.3.1 Передумова впровадження й концепція побудови автоматизованих систем..	456
6.3.2 Автоматизована система обліку електроенергії НЕК «Укренерго».....	461
6.3.2.1 Локальний рівень автоматизовані системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго».....	462
6.3.2.2 Регіональний рівень автоматизовані системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго».....	470
6.3.2.3 Центральний рівень автоматизовані системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго».....	471
6.3.3 Автоматизована система комерційного обліку електроенергії.....	475
6.3.3.1 Призначення та складові частини.....	475
6.3.3.2 Інтегрована система обліку споживання енергоресурсів SMART IMS.....	478
6.3.4 Автоматизована система керування технологічними процесами приймання, передавання й розподілу електроенергії.....	483
Контрольні запитання та завдання.....	489
Список літератури	491
Додатки	498

СКОРОЧЕННЯ

- АВР – автоматичне ввімкнення резерву.
АЕС – атомна електростанція.
АРМ – автоматизоване робоче місце.
АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії.
АСК ТП – автоматизована система керування технологічними процесами.
АСОЕ – автоматизована система обліку електроенергії.
ВП – ввідний пристрій.
ВРП – ввідно-розподільний пристрій.
ВРЩ – вторинний розподільний щит.
ГЕС – гідроелектростанція.
ГРЩ – головний розподільний щит.
ДБН – державні будівельні норми.
ДНДОП – державні нормативні акти з охорони праці.
ЕЕРП – економічні еквіваленти реактивної потужності.
КВАРЕМ – комплекс відлікового аналізу реактивів електричних мереж.
КЕС – конденсаційна електростанція.
к. з. – коротке замикання.
КЛ – кабельна лінія електропередавання.
КРП – компенсація реактивної потужності.
к. с. – кінська сила.
КТП – комплектна трансформаторна підстанція.
ЛЕП – лінія електропередавання.
ЛОМ – локальна обчислювальна мережа.
МБН – межа балансової належності.
МЕК – міжнародна енергетична комісія.
НЕК – національна енергетична компанія.
НКРЕ – національна комісія з питань регулювання електроенергетики.
ОО – об'єкт обліку.
ОРЕ – оптовий ринок електроенергії.
ПЗВ – пристрій захисного вимкнення.

Скорочення

ПЛ – повітряна лінія електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.

ПЛІ – повітряна лінія електропередавання напругою до 1 кВ із застосуванням ізолюваних проводів.

ПЛЗ – повітряна лінія електропередавання напругою понад 1 кВ із застосуванням захищених проводів.

ПО – прилад обліку.

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РУ – розподільний пристрій.

РУВН – розподільні установки з боку високої напруги.

РУНН – розподільні установки з боку низької напруги.

СП – самоутримний ізолюваний провід.

ТЕЦ – теплоелектроцентрально.

ТП – трансформаторна підстанція.

ПЕРЕДМОВА

Електропостачання передбачає забезпечення споживачів електричною енергією. Лише за умови надійного забезпечення якісною електроенергією можливе стабільне функціонування промисловості, сільського господарства, транспорту, комунального господарства й усіх інших сфер діяльності суспільства.

Однією з ознак сьогодення є не лише зростання попиту на електроенергію, а й підвищення вимог до її якості, надійності електропостачання, забезпечення більш дієвих заходів безпеки та ін. Відповідно до цього змінюються й нормативні документи, що встановлюють правила улаштування та експлуатації окремих електричних апаратів, електроустановок, мереж і систем у цілому. Удосконалюють методики розрахунку вибору як окремих електричних апаратів, так і електротехнічних комплексів. Останніми роками розробили й успішно впроваджують велику кількість принципово нових електротехнічних пристроїв і схемних рішень їх використання в різних електропостачальних системах.

Більшість підручників з електропостачання присвячені переважно питанням електропостачання промислових підприємств. Актуальна проблема нестачі або відсутності підручників із комплексним розглядом питань електропостачання міських і сільських районів, промислових та сільськогосподарських підприємств, житлових і громадських будинків. Важливе на сьогодні також питання обліку та контролю електричної енергії, покращення коефіцієнта потужності.

Надрукований у 2008 році навчальний посібник «Електропостачання» дозволив усунути ці недоліки, тому що в ньому, крім питань, пов'язаних з електропостачанням промислових підприємств, були комплексно розглянуті питання, пов'язані з електропостачанням міських і сільських районів, житлових будинків, споруд та будинків суспільного

призначення з урахуванням вимог чинних на той час нормативних документів.

Написання цього підручника зумовлене тим, що за десять років після видання навчального посібника істотно змінилася нормативна база щодо систем електропостачання: почали додержуватися вимог 5-го видання «Правил улаштування електроустановок», внесли зміни до «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів» тощо. Також мали місце значні досягнення як у теоретичних, так і в практичних питаннях, пов'язаних з електропостачанням.

Підручник відповідає робочій програмі курсу «Електропостачання» для спеціальності 6.050701 – «Електротехнічні системи електроспоживання». Він базується на матеріалах лекцій, що впродовж багатьох років розробляв автор студентам Сумського державного університету з курсів «Електропостачання» і «Проектування систем електропостачання». Із урахуванням того, що студенти вже опанували або паралельно вивчають курси «Теоретичні основи електротехніки», «Електричні апарати», «Електричні машини», «Електричні матеріали», «Електричні мережі та системи», «Споживачі електричної енергії», «Електрична частина станцій та підстанцій», «Релейний захист» та інші, у підручнику повторно не розглядаємо питань, що вивчають під час цих дисциплін.

Знання, здобуті студентами завдяки вивченню курсу «Електропостачання», допомагають успішно вирішувати проблеми, що виникають упродовж роботи над курсовими й дипломними роботами, зокрема конкретні питання визначення розрахункових навантажень, розрахунку освітлювальних мереж, вибору електрообладнання для системи електропостачання та ін.

Автор вдячний за цінні зауваження й поради щодо змісту підручника рецензентам: С. Ю. Шевченко – докторові технічних наук, професорові, професорові кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»; О. А. Борисенко – докторові технічних наук, професорові, завідувачеві кафедрою електроенергетики Сумського державного університету.

Зауваження й побажання щодо покращання підручника, а також замовлення на підручник просимо надсилати на адресу: кафедра електроенергетики, Сумський державний університет, вул. Римського-Корсакова, 2, м. Суми, 40007.

E-mail: etech@etech.sumdu.edu.ua.

ВСТУП

Уже більше ніж два століття минуло відтоді, як людство почало використовувати електроенергію для своїх потреб. Відлік цього часу ведуть із 1800 року, коли італійський фізик Алессандро Вольта винайшов перше джерело безперервного струму – стовп Вольта (рис. 1).



Рисунок 1 – Алессандро Вольта (1745–1827 рр.) і стовп Вольта

Подальші винаходи й наукові дослідження, пов'язані з гальванічними елементами, електричною дугою, тепловою, хімічною, світловою та іншими діями електричного струму, зумовили широке практичне використання електричної енергії в різних галузях виробництва й побуті.

Революційний прорив на шляху практичного використання електричної енергії в промислових масштабах пов'язаний з ім'ям Николи Тесли (рис. 2). Винайдений ним у 1880 році трифазний синхронний генератор змінного струму дав можливість використовувати електричну енергію в промислових масштабах завдяки передаванню її на великі відстані багатофазними мережами змінного струму.

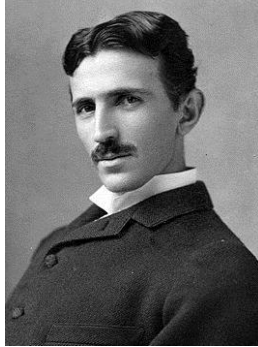


Рисунок 2 – Никола Тесла (1856–1943 рр.)

Історія розвитку електроенергетики України була тісно пов'язана з Росією, а потім і з Радянським Союзом. Із детальним аналізом історії розвитку електроенергетики України можна ознайомитися в [3], а нижче наводимо лише найважливіші відомості.

Уперше електричну енергію для практичного використання на території України в 1878 р. застосував відомий інженер А. П. Бородін (рис. 3). Освітлення київських залізничних майстерень він забезпечив чотирма електричними світильниками, а потім брав активну участь у проектуванні електричного освітлення вулиць Києва.



Рисунок 3 – Бородін Олександр Парфенійович (1848–1898 рр.)

Першу електростанцію громадського використання в Україні збудували в 1888 р. у м. Полтава. А в 1890 р. почала функціонувати й перша громадська центральна електростанція в м. Києві, що забезпечувала електричною енергією дугові електросвітильники.

1892 р. ознаменувався введенням в експлуатацію першої лінії київського трамвая довжиною 1,5 км, живлення якої здійснювали від електростанції з установленими двома динамомашинами потужністю 60 к. с. кожна, а електричну енергію виробляли на напрузі 500 В. Про зростаючі темпи використання електричної енергії в Києві в ті роки свідчать такі факти: у 1895 р. загальна довжина трамвайних ліній становила 36 км, а для забезпечення їх електричною енергією використовували чотири парових агрегати потужністю 150 к. с. кожний.

Спорудження в 1889 р. в Києві першої електростанції змінного трифазного струму з генераторною напругою 2,2 кВ стало наступною віхою в історії розвитку електропостачання в Україні.

У 1890 р. в Україні починають використовувати електростанції невеликої потужності в таких містах, як Катеринославль (нині – Дніпро), Константинівка, Львів, Одеса та ін. Передавання електричної енергії від джерел до приймачів відбувалося на низькій напрузі як повітряними, так і кабельними лініями.

У 1910 р. уперше в Україні на Донбасі почали використовувати підвищувальні силові трансформатори. Електричну енергію змінного трифазного струму напругою 22 кВ передавали споживачам повітряними лініями електропередавання (ЛЕП).

У 1913 р. загальна встановлена потужність на електростанціях України становила майже 305 тис. кВт, за рік виробляли 543 млн кВт·год електроенергії. Ураховуючи кількість населення України на той час, це становило лише близько 15 кВт·год на одну людину за рік. Крім того, потрібно зазначити, що близько 75 % електроенергії використовували в промисловості в таких галузях, як металургійна й вугільна.

До 1920 року про масове використання електроенергії в Україні мова не йшла. Знаменна віха в збільшенні використання

електроенергії – ухвалення 22 грудня 1922 р. на VIII Всеросійському з'їзді Рад Державного плану електрифікації Росії (рос. Государственного плана электрификации России – ГОЭЛРО). Понад 30 % усіх потужностей, що планували ввести в експлуатацію згідно з цим планом, знаходилися на території України. Збудували такі електростанції: у 1926 р. – Штеровську потужністю 100 МВт; у 1931 р. – Зуївську потужністю 200 МВт; у 1932 р. – Дніпровську ГЕС потужністю 200 МВт, що потім у 1933 р. збільшили до проектної потужності 560 МВт, та ін. У цей час почали роботи зі створення окремих регіональних енергетичних систем.

Про темпи розвитку електроенергетики в Україні в 20-ті роки минулого століття свідчать такі дані. На початку 1920-х років електроенергію розподіляли на напрузі 2 і 3 кВ, у другій половині 1920-х років – 6 кВ, а вже наприкінці 1920-х – 10, 22 і 35 кВ. Таке швидке зростання напруги розподілу електроенергії забезпечував стрімкий розвиток науки й техніки ізоляційних матеріалів, електричних машин, трансформаторів, ЛЕП та ін. У 1928 р. на Донбасі вже функціонували близько 200 км ЛЕП напругою 22–35 кВ.

У 30-ті й на початку 40-х років минулого століття в Україні почали об'єднувати окремі енергетичні системи в єдину. Станом на 1933 р. на території України вже функціонували 13 районних електростанцій з установленою потужністю близько 1 млн кВт. Уведення в експлуатацію Дніпровської ГЕС – найбільш потужної ГЕС у світі на той час – і бурхливий розвиток промисловості на Донбасі зумовили на початку 30-х років створення нових ЛЕП із напругою 110 і 154 кВ. До середини 1930-х років в Україні вже функціонували дві потужні енергосистеми – Донбаська й Дніпровська, сумарний видобуток електроенергії яких становив понад 2 млрд кВт·год на рік, а вже на початку 1940-го року ці дві найпотужніші енергосистеми України підключили на паралельну роботу на напрузі 220 кВ і забезпечили умови для створення Об'єднаної енергетичної системи України.

Вступ

Темпи розвитку електроенергетики в Україні від появи перших електростанцій до початку Другої світової війни на теренах України наочно ілюструють дані таблиць 1, 2, 3.

Таблиця 1 – Довжина ЛЕП станом на 1941 р., км

$U_{ном}$ кВ	Рік					
	1904	1928	1930	1932	1937	1940
22	14	242	418	427	–	–
35	–	198	500	633	1 463	2 161
110	–	–	56	568	836	1 242
154	–	–	–	233	440	477
220	–	–	–	–	–	241

Таблиця 2 – Трансформаторні підстанції станом на 1941 р.

$U_{ном}$ кВ	Кількість, шт.	Потужність, МВА
35	156	1650
110	12	680
154	10	776
220	3	360

Таблиця 3 – Вироблення електроенергії електростанціями України

Показник	Рік				
	1913	1928	1932	1937	1940
Загальне вироблення всіма електростанціями, млн кВт · год	543	1 261	3 248	9 451	12 411
Зокрема на районних електростанціях, млн кВт · год	–	54,5	2 077	7 187	9 356
Питома вага вироблення на районних електростанціях, %	–	4,3	63,9	76	75,4

За роки Другої світової війни на теренах України (1941–1945) енергетичну базу майже повністю зруйнували, а

тому кінець 1940-х і 1950-ті роки були часом відбудовування й оновлення всієї енергосистеми України.

60-ті роки минулого століття – період особливо інтенсивного розвитку електроенергетики в Україні. Характерна ознака цього часу – висока концентрація виробництва електричної енергії та як наслідок – інтенсивний розвиток електричних мереж напругою 35, 110, 150, 220 кВ. Ось лише декілька прикладів. До кінця 1962 р. загальна довжина ЛЕП напругою 35–110 (150) кВ досягла в Україні 26 тис. км, а напругою 220 кВ і вище – 3 тис. км. Установлена потужність трансформаторних підстанцій становила 20 млн кВА. У 1960-ті роки в Україні споруджували ЛЕП напругою 330 кВ, (Зміївська ДРЕС – Полтава – Кременчузька ГЕС – Черкаси – Київ) і напругою 400 кВ (Мукачєво – Лемешани й Мукачєво – Лудуш). У 1962 році сталася ще одна знаменна подія в галузі електроенергетики – створення першої у світі ЛЕП постійного струму Волгоград – Донбас довжиною понад 500 км, напругою 800 (\pm 400) кВ і проектною потужністю 750 МВт.

До середини 1960-х років з окремих ізольованих енергосистем майже створили Об'єднану енергетичну систему України, що була на той час однією з найбільш потужних енергосистем Західної Європи та функціонувала синхронно як із суміжними енергосистемами Єдиної енергосистеми Радянського Союзу, так і з енергосистемами значної частини країн Західної Європи. Основними системостворювальними електромережами на той час були мережі напругою 330 кВ.

70–80-ті роки минулого століття характеризують найбільшими обсягами спорудження мереж напругою 330 кВ, яких за цей період увели в експлуатацію понад 6 тис. км. Найбільш істотні досягнення тих років такі:

- сумарна потужність уведених в експлуатацію трансформаторних підстанцій становила близько 30 000 МВА, а самі трансформаторні підстанції були зв'язані з енергосистемою не менше ніж трьома лініями й мали сучасну складнозамкнену конфігурацію;

- для забезпечення можливості об'єднання мереж України й країн Західної Європи створили мережі напругою 400 кВ;

- для забезпечення можливості об'єднання мереж України й об'єднаних енергетичних мереж Північного Кавказу створили мережі наругою 500 кВ;

- інтенсивне (до 1 000 км високовольтних ліній і до п'яти автотрансформаторів кожні п'ять років) будівництво мереж наругою 750 кВ, що разом із мережами 330 кВ стали системостворювальними й забезпечили формування центральної широтної магістралі наругою 750 кВ та об'єднання підстанцій 750/330 кВ Донбаської, Запорізької, Дніпропетровської, Вінницької, Північноукраїнської та Західноукраїнської, підключення цієї магістралі до потужних електростанцій України: Запорізької, Південноукраїнської, Хмельницької та Чорнобильської.

У 90-ті роки минулого століття відбулися значні політичні зміни в Україні, пов'язані з розпадом Радянського Союзу – створенням незалежної України. Ці роки, як для всієї економіки України, так і окремо для електроенергетики, характеризувалися великою економічною кризою, що проявлялася в зменшеннях вироблення електроенергії, скороченні обсягів спорудження нових енергетичних об'єктів і занепадом наявних. Декілька прикладів, що підтверджують це:

- якщо за період із 1986 до 1990 рр. побудували близько 2 500 км високовольтних ЛЕП наругою 220 кВ і вище, то за період із 1991 до 1995 рр. – близько 500 км, а за період із 1996 до 2000 рр. – лише дві лінії довжиною 290 км;

- у 2000 році електроспоживання становило менше ніж 65 %, порівнюючи з 1991 роком;

- станом на 01.01.2001 р. кількість підстанцій в Україні, основне обладнання яких відфункціонувало нормативний ресурс, становила понад 60 %. Найбільші масштаби «старіння» обладнання мали мережі 220 і 330 кВ. Не краща ситуація була й у мережах 750 кВ.

Масове старіння обладнання на електростанціях, підстанціях і ЛЕП, відсутність заміни й модернізації призвело до збільшення витрат на підтримання його функціональної здатності, потреби в збільшенні кількості обслуговувального персоналу для проведення планових і позапланових оглядів, поточних та аварійних ремонтів, зростання кількості

передаварійних і аварійних ситуацій. Наслідок цього – зниження надійності електропостачання споживачів та енергетичної безпеки Об'єднаної енергетичної системи України й відключення її від Єдиної енергетичної системи Росії.

Перші роки 21-го століття характеризувалися стабілізуванням роботи як окремих складових частин, так і всієї Об'єднаної енергетичної системи України, відновленням її синхронної роботи з Єдиною енергетичною системою Росії, збільшенням обсягів виробництва й споживання електроенергії, введенням нових потужностей і навіть експортуванням електроенергії за кордон. Але з 2013 року розпочалося істотне зниження вироблення електроенергії, про що свідчать дані таблиці 4. Це пов'язано з подіями в Донецькій і Луганській областях, а також у Криму.

Таблиця 4 – **Вироблення електроенергії в Україні**

<i>Рік</i>	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Електроенергія, млрд кВт · год	171,0	173,0	173,7	180,4	182,2	186,1	193,4
<i>Рік</i>	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Електроенергія, млрд кВт · год	196,3	192,6	173,7	188,8	194,9	198,9	194,4
<i>Рік</i>	2014	2015	2016	2017	2018		
Електроенергія, млрд кВт · год	182,2	163,6	163,7	155,4	159,3		

Надійне й економічне функціонування та безперебійне забезпечення електроенергією всіх споживачів – основне завдання державного рівня. Успіх вирішення цієї проблеми значно залежить від спеціалістів електротехнічних напрямків, для яких і призначений цей підручник.

Розділ 1

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Терміни й визначення основних понять

Основні терміни та визначення встановлює один із найголовніших нормативних документів, що визначає сучасну електротехнічну термінологію, стан і перспективи подальшого вдосконалення електроустановок, – «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ) [38], затверджений наказом Міненерговугілля України 24 червня 2014 р. Також ДСТУ 2790-94 [20] установлює терміни й визначення основних понять щодо електропостачальних систем номінальною напругою понад 1 000 В, а ДСТУ 2791-94 [21] – щодо електропостачальних систем номінальною напругою до 1 000 В. Нижче наведені основні терміни й визначення відповідно до зазначених нормативних документів.

Електропостачання – забезпечення споживачів електричною енергією.

Споживач електричної енергії – електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом і розмішених на певній території.

Приймач електричної енергії (електроприймач) – електричний апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії на інший вид енергії.

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

Електропостачальна система напругою до 1 кВ – електропостачальна система, елементи якої розраховані на роботу з напругою до 1 кВ.

Електропостачальна система напругою понад 1 кВ – електропостачальна система, елементи якої розраховані на роботу з напругою понад 1 кВ.

Електропостачальна система з глибоким уводом – електропостачальна система, у якій напруга 35 кВ і вища якомога ближче підведена до споживача. Такі системи зазвичай одержують живлення безпосередньо від енергосистеми, їх виготовляють за спрощеними схемами комутації з боку первинної напруги з найменшою кількістю ступенів трансформації.

Централізована електропостачальна система – електропостачальна система, джерелом енергії якої є енергетична система.

Енергетична система (енергосистема) – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, з'єднаних між собою й пов'язаних спільністю режимів у безперервних процесах виробництва, перетворення й розподілу електричної енергії та теплоти за загального керування цими процесами.

Електрична частина енергосистеми – сукупність електроустановок електричних станцій та електричних мереж енергосистеми.

Електроенергетична система – електрична частина енергосистеми й споживачі електричної енергії, які одержують від неї живлення, об'єднані спільністю процесів виробництва, перетворення, розподілу та споживання електричної енергії.

Електроустановки – комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній і допоміжного обладнання, призначених для виробництва, перетворення, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії й перетворення її на інший вид енергії. Згідно з ПУЕ електроустановки за умовами електробезпеки поділяють на **електроустановки напругою до 1 кВ та електроустановки напругою понад 1 кВ.**

Відкриті (зовнішні) електроустановки – електроустановки, не захищені приміщенням від атмосферних впливів. Електроустановки, захищені лише навісом, огорожею із сітки тощо, визначають як зовнішні.

Закриті (внутрішні) електроустановки – електроустановки, розміщені всередині будівлі, що захищає їх від атмосферних впливів.

Електроприміщення – приміщення чи відгороджені, наприклад сітками, частини приміщення, у яких розміщене електрообладнання, доступне лише для виробничого (електротехнічного) персоналу.

Електрична мережа – сукупність електроустановок для передавання й розподілу електричної енергії: підстанцій, розподільних установок, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, що функціонують на певній території.

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

Незалежне джерело живлення електроприймача або групи електроприймачів – джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих ПУЕ для післяаварійного режиму, в разі її зникнення на іншому чи інших джерелах живлення.

До незалежних джерел живлення згідно з ПУЕ належать дві секції або система шин однієї чи двох електростанцій і підстанцій за одночасного додержання таких умов:

- 1) кожна із секцій або систем шин, у свою чергу, може мати живлення від незалежного джерела живлення;
- 2) секції (система) шин не пов'язані між собою чи мають зв'язок, що автоматично вимикається в разі порушення нормальної роботи однієї із секцій (систем) шин.

Лінія електропередавання (ЛЕП) – елемент електропостачальної системи, призначений для пересилання й розподілу електричної енергії без зміни її параметрів.

ЛЕП поділяють на:

- **кабельні**, у яких електричну енергію пересилають одним або кількома кабелями, прокладеними безпосередньо в землі, кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях, а також у воді чи відкрито;
- **повітряні**, у яких електричну енергію пересилають проводами, підтримуваними над землею за допомогою опор. У таких ЛЕП використовують два види проводів: неізольовані, що кріплять до опор за допомогою ізоляторів, і самоутримні

ізолювані проводи (СПП), що є електротехнічною конструкцією зі скручених між собою в джгут ізолюваних струмопровідних жил і не потребує несного троса. СПП монтують із використанням лінійної арматури до опор, споруд, стін будівель тощо.

ГОСТ 13109-97 [7] установлює терміни й визначення щодо енергосистем електропостачання загального призначення:

– **електропостачальна система загального призначення** – сукупність електроустановок та електропристроїв енергопостачальної організації, призначених для забезпечення електричною енергією споживачів (приймачів) електричної енергії;

– **електрична мережа загального призначення** – електрична мережа енергопостачальної організації, призначена для пересилання електричної енергії різним споживачам (приймачам) електричної енергії.

1.2 Основні складові електропостачальної системи

Основними складовими електропостачальної системи є: електростанції, підвищувальні й понижувальні підстанції, розподільні мережі.

Кожну зі складових частин проаналізуємо на прикладі рисунку 1.1.

На **електростанції** електроенергію виробляють на генераторній напрузі 10 кВ. Незначну частину цієї енергії використовують приймачі власних потреб електростанцій, як високовольтні, так і низьковольтні.

Понижувальна трансформаторна підстанція власних потреб, установлена на електростанції, забезпечує пониження генераторної напруги до номінального значення напруги низьковольтних приймачів власних потреб. Високовольтні приймачі власних потреб одержують живлення на генераторній напрузі.

Можливі ситуації, коли електроенергію на генераторній напрузі пересилають безпосередньо стороннім споживачам, які

знаходяться неподалік від електростанції. Проте більшу частину електроенергії, що виробляють на електростанції, після трансформації на **підвищувальних підстанціях** передають на напрузі 110 кВ в енергосистему.

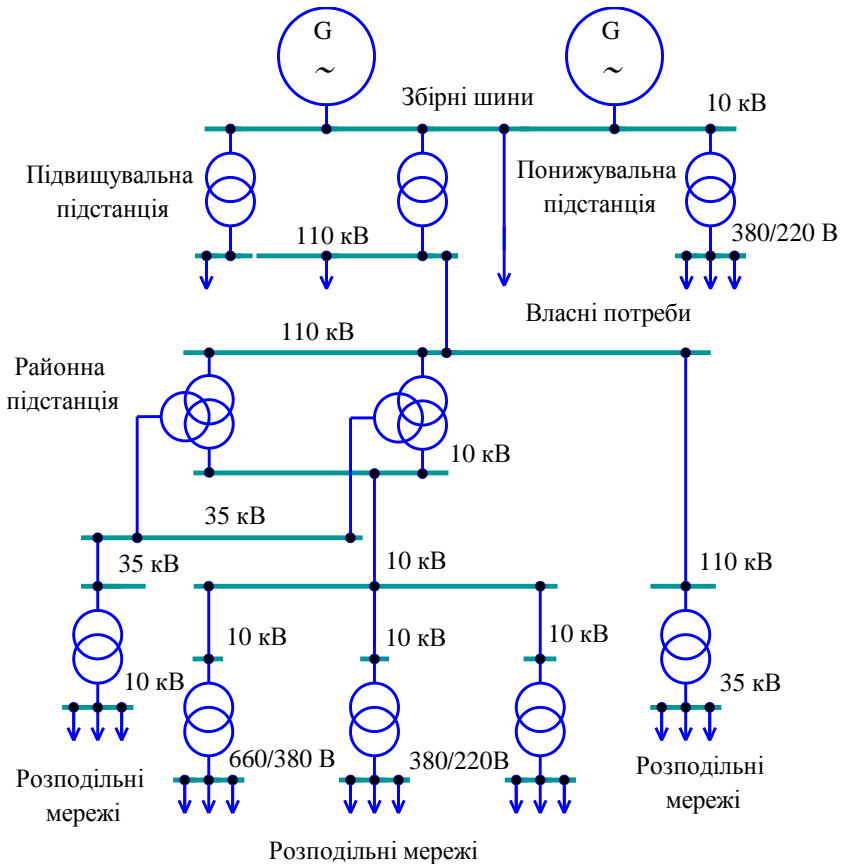


Рисунок 1.1 – Принципова електрична схема виробництва й розподілу електричної енергії

Районні понижувальні підстанції забезпечують трансформацію напруги з 110 кВ до 10 і 35 кВ та розподіл електроенергії між населеними пунктами, міськими й сільськими районами, підприємствами тощо.

Понижувальні підстанції населених пунктів, міських і сільських районів, підприємств забезпечують пониження напруги до номінальних значень, як окремих високовольтних та низьковольтних приймачів, так і груп приймачів та (чи) споживачів електричної енергії.

Розподільні мережі забезпечують розподіл і пересилання електричної енергії до окремих приймачів та електроспоживачів.

1.3 Категорії електроприймачів

Надійність – один з основних показників роботи електропостачальної системи. Вимоги до цього показника істотно залежать від того, які можливі наслідки від переривання електропостачання того чи іншого електроприймача можуть бути.

Згідно з ПУЕ розрізняють три категорії електроприймачів щодо забезпечення надійності електропостачання.

До **I категорії** належать електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити такі наслідки:

- небезпеку для життя людей;
- значні втрати народного господарства;
- пошкодження дорогого обладнання;
- масове бракування продукції або збій складного технологічного процесу;
- порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

Крім того, у I категорії виділяють **особливу групу електроприймачів**, безперебійне функціонування яких необхідне для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози життю людей, вибухам, пожежам і

пошкодженням високовартісного дорогого обладнання, втраті важливої інформації.

У промисловості прикладом електроприймачів І категорії можуть бути робочі машини хімічних, газо- й нафтопереробних підприємств: етилозмішувальні установки, компресори для подавання повітря для пневмотранспорту та циркуляції газових сумішей, сировинні насоси, система санітарно-технічної вентиляції, насоси головного водозабору, зворотного водопостачання й каналізації тощо.

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних і побутових будинків прикладом електроприймачів І категорії можуть бути:

- **у будинках понад 16 поверхів:** протипожежні пристрої (пожежні насоси, системи підпирання повітря, димовидалення, пожежної сигналізації й оповіщення про пожежу), ліфти, евакуаційне та аварійне освітлення, вогні світлового огороження;

- **у будинках лікувально-профілактичних установ:** електроприймачі операційних і родильних блоків, відділення анестезіології, реанімації та інтенсивної терапії, кабінетів лапароскопії, бронхоскопії й ангіографії, протипожежних пристроїв та охоронної сигналізації, евакуаційного освітлення й лікарняних ліфтів;

- **у будинках і приміщеннях підприємств громадського харчування:** їдальні, кафе й ресторани з кількістю посадкових місць понад 500;

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

Електроприймачі І категорії повинні бути забезпеченими електроенергією від двох незалежних взаєморезервувальних джерел живлення, а переривання в їх електропостачанні в разі порушення електропостачання від одного джерела живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення від іншого джерела.

Згідно з ПУЕ більш жорсткі вимоги передбачені щодо електропостачання **особливої групи електроприймачів**

I категорії – обов’язкова наявність третього незалежного взаєморезервувального джерела живлення. Функцію третього незалежного джерела живлення для особливої групи електроприймачів і другого для інших електроприймачів I категорії можуть виконувати місцеві електростанції, електростанції енергосистем, спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї та ін.

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

- масовий недовипуск продукції;
- масові простой робітників, механізмів і промислового транспорту;
- порушення нормальної діяльності значної кількості міських та сільських жителів.

У промисловості прикладом електроприймачів II категорії можуть бути робочі машини целюлозних підприємств, підприємств із виготовлення продуктів лісохімії, аміачної селітри, розбавленої азотної кислоти та ін.

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних і побутових будинків прикладом електроприймачів II категорії можуть бути:

- електроприймачі в житлових будинках понад 5 і до 10 поверхів із плитами на газоподібному або твердому паливі;
- електроприймачі лікувально-профілактичних закладів, крім зазначених вище для I категорії;
- електроприймачі закладів освіти, виховання та підготовки кадрів.

Згідно з ПУЕ електропостачання електроприймачів II категорії рекомендують забезпечувати від двох незалежних взаєморезервувальних джерел живлення, а переривання в їх електропостачанні в разі порушення електропостачання від одного джерела живлення прийнятне лише на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

До **III категорії** належать усі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій.

Для електроприймачів III категорії електропостачання можна здійснювати від одного джерела живлення за умови, що переривання електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента електропостачальної системи, не перевищують однієї доби.

1.4 Номінальні напруги

Більшість вітчизняних електростанцій функціонують у складі Об'єднаної енергосистеми України. Для забезпечення можливості одночасної злагодженої роботи великої кількості генераторів, трансформаторів та споживачів і досягнення найкращих технічних та економічних показників функціонування такої складної системи висувають жорсткі вимоги до основних електротехнічних параметрів.

На електростанціях України переважно виробляють електроенергію трифазного змінного струму частотою 50 Гц. Постійний струм одержують передусім зі змінного струму за допомогою перетворювачів.

Виробництво електричної енергії на електростанціях і пересилання її до споживачів здійснюють на різних номінальних напругах, значення яких залежать насамперед від потужності й відстані, на яку потрібно передати електроенергію. Із метою зменшення втрат під час пересилання електроенергії зі збільшенням потужності й відстані доцільне підвищення номінальної напруги.

Номінальною напругою генераторів, трансформаторів, ЛЕП та електроприймачів називають напругу, передбачену для них підприємством-виробником для роботи в нормальних тривалих умовах, що забезпечує найкращі техніко-економічні характеристики. Для забезпечення злагодженого функціонування всіх складових Об'єднаної енергосистеми номінальні значення напруг стандартизовані.

У таблиці 1.1 згідно з ДСТУ 2791-94 [20] наведені стандартні номінальні значення напруг для електроустановок до 1 кВ, а в таблиці 1.2 відповідно до ДСТУ 2790-94 [20] – для електроустановок понад 1 кВ.

Таблиця 1.1 – Номінальні напруги до 1кВ

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

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

– 24 В для мереж і приймачів загальнопромислового призначення;

– 42 В для мереж однофазного й трифазного струмів;

– 127 В для приймачів, старого зразка;

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

Таблиця 1.2 – Номінальні міжфазні напруги понад 1 кВ

Мережі й приймачі	Генератори та синхронні компенсатори	Трансформатори й автотрансформатори з РПН	
		первинні обмотки	вторинні обмотки
(6)	(6,3)	(6) або (6,3)*	(6,3) або (6,6)
10	10,5	10 або 10,5*	10,5 або 11
20	21,0	20 або 21,0*	— 22,0
35	—	35 або 36,75	— 38,5
110	—	110 або 115	115 або 121
220	—	220 або 230	230 або 242
330	—	330 —	330 —
500	—	500 —	500 —
750	—	750 —	750 —
1 150	—	1 150 —	— —

Примітки:

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

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

1.5 Режими експлуатації електроустановок

Режими експлуатації електроустановок електропостачальної системи визначають великою кількістю показників, основними з яких є:

- значення напруги на виходах джерел і на вході електроприймачів;
- рівень напруги мережі живлення відносно землі;
- величина навантаження по струму джерел, приймачів, пристроїв перетворення та провідників;
- режим роботи нейтралі;
- симетричність фазних і лінійних напруг;
- синусоїдність напруги;
- величина відхилення частоти;
- опір ізоляції між провідниками й відносно землі та ін.

Згідно з ПУЕ розрізняють такі основні види режимів експлуатації електроустановок:

1) нормальний режим – режим експлуатації електроустановки в нормальних умовах, за яких відхилення основних показників знаходиться в допустимих межах, що передбачені чинними нормами й правилами або вимогами заводу-виробника відповідного обладнання. У цьому режимі роботи всі складові частини електропостачальної системи можуть працювати тривалий час і забезпечувати надійне електропостачання.

2) аварійний режим – режим експлуатації електроустановки в умовах поодинокого або численних

пошкоджень. За такого режиму показники значно відхиляються від номінальних значень, що може спричинити вихід із ладу як окремих складових частин, так і всієї електропостачальної системи. Факторами, що можуть зумовити появу аварійного режиму роботи, є міжфазні короткі замикання, обривання провідників і замикання їх на землю, погіршення ізоляційних властивостей та ін. Зазвичай під час аварійних режимів роботи значно зростає навантаження по струму, що призводить навіть за короткочасного протікання таких струмів до значного нагрівання провідників, що може спричинити їх перегорання; появою значних механічних навантажень на струмопровідні частини, зумовлених збільшенням електродинамічних сил; стрибками напруги, порушенням її синусоїдності, симетричності та ін. Такі режими роботи небажані, а тому в електропостачальній системі повинні передбачати засоби й заходи, спрямовані на внеможливлення виникнення таких режимів, а в разі їх виникнення необхідно вжити заходів зі скорочення тривалості таких режимів роботи.

3) післяаварійний режим – режим експлуатації електроустановки з наявними пошкодженнями до відновлення нормального режиму. Зазвичай тривалість роботи електроустановок електропостачальної системи в такому режимі обмежена.

1.6 Основні положення про дво-, три-, чотири- та п'ятипровідні мережі

Під час з'єднання фазних обмоток трифазних генераторів, трансформаторів і приймачів за схемами «зірка» або «зигзаг» кінці фазних обмоток (X, Y, Z – для джерел; x, y, z – для приймачів) з'єднують в одну точку (рис. 1.2), що називають **нейтральною точкою** (N, n). До початків фазних обмоток (A, B, C, a, b, c) підключають **фазні провідники** ЛЕП ($A-a, B-b, C-c$), що на практиці називають також **лініями** або **фазами A, B, C**. Якщо джерело й приймач в електропостачальній системі з'єднані лише **фазними провідниками**, то вони утворюють

трифазну трипровідну мережу (рис.1.2).

Струми, що протікають у фазах джерела живлення й приймача, називають **фазними струмами** та позначають відповідно: для джерела живлення – $I_{\phi A}$, $I_{\phi B}$, $I_{\phi C}$, для приймача – $I_{\phi a}$, $I_{\phi b}$, $I_{\phi c}$.

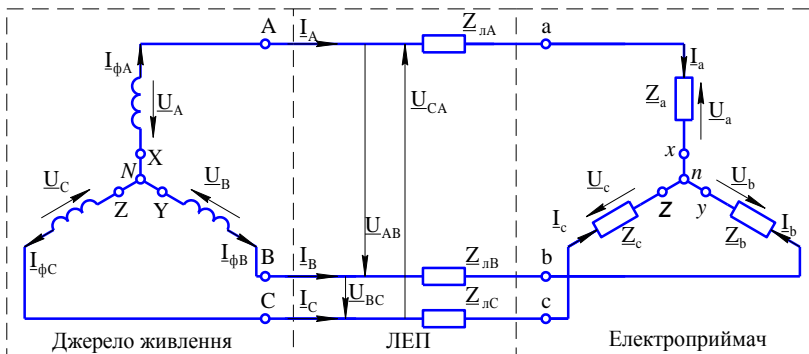


Рисунок 1.2 – Схема трифазної трипровідної мережі

Струми, що протікають у фазних провідниках (лініях), називають **лінійними струмами** й позначають I_A , I_B , I_C , додатним напрямком яких вважають напрямок від джерела до приймача. Лінійні струми ЛЕП за такої схеми з'єднання дорівнюють за величиною фазним струмам джерела живлення й приймача ($I_{\text{л}} = I_{\phi}$). Між проводами ЛЕП у такій системі наявні лише одні значення напруги – **міжфазної (лінійної)** ($U_{\text{л}} = U_{AB} = U_{BC} = U_{CA}$).

Якщо нейтральні точки джерела й приймача з'єднані між собою, провідник, що їх з'єднує, називають **нейтральним провідником**, а мережу – **трифазною чотирипровідною** (рис. 1.3). У такій мережі, крім струмів, що протікають у фазних провідниках, є й струм у нейтральному провіднику I_N , додатним напрямком якого вважають напрямок від приймача до джерела.

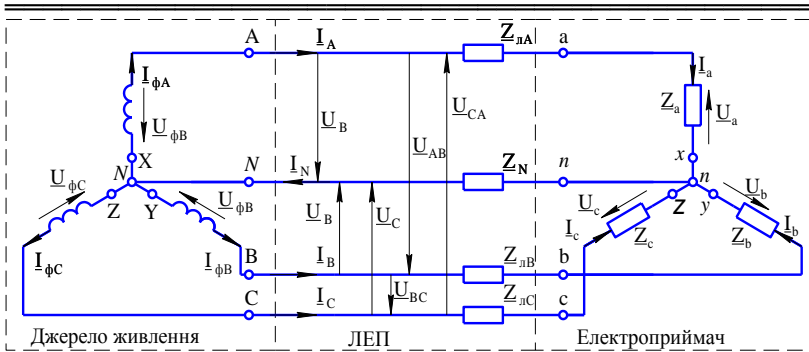


Рисунок 1.3 – Електрична схема трифазної чотирипровідної мережі

Між проводами ЛЕП у такій системі наявні дві напруги – **міжфазна (лінійна)** ($U_{л} = U_{AB} = U_{BC} = U_{CA}$) та **фазна** ($U_{\phi} = U_A = U_B = U_C$). Ці напруги співвідносяться так:

$$U_{л} = \sqrt{3}U_{\phi}. \quad (1.1)$$

Можливість підключення приймачів на різні напруги (лінійну й фазну) – істотна перевага чотирипровідної мережі над трипровідною.

У трифазній мережі, крім опорів, що створюють фазні й нейтральний провідники ($Z_{лА}$, $Z_{лВ}$, $Z_{лС}$, $Z_{лN}$), є й опори ізоляції проводів відносно землі, розподілені вздовж усієї ЛЕП, що узагальнено мають активну та реактивну складові. Для більшості мереж, особливо напругою, вищою за 1 кВ, реактивний ємнісний зв'язок проводів ЛЕП із землею значно переважає над реактивним індуктивним.

Для порівняння роботи чотири- й трипровідної мереж останню розглянемо як окремий варіант роботи чотирипровідної системи, коли опір нейтрального провідника дорівнює нескінченності (нейтральний провідник від'єднаний від нейтральних точок N, n), і тому схему заміщення три- й чотирипровідної мережі зобразимо так, як показано на рисунку 1.4. На цій схемі розподілені вздовж ЛЕП ємність та активні опори ізоляції подані як зосереджені еквівалентні

значення: $C_A, C_B, C_C, C_N, r_A, r_B, r_C, r_N$. Через них протікають струми утікання ($I_{yA}, I_{yB}, I_{yC}, I_{yN}$) і ємнісні струми ($I_{cA}, I_{cB}, I_{cC}, I_{cN}$).

У комплексній формі запису повні провідності ($\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C, \underline{Y}_N$) ізоляції провідників відносно землі визначають за формулами:

$$\begin{aligned}\underline{Y}_A &= g_A + jb_A; \\ \underline{Y}_B &= g_B + jb_B; \\ \underline{Y}_C &= g_C + jb_C; \\ \underline{Y}_N &= g_N + jb_N,\end{aligned}\tag{1.2}$$

де $g_A = 1/r_A, g_B = 1/r_B, g_C = 1/r_C, g_N = 1/r_N$ – активні складові повної провідності ізоляції провідників відносно землі;
 $b_A = 1/x_A, b_B = 1/x_B, b_C = 1/x_C, b_N = 1/x_N$ – реактивні складові повної провідності ізоляції провідників відносно землі.

За **симетричного навантаження**, коли: $Z_{нА} = Z_{нВ} = Z_{нС}$, а також за умови, що $Z_{лА} = Z_{лВ} = Z_{лС}$, $g_A = g_B = g_C$, $b_A = b_B = b_C$, напруги між фазними провідниками й землею симетричні, рівні за модулем і дорівнюють фазній напрузі ($U_\phi = U_A = U_B = U_C$). Водночас у кожній із фаз струми утікання, ємнісні струми, струми у фазних провідниках та у фазах приймача будуть рівними за модулем, а їх векторна сума дорівнюватиме нулю:

$$\begin{aligned}\underline{I}_{yA} + \underline{I}_{yB} + \underline{I}_{yC} &= 0; \underline{I}_{cA} + \underline{I}_{cB} + \underline{I}_{cC} = 0; \\ \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C &= 0; \underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c = 0.\end{aligned}\tag{1.3}$$

Аналізуючи (1.3) і векторну діаграму (рис. 1.5), можна зробити висновки щодо трифазної чотирипровідної мережі за симетричного навантаження:

- струм у нейтральному провіднику дорівнює нулю;
- потенціали нульових точок джерела й приймача рівні між собою;
- на електроприймачах є симетрична система фазних напруг (модулі фазних напруг рівні: $U_a = U_b = U_c$, а кути зсуву дорівнюють 120°);

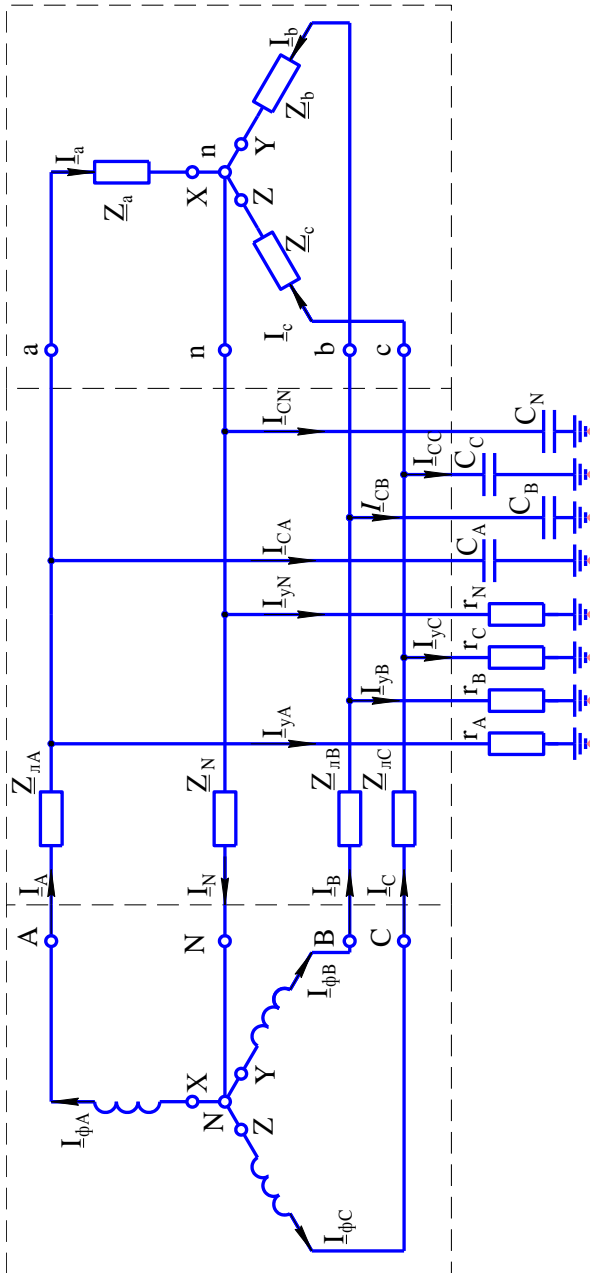


Рисунок 1.4 - Схема заміщення трифазної мережі

- відмінностей у роботі три- й чотирипровідної мереж немає, а тому наявність нейтрального провідника в трифазній мережі за симетричного навантаження необов'язкова.

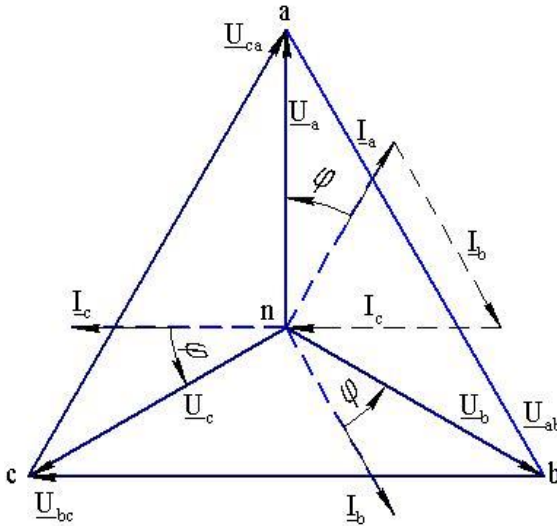


Рисунок 1.5 – Векторна діаграма струмів і напруг за симетричного навантаження

За **несиметричного навантаження** ($Z_a \neq Z_b \neq Z_c$ і/або коли $Z_{ЛA} \neq Z_{ЛB} \neq Z_{ЛC}$, $g_A \neq g_B \neq g_C$, $b_A \neq b_B \neq b_C$) робота приймачів у трифазній три- й чотирипровідній мережах істотно відрізняється.

У **трифазній чотирипровідній мережі за несиметричного навантаження** завдяки наявності нейтрального провідника утворюється симетрична система фазних напруг на приймачах (рис. 1.6). Але в такому разі в окремих фазах приймача протікатимуть різні струми ($I_a \neq I_b \neq I_c$), значення яких залежатимуть лише від опору навантаження в кожній фазі:

$$I_a = U_a/z_a, I_b = U_b/z_b, I_c = U_c/z_c. \quad (1.4)$$

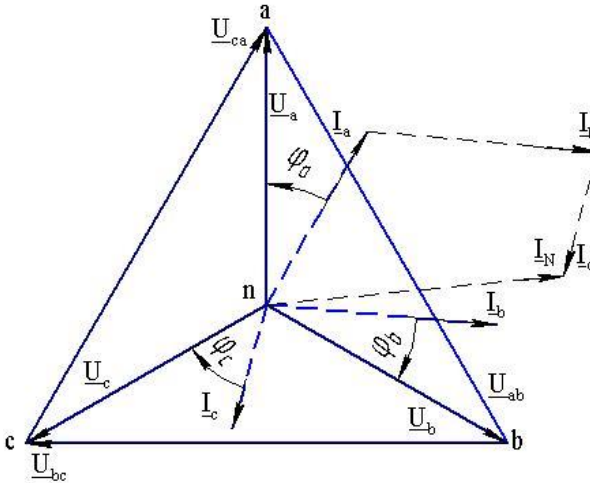


Рисунок 1.6 – Векторна діаграма струмів і напруг у трифазній чотирипровідній мережі за несиметричного навантаження

Характерною ознакою роботи такої мережі є те, що зміна опору навантаження в одній фазі й відповідна зміна струму не впливають на значення струму в інших фазах приймача. Інакше кажучи, кожна фаза приймача функціонує автономно. Ця властивість системи дуже важлива, особливо для однофазних електроприймачів, що становлять значну частину приймачів електропостачальної системи напругою до 1 кВ. Прикладом таких електроприймачів можуть бути різні прилади та механізми побутового призначення, у яких використовують однофазні двигуни (пральні й швейні машини, холодильники та ін.), нагрівальні прилади (праски, електроплити та ін.), лампи освітлення тощо. Ці електроприймачі створюють для мережі живлення нерівномірне навантаження, оскільки мають різні потужності, характери навантаження (зазвичай активний або активно-індуктивний), їх умикають неодноразом, тому вони можуть створити режими, близькі або такі, що відповідають режиму короткого замикання. Проте завдяки наявності нейтрального провідника, незважаючи на величину несиметрії

навантаження, трифазна чотирипровідна мережа завжди забезпечує майже незмінне значення фазних напруг на кожному з однофазних приймачів.

Але в трифазній чотирипровідній мережі за несиметричного навантаження в нейтральному провіднику протікатиме струм, що визначають за формулою:

$$\underline{I}_N = \underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c \quad (1.5)$$

У трифазній трипровідній мережі за несиметричного навантаження потенціали нейтральних точок джерела й приймача будуть різними. На векторній діаграмі (рис. 1.7) це відобразили зміщенням нейтральної точки n приймача відносно нейтральної точки N джерела. Таке явище називають **зміщенням нейтралі**, а величину напруги між нульовими точками джерела й приймача U_{Nn} визначають за формулою:

$$\underline{U}_{Nn} = \frac{\underline{U}_A \underline{Y}_A + \underline{U}_B \underline{Y}_B + \underline{U}_C \underline{Y}_C}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C} \quad (1.6)$$

Фазні напруги приймача будуть різними, їх значення знаходять за формулами:

$$\begin{aligned} \underline{U}_a &= \underline{U}_A - \underline{U}_{Nn}; \\ \underline{U}_b &= \underline{U}_B - \underline{U}_{Nn}; \\ \underline{U}_c &= \underline{U}_C - \underline{U}_{Nn}. \end{aligned} \quad (1.7)$$

Різними будуть і струми у фазних провідниках та фазах приймача. Їх значення обчислюють за формулами:

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \underline{I}_a = \frac{\underline{U}_a}{\underline{Z}_a}; \\ \underline{I}_B &= \underline{I}_b = \frac{\underline{U}_b}{\underline{Z}_b}; \\ \underline{I}_C &= \underline{I}_c = \frac{\underline{U}_c}{\underline{Z}_c}. \end{aligned} \quad (1.8)$$

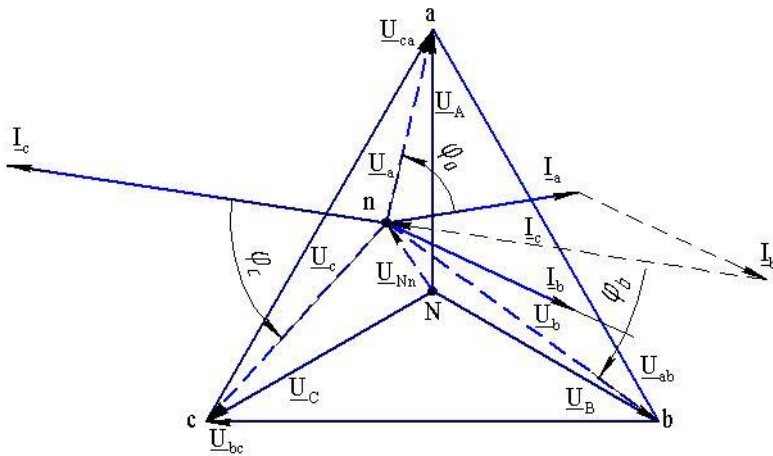


Рисунок 1.7 – Векторна діаграма струмів і напруг у трифазній трипровідній мережі за несиметричного навантаження

Оскільки нейтрального провідника в такій мережі немає, згідно з векторною діаграмою (рис. 1.7) векторна сума струмів фаз навантаження дорівнює нулю:

$$\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c = 0. \quad (1.9)$$

Аналізуючи (1.6), (1.7), (1.8), (1.9) і векторну діаграму (рис. 1.7), можна зробити такі висновки щодо трифазної трипровідної мережі з несиметричним навантаженням:

- ступінь несиметрії фазних напруг приймачів залежить від ступеня несиметрії навантаження за окремими фазами. Якщо опори електроприймачів будуть істотно відрізнятись, то істотно відрізняться й фазні напруги, а це означає, що напруга на окремих фазних приймачах може бути значно вищою, а на інших – значно нижчою за номінальні значення, що може спричинити виникнення аварійних режимів роботи;

- ступінь несиметрії фазних струмів залежить також від ступеня несиметрії навантаження. Водночас навіть за рівних значень модулів фазних опорів (наприклад, $z_a = z_b = z_c$), але

різних характеристик навантаження (наприклад, $Z_a = r_a$, $Z_b = jx_b$, $Z_c = -jx_c$) ступінь несиметрії фазних струмів може бути також істотним;

- фази приймача функціонують неавтономно. Зміна навантаження в одній фазі зумовлює змінення напруги й струму не лише в цій фазі, а й у двох інших;

- робота трифазної трипровідної мережі за несиметричного навантаження може спричинити аварійний режим, а тому здебільшого неприпустима. Для забезпечення надійної роботи мережі за несиметричного навантаження необхідний нейтральний провідник. Водночас включення в коло нейтрального провідника електричних апаратів захисту (наприклад, запобіжників) згідно з ПУЕ недопустиме, оскільки перегорання їх плавкої вставки зумовлює розмикання нейтрального провідника й появу небажаних аварійних режимів роботи.

Трифазні три- й чотирипровідні мережі найпоширеніші як в електропостачальних системах напругою до 1 кВ, так і в системах напругою понад 1 кВ. Крім цих мереж, використовують також дво- та п'ятипровідні мережі.

Двопровідні мережі (фаза – нуль, фаза – фаза) використовують в електропостачальних системах напругою до 1 кВ. Прикладом використання таких мереж можуть бути освітлювальні мережі житлових будинків, докладніше розглянуті в третьому розділі.

Трифазні п'ятипровідні мережі, крім трьох фазних провідників А, В, С і нейтрального провідника N, мають ще й захисний провідник РЕ, призначений для забезпечення захисту від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції (наприклад, провідник для з'єднання відкритих провідних частин із заземлювачем, заземлювальним провідником, іншими відкритими провідними частинами, сторонніми провідними частинами, заземленою струмовідною частиною, глухозаземленою нейтральною точкою джерела живлення тощо).

Однофазні трипровідні мережі, крім фазного провідника, мають також нейтральний N і захисний РЕ провідники.

Трифазні п'ятипровідні й однофазні трипровідні мережі також використовують в електропостачальних системах напругою до 1 кВ (докладно робота таких систем розглянута в третьому розділі).

Нормативна база України на цей час майже повністю відповідає вимогам Міжнародної енергетичної комісії (МЕК), зокрема й щодо визначень і буквених позначень. У цій дисципліні, крім вищенаведених визначень і буквених позначень, використовуємо й інші, зазначені нижче.

Нейтральна точка (N) – спільна точка з'єднаної за схемою «у зірку» багатofазної системи або заземлена точка однофазної системи.

Нейтральний провідник (N-провідник) – провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, електрично з'єднаний із нейтральною точкою джерела живлення, що використовують для розподілу електричної енергії.

Середня точка (M) – спільна точка між двома симетричними елементами електричного кола, протилежні кінці яких приєднані до різних лінійних провідників того самого кола.

Провідник середньої точки (M-провідник) – провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, електрично з'єднаний із середньою точкою джерела живлення, що використовують для передавання й розподілу електричної енергії.

PEN-провідник – провідник, що в електроустановках напругою до 1 кВ поєднує в собі функції захисного PE та нейтрального N провідників.

Фазні провідники, крім буквених позначень А, В, С, можуть позначати L1, L2, L3. Ці позначення використовуємо в цьому підручнику в третьому розділі.

Також нормативні документи визначають і кольорове позначення шин електроустановок: для шин фази А – жовтий колір; фази В – зелений; фази С – червоний; для нейтральної шини N – блакитний; для захисної шини PE – продовжні полоси жовтого й зеленого кольорів.

1.7 Режими роботи нейтралі

1.7.1 Загальні положення й визначення

Надійність і безпека роботи електричної мережі значно залежать від режиму роботи нейтралі, тому що найбільша кількість аварійних режимів роботи електропостачальних систем зумовлена однофазними короткими замиканнями на землю або випадковим електричним з'єднанням частин електроустановки, що перебувають під напругою, з її заземленими конструктивними частинами. На величину струму й небезпеку для обслуговчого персоналу істотний вплив має режим роботи нейтралі. Крім того, залежно від режиму роботи нейтралі система по-різному реагує на однофазне коротке замикання. Як пояснено нижче, під час виникнення однофазного короткого замикання залежно від режиму роботи нейтралі система може й далі функціонувати в тимчасово допустимому режимі або виникає аварійний режим роботи, що потребує негайного вимкнення системи й має небажані наслідки.

Згідно з ПУЕ [38] електроустановки щодо заходів електробезпеки поділяють на:

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

1.7.2 Мережі з ізолюваною нейтраллю

Згідно з ПУЕ ізолюваною нейтраллю називають нейтраль генератора або трансформатора, не приєднану до заземлювального пристрою чи приєднану до нього через прилади сигналізації, вимірювання, захисту, заземлювальні дугогасильні реактори й подібні пристрої, що мають значний опір.

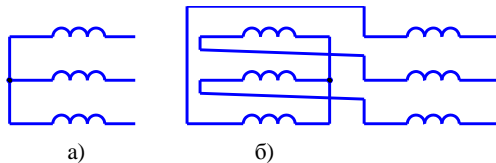


Рисунок 1.8 – Схеми з'єднання обмоток джерела живлення з повністю ізолюваною нейтраллю: а) «зірка»; б) «зигзаг»

Особливості роботи системи з **повністю ізолюваною нейтраллю** (рис. 1.8):

- однофазне замикання на землю не є коротким замиканням, і струми однофазного замикання на землю малі, порівнюючи зі струмами навантаження, а тому безпечні для системи;
- під час однофазного замикання на землю напруга на непошкоджених фазах відносно землі збільшується до значення міжфазної напруги;
- під час однофазного замикання на землю безперервність електроприймачів не порушується;
- у режимі однофазного замикання на землю система може функціонувати впродовж тривалого часу (зазвичай не більше за 2 години), якого часто вистачає для виявлення місця замикання на землю й усунення неполадок;
- надійність і безпека роботи системи значно залежать від стану ізоляції, оскільки пошкодження ізоляції відносно землі чи між фазними провідниками може зумовити виникнення дво- чи

трифазного короткого замикання на землю з великими значеннями струмів короткого замикання. Тому в системах з ізольованою нейтраллю необхідно передбачувати встановлення пристроїв контролю ізоляції та спеціальні сигнальні або захисні пристрої, що потребує окремих фінансових витрат;

- у місці однофазного замикання на землю можливе виникнення й стале горіння електричної дуги, що може зумовити пошкодження як ізоляції інших фаз, так і електрообладнання взагалі. Ця особливість – один з основних недоліків цієї системи.

Ураховуючи вищенаведене, сфера використання систем з ізольованою нейтраллю обмежена. Прикладами використання таких мереж можуть бути:

- трифазні мережі напругою 6–35 кВ, у яких струми замикання на землю не перевищують допустимих значень;
- трифазні трипровідні мережі напругою до 1 кВ (наприклад, мережі з напругою 220, 380 і 660 В);
- мережі низької напруги (наприклад, мережі з напругою 40 і 60 В), у яких для безпеки обслуговочного персоналу передбачені захисні заходи, не пов'язані з використанням заземлення (наприклад, використання розділювальних трансформаторів).

Для зменшення струмів замикання на землю (і передусім емнісних струмів) до значення, за якого неможливе стале горіння електричної дуги, використовують **компенсовану нейтраль**.

Згідно з ПУЕ компенсованою нейтраллю називають нейтраль генератора або трансформатора, приєднану до заземлювального пристрою через дугогасильні реактори для компенсації емнісного струму в мережі з ізольованою нейтраллю під час однофазних замикань на землю. Водночас нейтральну точку джерела живлення заземлюють через дугогасильні реактори (рис. 1.9), реактивний індуктивний опір яких приблизно дорівнює реактивному емнісному опору системи:

$$2 \pi f L \approx 1/(2 \pi f C), \quad (1.10)$$

де f – частота мережі, Гц;

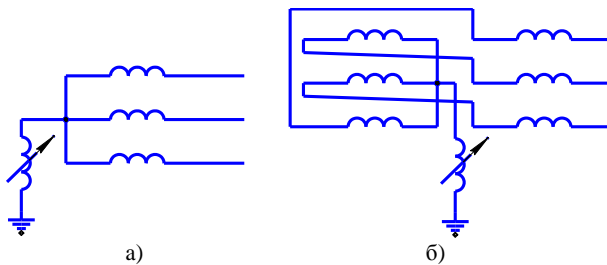
L – індуктивність заземлювального дугогасильного реактора, Гн;

C – ємність мережі, Ф.

Показником ефективності роботи системи з ізольованою нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора є відношення кількості замикань на землю, що не переходять в короткі замикання, до загальної кількості замикань. Згідно з [47] для систем із повністю ізольованою нейтраллю цей показник у середньому становить 0,3, а за наявності заземлювального дугогасильного реактора збільшується до 0,6–0,9, що підтверджує доцільність використання цих пристроїв.

Особливостями роботи системи з ізольованою нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора є:

- якщо реактор налагоджений правильно (коли виконується умова (1.10) і режим роботи резонансний або близький до нього), струми в місці замикання на землю мають значно менші значення, ніж у системі з повністю ізольованою нейтраллю, що забезпечує надійне дугогасіння;



*Рисунок 1.9 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з ізольованою нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора:
а) «зірка»; б) «зигзаг»*

- значно спрощують вимоги до апаратів захисту. Система

завичай не потребує релейного захисту від замикань на землю, що діє на відключення, а для одержання інформації про виникнення замикання та приймання необхідних рішень часто досить установлення лише відбіркової сигналізації;

- значно збільшується швидкість поновлення напруги на пошкодженій фазі. Тому ймовірність повторного загорання дуги значно зменшується, а відповідно зменшується й імовірність переростання однофазного замикання на землю в багатofазне або міжфазне коротке замикання;

- кількість аварійних відключень такої системи значно менша, ніж у вищерозглянутій, а тому безперерійність електропостачання краща;

- вимоги до рівня та стану ізоляції залишаються майже такими самими високими, як і для попередньої системи;

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

- досить складним є процес виявлення місця пошкодження ізоляції, якщо замикання на землю не переросло в коротке замикання.

На завершення зазначаємо, що використання заземлювальних дугогасильних реакторів зумовлює зростання витрат під час створення та експлуатації системи, тому відповідь щодо доцільності її використання можуть дати техніко-економічні розрахунки для конкретної електропостачальної системи.

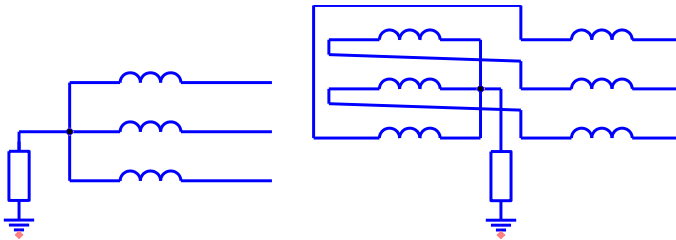


Рисунок 1.10 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення із заземленою через резистор нейтраллю

Також у мережах з ізолюваною нейтраллю для захисту мережі від перенапруг або/і виконання селективного захисту в разі замикання на землю використовують **заземлену через резистор нейтраль** (рис. 1.10). Згідно з ПУЕ заземленою через резистор нейтраллю називають нейтраль генератора або трансформатора в мережі з ізолюваною чи компенсованою нейтраллю, приєднаною до заземлювального пристрою через резистор.

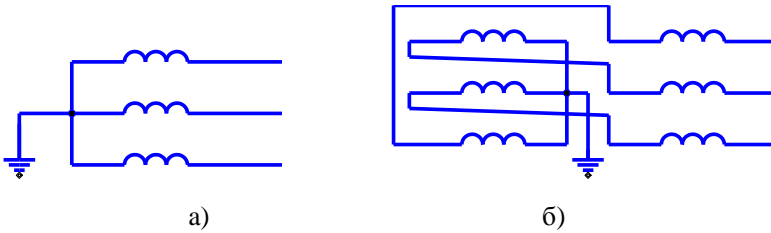
1.7.3 Мережі з ефективно та глухозаземленою нейтраллями

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

Коефіцієнтом замикання на землю в трифазній мережі називають відношення різниці потенціалів між непошкодженою фазою й землею в точці замикання на землю однієї або двох інших фаз і різницею потенціалів у точці до замикання.

Глухозаземленою нейтраллю згідно з ПУЕ називають нейтраль генератора або трансформатора, приєднану до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір (наприклад, через трансформатор струму). Також глухозаземленим називають і вивід джерела однофазного струму або полюс джерела постійного струму у двопровідних мережах та середню точку джерела в трипровідних мережах змінного й постійного струмів.

Основною характерною ознакою систем з ефективно або глухозаземленою нейтраллю (рис. 1.11) є те, що будь-яке однофазне замикання на землю є обов'язково коротким замиканням, під час якого значно зростає струм, а тому повинне обов'язково привести до відключення пошкодженої ділянки завдяки спрацюванню пристроїв захисту.



*Рисунок 1.11 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з глухозаземленою нейтраллю:
а) «зірка»; б) «зигзаг»*

Особливостями роботи системи з глухозаземленою нейтраллю є:

- стабілізація напруг фаз відносно землі, унаслідок чого зменшується перенапруга під час виникнення однофазних замикань на землю;
- унеможливлення появи стійких електричних дуг у місці замикання на землю і пов'язаних із цим явищем негативних наслідків;
- значне полегшення умов функціонування ізоляції в разі однофазних замикань на землю, що дає можливість зниження рівня ізоляції або підвищення надійності роботи завдяки більшому запасу міцності ізоляції;
- створення гарних умов для забезпечення чіткого, надійного, селективного та швидкодійного релейного захисту;
- значно простіше створення та експлуатація системи щодо режиму нейтралі;
- однофазні замикання на землю як найбільш поширені зумовлюють часті відключення, а тому для обмеження безструмових пауз у таких системах переважно необхідне використання швидкодійних пристроїв автоматичного повторного ввімкнення й виконання систем із резервуванням для найбільш відповідальних електроприймачів;
- істотне зростання динамічних сил, що діють на струмопровідні частини під час виникнення однофазних коротких замикань, оскільки струм однофазного короткого

замикання може бути більшим за струм міжфазного короткого замикання;

- значне збільшення впливу на лінії зв'язку, що змушує збільшувати витрати на їх виготовлення та експлуатацію;

- зростання небезпеки для обслуговчого персоналу через великі значення напруг дотику й кроку;

- великі значення струмів короткого замикання істотно зменшують синхронізувальний момент, а тому тривалі протікання таких струмів можуть призвести до відключення не лише того генератора, у якому виникло коротке замикання, а й того, що функціонує паралельно з ним;

- значно більшими, порівнюючи з вищезазначеними системами, є витрати на виготовлення та експлуатацію заземлювальних пристроїв.

Найчастіше глухо заземлюють нейтраль у мережах напругою 110 кВ і вищою та в чотири- й п'ятипровідних мережах напругою 380/220 В.

1.7.4 Буквені й умовні графічні позначення типу системи заземлення

Для креслення електричних схем електроустановок напругою до 1кВ згідно з вимогами ПУЕ [38] встановили буквені й умовні графічні позначення типу системи заземлення.

В умовному буквенному позначенні типу системи заземлення використовують такі букви:

- **перша буква** означає стан нейтралі джерела живлення відносно землі:

T – заземлена нейтраль (від лат. «terra» – земля). Таке позначення означає, що є безпосереднє приєднання однієї точки струмовідних частин джерела живлення до заземлювального пристрою. У трифазних мережах такою точкою зазвичай є нейтраль джерела живлення (якщо нейтраль недоступна, заземлюють фазний провідник), у трипровідних мережах однофазного струму й постійного струму – середня точка, а у двопровідних мережах – один із

виводів джерела однофазного струму або один із полюсів джерела постійного струму;

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

• **друга буква** означає характер заземлення відкритих провідникових частин відносно землі:

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


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


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


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

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

Крім буквених, ПУЕ встановлює використання таких умовних графічних позначень:

 – N-провідник (M-провідник);

 – PE-провідник;

 – PEN-провідник.

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

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

• **система TN-S.** Є різновидом системи TN, у якій N- або M-провідники розділені від PE-провідника по всій мережі (рис. 1.12);

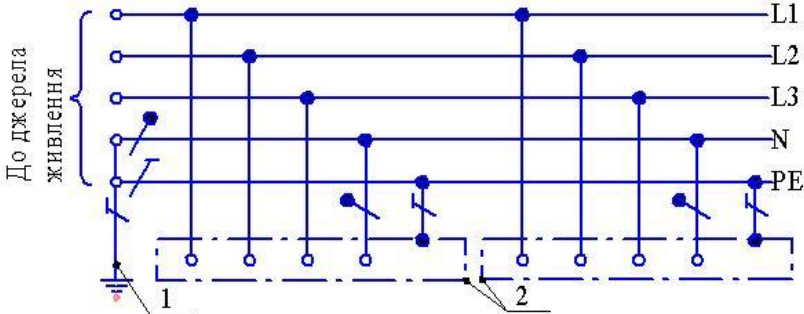


Рисунок 1.12 – Приклад виконання схеми відповідно до системи TN-S: 1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення; 2 – відкриті провідникові частини

• **система TN-C.** Є різновидом системи TN, у якій N- або M-провідники поєднані в одному PEN-провіднику по всій мережі (рис. 1.13);

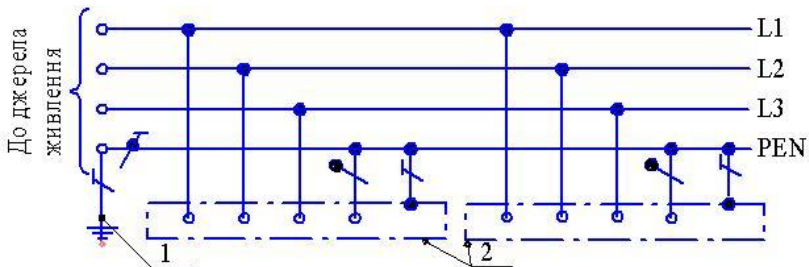


Рисунок 1.13 – Приклад виконання схеми відповідно до системи TN-C: 1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення; 2 – відкриті провідникові частини

• **система TN-C-S.** Є різновидом системи TN, у якій N- або M- і PEN-провідники поєднані в одному провіднику в частині мережі, починаючи від джерела живлення (рис. 1.14);

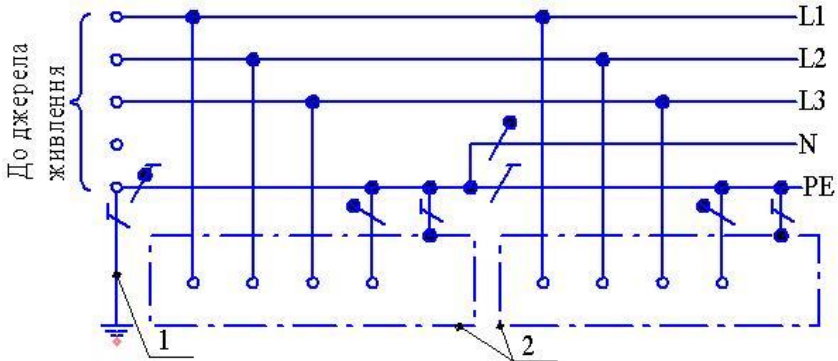


Рисунок 1.14 – Приклад виконання схеми відповідно до системи TN-C-S: 1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення; 2 – відкриті провідникові частини

• **система TT.** У такому типі системи одну точку струмовідних частин джерела живлення заземлюють, а відкриті провідні частини електроустановки приєднують до PE-провідника, з'єданого із заземлювачем, електрично незалежним від заземлювача, до якого приєднують точку струмовідних частин джерела живлення (рис. 1.15);

• **система IT.** У такому типі системи мережу живлення ізолюють від землі чи заземлюють через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднують до заземленого PE-провідника (рис. 1.16).

Згідно з ПУЕ вважають, що системи TN, IT і TT у разі належного додержання правил монтажу й експлуатації еквівалентні щодо захисту людини від ураження електричним струмом. Вибір тієї чи іншої системи визначають за сукупністю факторів, основними з яких є: тип

приміщень, у яких розміщують електроустановки, і наявність у них вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зон; безперервність живлення; електромагнітна сумісність електрообладнання; умови експлуатації тощо.

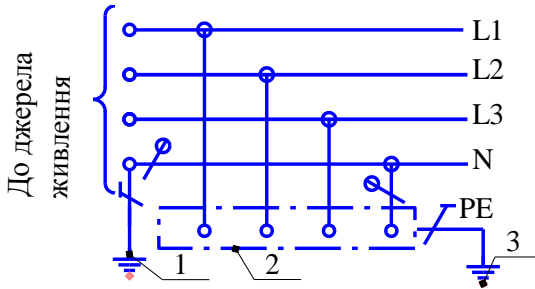


Рисунок 1.15 – Приклад виконання схеми відповідно до системи TT: 1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення; 2 – відкриті провідникові частини; 3 – заземлювач відкритих провідникових частин

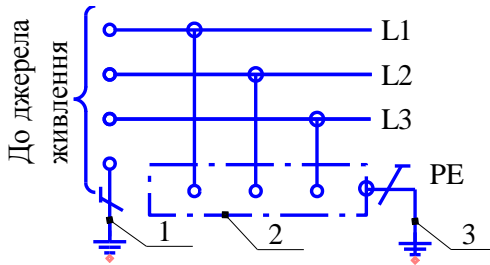


Рисунок 1.16 – Приклад виконання схеми відповідно до системи IT: 1 – заземлювач нейтралі (середньої точки) джерела живлення; 2 – відкриті провідникові частини; 3 – заземлювач відкритих провідникових частин

1.8 Основні положення про заходи електрозахисту в електроустановках

Експлуатація електроустановок електропостачальної системи й користування електроприймачами промислового й побутового призначення потенційно небезпечні для обслуговчого персоналу й користувачів. Ця небезпека пов'язана з можливістю ураження людей і тварин електричним струмом та виникненням пожеж.

Від початку практичного використання електричної енергії вчені вивчали шкідливу дію електричного струму на організм і розробляли заходи, що унеможливають таку дію або зменшують шкідливий вплив на нього. Проте до цього часу, незважаючи на значні інтелектуальні й фінансові витрати на зниження електронезбезпеки, електротравматизм є одним із найпоширеніших проявів нещасних випадків як у промисловості, так і в побуті. Тяжкі ураження, а іноді й смерті людей і тварин від дії електричного струму, руйнування електрообладнання, загорання й пожежі, на жаль, до цього часу є частими явищами під час роботи електропостачальних систем.

1.8.1 Ступінь та види дії електричного струму на організм людини

Під час дотику людини до частини електрообладнання, що перебуває під напругою, через її тіло може протікати електричний струм. Електричний опір тіла людини, шлях протікання струму, сила струму й тривалість його протікання – основні фактори, що обумовлюють ступінь шкідливих наслідків від електротравми.

Електричний опір тіла людини може змінюватися в широких межах (від 500 до 100 000 Ом) і залежить від багатьох факторів, основними з яких є: індивідуальні особливості організму, вологість шкіри, місце й розмір поверхні контакту з частинами електроустановки, що

перебувають під напругою, та ін. У розрахунках значення опору тіла людини зазвичай вважають рівним 1 000 Ом.

Найбільш небезпечними для життя **шляхами протікання струму через тіло людини** є шляхи «рука – рука» і «руки – ноги», тому що в таких випадках струм протікає через життєво важливі органи й уражає центральну нервову систему, головні артерії та органи дихання.

У таблиці 1.3 наведені гранично допустимі значення струмів залежно від часу протікання їх через тіло людини для шляхів «рука – рука», «руки – ноги».

Таблиця 1.3 – Гранично допустимі значення струмів частотою 50 Гц (ГОСТ 12.1.038-82)

<i>t, c</i>	0,01–0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	> 1,0
<i>Для промислових електроустановок</i>												
<i>I, mA</i>	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6
<i>Для побутових електроустановок</i>												
<i>I, mA</i>	220	200	100	70	55	50	40	35	30	27	25	2

Ураховуючи зазначені вище фактори, можливі такі **види дії електричного струму на організм людини**: біологічна – ураження таких систем життєдіяльності, як нервова, кровоносна та дихальна; теплова – опіки; механічна – розриви тканин тіла.

1.8.2 Захисні заходи електробезпеки

Для захисту від ураження електричним струмом застосовують заходи, що виконують такі функції:

- запобігання можливості протікання струму через тіло людини;
- обмеження величини струму, що протікає через тіло людини, до безпечного значення;
- швидке відключення несправного електрообладнання від джерела живлення.

Як показує практика, можливі два найбільш імовірні випадки ураження людини електричним струмом:

- 1) під час прямого дотику до струмопровідних частин

електроустановки;

2) під час непрямого дотику до струмопровідних частин електроустановки.

Прямим дотиком називають електричний контакт людей чи тварин зі струмовідними частинами, що перебувають під напругою, або наближення до них на небезпечну відстань. ПУЕ [38] визначають такі поняття, пов'язані з прямим дотиком: напруга дотику та струм дотику. Напругою дотику називають різницю потенціалів між провідними частинами (одна з яких може бути землею) під час одночасного дотику до них людини або тварини. Струмом дотику називають електричний струм, що протікає через тіло людини чи тварини під час їх дотику до однієї або більше доступних частин електроустановки або електрообладнання.

Заходами електробезпеки в таких ситуаціях можуть бути:

- ізоляція струмопровідних частин;
- установлення огорожень, бар'єрів та оболонки;
- розміщення частин, що перебувають під напругою, поза зоною досягнення;
- використання швидкодійних пристроїв захисного вимкнення.

Непрямим дотиком називають електричний контакт людей або тварин з відкритою провідною частиною, що опинилася під напругою внаслідок пошкодження ізоляції.

Згідно з ПУЕ для захисту людей від ураження електричним струмом під час непрямого дотику потрібно використовувати один або кілька таких захисних заходів: заземлення, занулення, захисне вимкнення, малу напругу, роздільний трансформатор, подвійну ізоляцію, вирівнювання потенціалів. У ПУЕ дають визначення кожному з цих заходів і рекомендації щодо їх використання. Нижче наводимо коротку характеристику цих захисних заходів.

Заземленням називають виконання електричного з'єднання між визначеною точкою системи, установки або

обладнання й заземлювальним пристроєм. Заземлення є одним з основних захисних заходів, під час якого всі металеві (струмопровідні) частини електроустановки, що під час пошкодження ізоляції можуть перебувати під напругою, за допомогою заземлювальних провідників з'єднують із заземлювачем.

Заземлювачем називають провідну частину (провідник) чи сукупність з'єднаних між собою провідних частин, що перебувають в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище, наприклад бетон.

Розрізняють заземлювачі штучні й природні. Штучним заземлювачем називають заземлювач, що спеціально викотистовують для заземлення. Природним заземлювачем називають провідну частину, що, крім своїх безпосередніх функцій, одночасно може виконувати функції заземлювача. Функцію природних заземлювачів можуть виконувати струмопровідні частини, що стикаються із землею, комунікації будівель і споруд (наприклад, арматура фундаментів, трубопроводи, свинцеві оболонки кабелів, металеві конструкції та ін.).

Призначення захисного заземлення – створення між металевими частинами електроустановки й землею електричного з'єднання з малим опором для того, щоб у разі пошкодження ізоляції та замикання фази на струмопровідні частини електроустановки, що в нормальних режимах роботи не перебувають під напругою, і дотику до цих частин людини, струм, що пройде через тіло, не перевищив гранично допустимих значень.

Зануленням в електроустановках напругою до 1 кВ називають навмисне з'єднання частин електроустановки, що в нормальних умовах не перебувають під напругою, із глухозаземленою нейтраллю джерела живлення. У разі замикання фази на струмопровідні частини електроустановки виникає однофазне коротке замикання, у результаті якого

електрообладнання або ділянка мережі відключається й зникає небезпека торкання людини до цих частин.

Захисним відключенням в електроустановках напругою до 1 кВ називають автоматичне відключення всіх фаз ділянки мережі з безпечним для людини співвідношенням струму й часу його проходження під час замикання на корпус або зниження рівня ізоляції до нижчого за конкретне значення. Цей вид захисту широкого використовують завдяки швидкодії та високій чутливості спеціальних електричних апаратів – **пристроїв захисного вимкнення (ПЗВ)**, конструкція, принцип дії, технічні характеристики та схеми підключення яких розглянуті в третьому розділі.

Малою напругою називають номінальну напругу, не більшу ніж 24 В, між фазами та відносно землі. Цей захід електробезпеки застосовують зазвичай для живлення приладів місцевого освітлення на робочих місцях, ремонтного освітлення, переносних електроприймачів та ін. Під час роботи в особливо небезпечних умовах (усередині металевих резервуарів, котлів, на металоконструкціях та ін.) згідно з ПУЕ напруга не повинна перевищувати 12 В.

Розділовим трансформатором називають трансформатор, призначений для відділення мережі, що живить електроприймач, від первинної електромережі, а також від мережі заземлення або занулення. Ці трансформатори можуть виконувати як лише функцію розділення (наприклад, 220/220 В), так і функції зниження напруги та розділення (наприклад, 220/24 В). Але обов'язково розділові трансформатори виготовляють із забезпеченням підвищених вимог, що внеможливають пошкодження ізоляції всередині трансформатора й перехід напруги з первинної обмотки на вторинну.

Подвійною ізоляцією електроприймача називають сукупність робочої та захисної (додаткової) ізоляцій, за яких частини електроприймача, доступні для дотику, не набувають небезпечних значень напруги під час пошкодження лише робочої або захисної ізоляції.

Вирівнювання потенціалів можуть досягати різними способами. Так, у промислових електроустановках вирівнювання електропотенціалів досягають укладанням у землю заземлювача – сталених смуг, що створюють сітку на всій площі з електрообладнанням. У житлових приміщеннях із підвищеною електробезпекою (наприклад, ванних кімнатах) усі металеві частини з'єднують між собою провідниками заземлення з малим опором.

Контрольні запитання та завдання

1. Дайте визначення й наведіть класифікацію електропостачальних систем.
2. Дайте визначення та наведіть класифікацію електроустановок.
3. Дайте визначення й наведіть класифікацію ліній електропередавання.
4. Назвіть і лаконічно охарактеризуйте основні складові електропостачальної системи.
5. На які категорії залежно від забезпечення електропостачання поділяють електроприймачі? Проаналізуйте кожну з них.
6. Дайте визначення номінальної напруги та перерахуйте її стандартні значення для мереж і приймачів.
7. Проаналізуйте основні режими електропостачальної системи.
8. Які переваги й недоліки трифазної трипровідної мережі?
9. Які переваги й недоліки трифазної чотирипровідної мережі?
10. Зробіть порівняльний аналіз роботи трифазної мережі за симетричного й несиметричного навантажень.
11. Дайте визначення та наведіть приклади використання двопровідних, однофазних трипровідних і трифазних п'ятипровідних мереж.
12. Як згідно з ПУЕ класифікують електроустановки

залежно від заходів електробезпеки?

13. Які особливості роботи системи з повністю ізольованою нейтраллю? Накресліть схему з'єднання обмоток джерела живлення.

14. Які особливості роботи системи з ізольованою нейтраллю за наявності заземлювального дугогасильного реактора? Накресліть схему з'єднання обмоток джерела живлення.

15. Які особливості роботи системи з глухозаземленою нейтраллю? Накресліть схему з'єднання обмоток джерела живлення.

16. Які особливості роботи системи з ефективно заземленою нейтраллю через струмообмежувальні опори? Накресліть схеми з'єднання обмоток джерела живлення.

17. Назвіть та охарактеризуйте основні фактори, що визначають ступінь шкідливих наслідків від електротравм?

18. Назвіть і проаналізуйте основні заходи електробезпеки від прямого дотику до струмопровідних частин електроустановки.

19. Назвіть та проаналізуйте основні заходи електробезпеки від непрямого дотику до струмопровідних частин електроустановки.

Розділ 2

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІСЬКИХ І СІЛЬСЬКИХ РАЙОНІВ

2.1 Складові електропостачальної системи

Електропостачальна система міських і сільських районів – це сукупність електроустановок із виробництва, трансформації, пересилання та розподілення електричної енергії. Основними завданнями такої системи є безперербійне забезпечення споживачів електричною енергією. Зазвичай розподіл електричної енергії в системі відбувається на напругах 6–10 кВ і 380/220 В.

В електропостачальній системі міських і сільських районів можна виділити такі основні складові (рис. 2.1):

- **джерело живлення**, функцію якого може виконувати районна підстанція або електростанція, електричну енергію від якої в систему подають на генераторній напрузі 6–10 кВ;

- **лінії електропередавання (ЛЕП)**: повітряні чи кабельні;

- **розподільні пункти (РП)** – частину електропостачальної системи, призначену для приймання та розподілу електричної енергії на одній напрузі без перетворення;

- **трансформаторні підстанції (ТП)** – частину електропостачальної системи, призначену для приймання електричної енергії на напрузі 6–10 кВ, зниження до 0,4 кВ і розподілу на цій напрузі серед споживачів.

Перші дві складові студенти вивчають упродовж окремих дисциплін, а дві останні розглянемо докладніше.

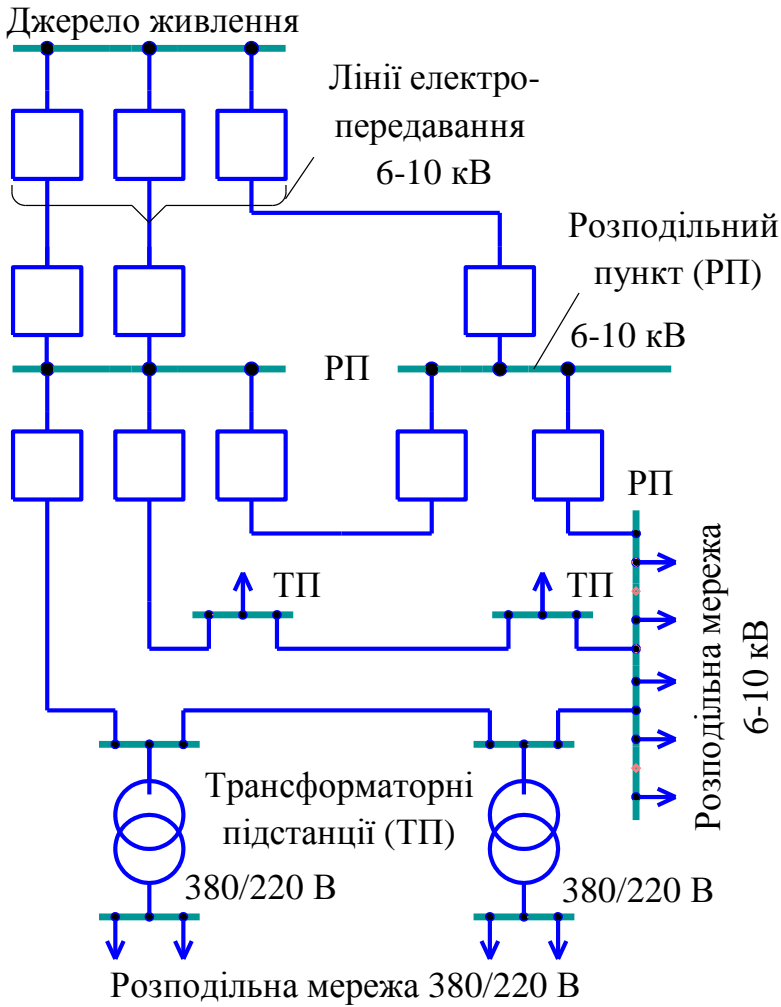


Рисунок 2.1 – Принципова електрична схема розподілу електричної енергії в міських і сільських районах

2.2 Розподільні пункти

2.2.1 Основні функції та електричні схеми

В електропостачальних системах міських і сільських районів напругою 6–10 кВ використовують РП, призначені для виконання таких функцій:

- приймання електричної енергії від джерел живлення 2–4 лініями живлення;
- розподіл електричної енергії на одній напрузі багатьма лініями живлення;
- забезпечення надійного постачання електроенергії споживачам завдяки можливості підключення їх за необхідності до кількох ліній;
- захист ліній живлення від аварійних режимів роботи;
- відключення ліній живлення для виконання планових профілактичних і ремонтних робіт, а також під час аварійних режимів роботи.

Зазвичай РП – це окремо розміщені будівлі. Останнім часом використовують збірні конструкції РП, складові частини яких невеликі за розмірами, зручні для транспортування, надійні в роботі, безпечні в обслуговуванні, допускають (за необхідності) розширення.

Часто РП є вузлом мережі живлення, у якому конструктивно виконані розміщення та з'єднання всіх елементів електричної схеми підведення від джерел живлення й розподілу між окремими споживачами електричної енергії без перетворення на одній напрузі.

Компонування РП електричними апаратами, з'єднаними з системою збірних шин, виконують у суворій відповідності до розробленої схеми розподілу електроенергії, чинних норм і правил. Обладнання для кожної з ліній, що підходять і відходять від РП, розміщують в окремій панелі. Каркас панелі переважно виготовляють із гнутих металевих профілів, які значно полегшують конструкцію та забезпечують просте й надійне закріплення на ній електрообладнання. У сучасних конструкціях

панелей використовують роздільні перегородки з гіпсу або цементно-тирсової суміші.

Оскільки РП є електроустановкою закритого типу, в них використовують малогабаритні силові електричні апарати, а підключення вимірювальних трансформаторів струму й напруги, лічильників і реле контролю таке, що забезпечує їх заміну без переривання роботи.

На рисунку 2.2 зображена електрична схема РП із масляними вимикачами. Лінії, що підходять і відходять від РП, зв'язані між собою системою збірних шин, розділених на дві секції (1-шу с. ш., 2-гу с. ш.). До першої секції шин підключені 1–10 панелі, а до другої – 11–18. Секційний масляний вимикач і два роз'єднувачі можуть забезпечити як роздільне, так і паралельне живлення кожної секції від головних джерел живлення (панелі 9 і 18). У панелях 1–6, 8, 9, 13–18 установлені такі електричні апарати: масляні вимикачі, роз'єднувачі з головними ножами й ножами заземлення, трансформатори струму. У панелях 10 і 11 розміщені секційні електричні апарати: масляний вимикач, роз'єднувачі з головними ножами й ножами заземлення, трансформатор струму. У панелях 7 і 12 розміщені вимірювальні трансформатори напруги, роз'єднувачі з головними ножами й ножами заземлення, трансформатори струму.

На рисунку 2.3 зображена електрична схема РП із вакуумними вимикачами. Цей РП має також дві секції шин (1-шу с. ш., 2-гу с. ш.), що лініями 1а і 20 живляться від ТЕЦ. Секції шин з'єднані між собою за допомогою секційного вакуумного вимикача (панелі 10 і 11).

Використання вакуумних вимикачів викотної конструкції дозволяє спростити електричну схему РП без зниження надійності її функціонування, а тому на кожній лінії встановлюють значно менше електричних апаратів: вакуумний вимикач, вимірювальні трансформатори струму й заземлювач. У панелях 8 і 13 розміщують вимірювальні трансформатори напруги.

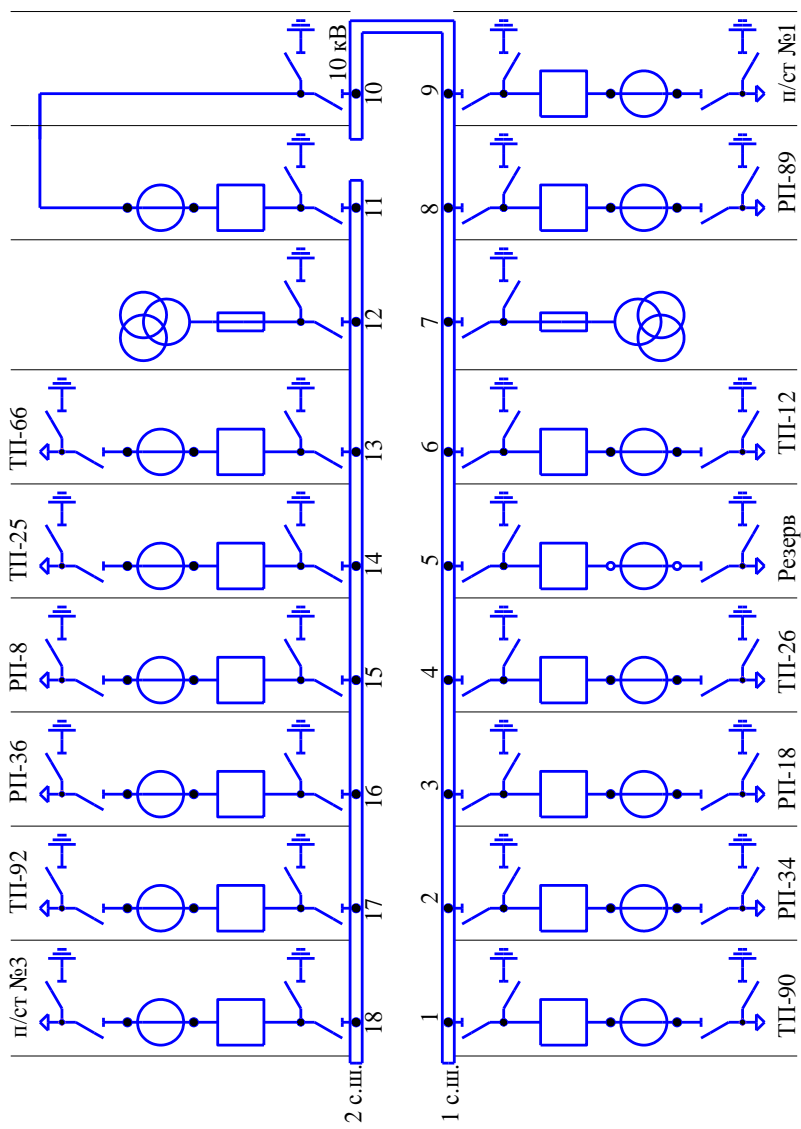


Рисунок 2.2 - Електрична схема РП з масляними вимикачами

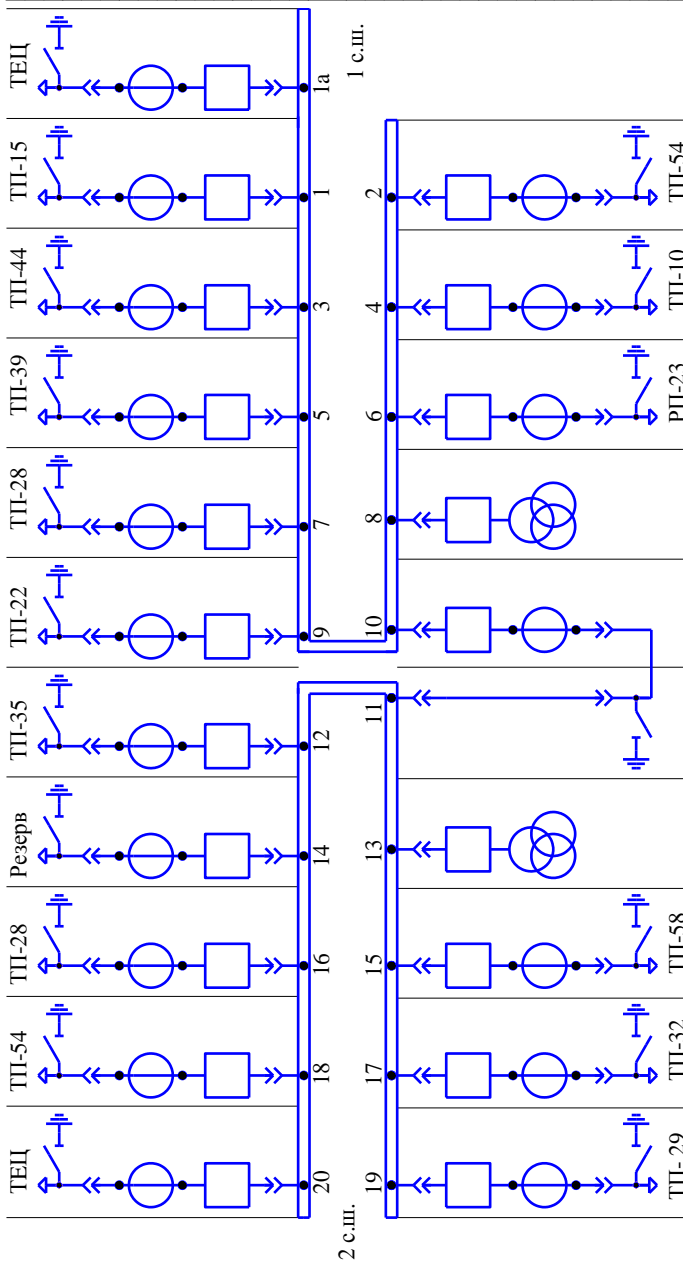


Рисунок 2.3 - Електрична схема РП з вакуумними вимикачами

2.2.2 Основне електрообладнання розподільних пунктів

• **Вимикачі навантаження** призначені для ввімкнення й вимкнення електричних кіл під навантаженням у межах номінального струму. Ці електричні апарати не можуть вимикати струми короткого замикання, а тому вони зазвичай функціонують водночас із високовольтними запобіжниками.

Прикладом такого електричного апарата може бути вимикач навантаження типу ВН-16 (рис. 2.4). Ці електричні апарати комплектують ручним, наприклад типу ПР-16, або автоматичним, наприклад типу ПРА-17, приводом. Якщо є необхідність у дистанційному керуванні функціонуванням вимикача, використовують електромагнітний привод.

Вимикачі навантаження типу ВН-16 виготовляють триполюсними. Усі частини вимикача розміщують на металевій рамі (5). Нерухомі (1) і рухомі (2) контакти кріплять до рами за допомогою опорних ізоляторів (4). Рухомим контактам (2) надають руху за допомогою привода (на рисунку не зазначений), з'єданого з валом (8), а останньому – через порцелянові тяги (6) із рухомими контактами (2). Вимкнення електричного апарата відбувається під дією пружини (7), що зводиться під час увімкнення.

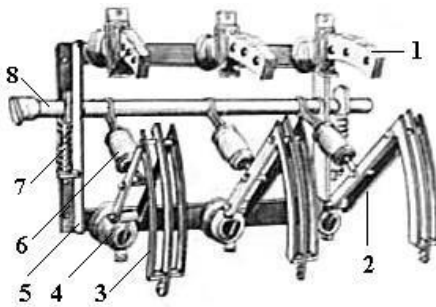


Рисунок 2.4 – Вимикач навантаження типу ВН-16:

- 1, 2 – нерухомі й рухомі контакти;
3 – дугогасильна камера;
4 – ізолятор; 5 – рама;
6 – тяга; 7 – пружина;
8 – вал*

Гашення електричної дуги, що виникає під час комутації електричних кіл під навантаженням, забезпечують за допомогою дугогасильних камер (3). Для гашення електричної дуги використовують газ, що генерують у самій камері завдяки наявності вставок, виготовлених, наприклад, з органічного скла. Під час вимкнення вимикача запалюється електрична дуга, що спричиняє значне підвищення температури. Органічне скло впродовж горіння дуги виділяє велику кількість газу, струмені якого спрямовуються в зону горіння дуги й зумовлюють її швидке згасання.

Певні вимикачі навантаження, наприклад типу ВНП-17, комплектують також високовольтними запобіжниками й пристроєм для автоматичного вимкнення в разі перегорання плавкої вставки будь-якого з трьох запобіжників.

Вимикачі навантаження вибирають за такими основними параметрами: номінальною напругою (U_n), струмом вимкнення: номінальним (I_n) і максимальним (I_{max}); граничним наскрізним струмом ($I_{гр.ам}$ – амплітудне значення, $I_{гр.д}$ – діюче значення), струмом термічної стійкості ($I_{тс}$). Значення цих параметрів для вимикачів навантаження зазначені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Основні технічні характеристики високовольтних вимикачів типу ВН-16

U_n , кВ	Струм відключення, А		Граничний наскрізний струм, кА		$I_{тс}$ кА
	I_n	I_{max}	$I_{гр.ам}$	$I_{гр.д}$	
6	400	800	41	16	10
10	200	400	41	16	10

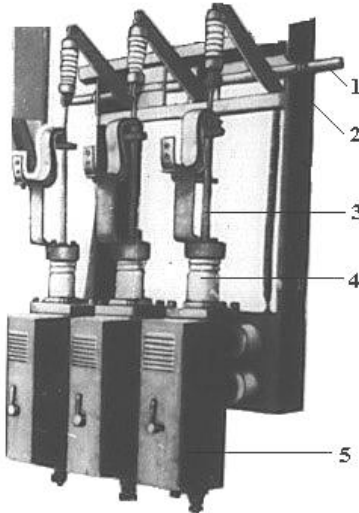
На електричних схемах вимикачі навантаження зображують умовним графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в п. 51 додатка Б.

- **Вимикачі** призначені для ввімкнення та вимкнення електричних кіл під навантаженням, а також забезпечують автоматичне вимкнення струмів короткого замикання. Для цих електричних апаратів наявність пристрою дугогасіння обов'язкова. Залежно від середовища й способу гасіння дуги

вимикачі бувають масляними, вакуумними, газовими (повітряними, елегазовими) і з електромагнітним гасінням дуги.

• **Масляні вимикачі.** У цих електричних апаратах гасіння електричної дуги відбувається в середовищі трансформаторного масла. Їх електричні контакти розміщують або в одному баку, або кожний полюс окремо перебуває в невеликому баку, що часто називають горщиком. Прикладом такого електричного апарата можуть бути масляні вимикачі горщикового типу ВМГ-133 (рис. 2.5). У цих електричних апаратах контактна система та пристрій дугогасіння для кожного полюса знаходяться в окремому баку (5), заповненому маслом. Їх комплектують приводом типів ПРБА, ППМ, ПП-61 та ін., від якого рух передається до вала (1), а потім за допомогою тяги (3) – до рухомих контактів.

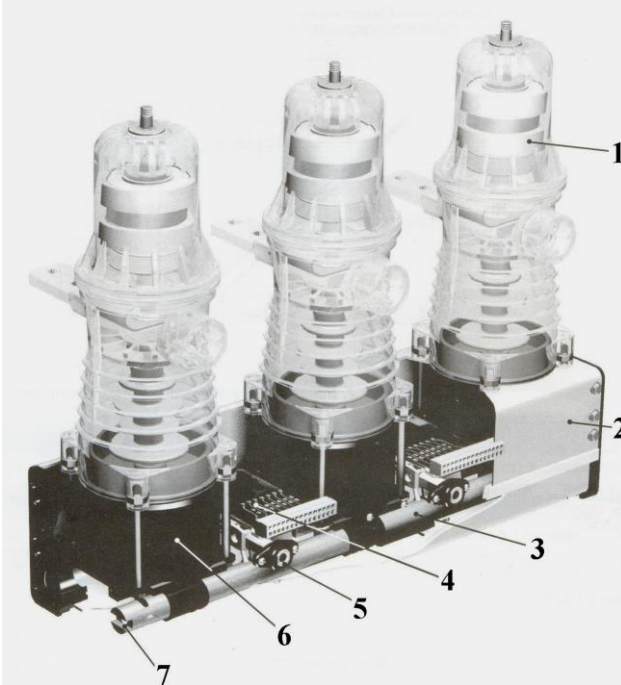
Ці електричні апарати призначені на напругу 6–10 кВ і струм до 1 000 А.



*Рисунок 2.5 – Масляний вимикач типу ВМГ-132:
1 – вал; 2 – рама; 3 – тяга;
4 – прохідний ізолятор;
5 – бак полюса*

• **Вакуумні вимикачі.** У цих вимикачах розмикання контактів відбувається всередині камери, у якій тиск повітря не перевищує 10^{-4} Па. За такого низького тиску густина газу надзвичайно мала, а тому умови горіння електричної дуги дуже погані. Прикладом такого електричного апарата може бути

вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630-У2 (рис. 2.6), призначений для номінальної напруги 10 кВ (найбільшої робочої напруги – 12,5 кВ) і номінального струму 630 А.



**Рисунок 2.6 – Вакуумний вимикач
типу ВВ/TEL-10-12,5/630-У2:
1 – вакуумна дугогасильна камера; 2 – основа;
3 – вал; 4 – допоміжні контакти; 5 – тяга блокування;
6 – привод; 7 – торцевий вузол**

Вакуумні вимикачі, порівнюючи з масляними, мають низку істотних переваг, основними з яких є :

- високі механічний і комутаційний ресурси;
- мале власне електроспоживання;
- малі габарити й вага;
- низька трудомісткість виробництва та помірні ціни.

Але цим вимикачам властиві й недоліки, основними з яких є:

- метал контактів розпиляється за час горіння дуги, тому питання зносостійкості одне з найголовніших для цих електричних апаратів;
- контактна система функціонує в дуже важких умовах, тому що наявність вакууму в місці контакту значно погіршує умови тепловідведення.

Високовольтні вимикачі вибирають за такими параметрами: номінальною напругою (U_n), номінальним струмом (I_n), номінальним струмом або потужністю вимкнення ($I_{n \text{ від}}$ або $S_{n \text{ від}}$), струмом електродинамічної стійкості ($I_{дин}$), струмом термічної стійкості й тривалістю його проходження ($I_{тер}/t_{тер}$), часом вимкнення $t_{від}$, типом привода. Технічні характеристики певних високовольтних вимикачів зазначені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Основні технічні характеристики високовольтних вимикачів

<i>Тип</i>	U_n , кВ	I_n , А	$I_{n \text{ від}}$, кА	$I_{дин}$, кА	$I_{тер}/t_{тер}$, кА/с	$t_{від}$, с	<i>Тип привода</i>
Масляні							
ВММ-10-400-10	10	400	10	25	10/4	0,1	Пружинний
ВК-10-630-20	10	630	20	52	20/4	0,05	
ВКЭ-10-20/630	10	630	20	52	20/4	0,07	Електромагнітний
ВМПЭ-10-630-31,5	10	630	31,5	80	31,5/4	0,12	
Вакуумні							
ВВ/TEL-10-12,5-630	10	630	12,5	82	12,5/0 ,15	0,1	Електромагнітний
ВВЭ-10-31,5/630	10	630	31,5	80	31,5/3	0,055	
ВВЭ-10-31,5/3150	10	3150	31,5	80	31,5/3	0,055	
Електромагнітні							
ВЭЭ-6-40/3150	6	3150	40	128	40/3	0,06	Електромагнітний
ВЭМ-10Э-1000-20	10	1000	20	52	20.4	0,05	

На електричних схемах вимикачі зображують умовними графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в п. 49 додатка Б.

Для ввімкнення, надійного утримання у ввімкненому положенні й вимкнення вимикачів використовують **приводи**.

Залежно від принципу дії приводи вимикачів класифікують на ручні, пружинні, електромагнітні й пневматичні.

У **ручному приводі** для увімкнення й вимкнення застосовують фізичну силу оператора. Цей вид привода найпростіший, але його швидкодія значно залежить від сили й правильності дій оператора. Такий вид привода найчастіше використовують для вимикачів невеликої потужності.

У **пружинному приводі** для виконання роботи, пов'язаної з увімкненням/вимкненням, застосовують потенційну енергію заведеної пружини. Швидкодія електричних апаратів із таким приводом переважно залежить від накопиченої потенційної енергії пружини й кінематичної схеми привода. Такий вид привода використовують у масляних, вакуумних та електромагнітних вимикачах.

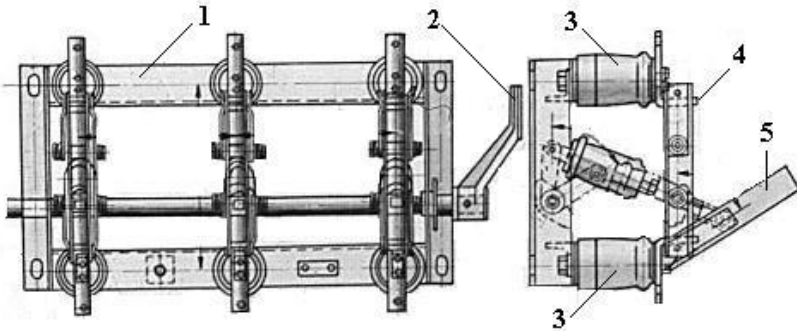
В **електромагнітних приводах** енергію, необхідну для виконання операцій увімкнення/вимкнення, створюють низьковольтні електромагніти зазвичай постійного струму. Недолік такого виду привода – необхідність мати потужну акумуляторну батарею або випрямляч.

У **пневматичних приводах** зусилля для увімкнення/вимкнення створюють за допомогою пневмоциліндра, що живиться від компресора. Такі приводи передусім застосовують для вимикачів із номінальною напругою 110 кВ і вищою, а для вимикачів електропостачальних систем міських і сільських районів вони не типові.

- **Роз'єднувачі** призначені для розмикання й замикання електричних кіл, що перебувають під напругою, але без навантаження, створення видимого зазору між контактами й заземленням. Вони забезпечують необхідні перемикання для одержання потрібних схем з'єднання або вимкнення певних ділянок, ліній чи окремого електрообладнання для їх огляду, ремонту та заземлення.

Прикладом такого електричного апарата є триполюсний роз'єднувач для внутрішньої установки типу РВ на напругу 10 кВ і струм 400 А (рис. 2.7). Керування роботою такого

роз'єднувача здійснюють за допомогою ручного привода, наприклад типу ПР-2.



*Рисунок 2.7 – Роз'єднувач типу РВ:
1 – рама; 2 – рукоятка привода; 3 – опорні ізолятори;
4 – нерухомі контакти; 5 – рухомі контакти*

Роз'єднувачі – одні з найпростіших і найпоширеніших електричних апаратів. Від надійності їх функціонування значно залежить надійність функціонування всієї електропостачальної системи. Основними причинами ненадійності більшості типів роз'єднувачів є недостатні динамічна й термічна стійкості під час проходження через їх контакти струмів короткого замикання, а також неможливість відключення електричних кіл під навантаженням. У більшості сучасних конструкцій роз'єднувачів передбачені різні види блокування, що внеможливають розмикання електричних кіл під навантаженням.

Роз'єднувачі вибирають за такими параметрами: номінальною напругою (U_n), номінальним струмом (I_n), струмом електродинамічної стійкості ($I_{дин}$), струмом термічної стійкості й тривалістю його проходження ($I_{тер}/t_{тер}$), типом привода. Технічні характеристики певних роз'єднувачів зазначені в таблиці 2.3.

На електричних схемах роз'єднувачі зображують умовним графічним і буквеним позначенням, як зазначено в п. 50 додатка Б.

Таблиця 2.3 – Основні технічні характеристики роз'єднувачів

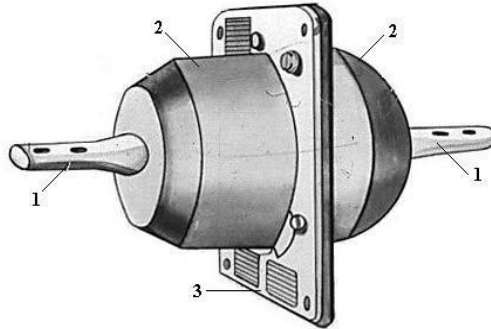
Тип	$U_{\text{н}}$ кВ	$I_{\text{н}}$, А	$I_{\text{дин}}$, кА	$I_{\text{тер}}/t_{\text{тер}}$ кА/с		Тип привода
				головних ножів	ножів заземлення	
РВ, РВФ, РВФЗ	6	400	41	16/4	–	ПР-10, ПР-11
		600	52	20/4	20/1	
		1 000	100	40/4	31,5/1	
РВ, РВФ, РВФЗ	10	400	41	16/4	16.1	ПР-10, ПР-11
		600	52	20/4	20/1	
		1 000	100	40/4	31,5/1	

• **Трансформатори струму** призначені для розширення межі виміру таких вимірювальних приладів, як амперметри й ватметри, живлення обмоток струму лічильників електричної енергії та котушок електричних апаратів захисту й контролю струму та ін.

Прикладом такого електричного апарата може бути трансформатор струму типу ТПОЛ-10 (рис. 2.8). Він є прохідним одновитковим. Функцію первинної обмотки в ньому виконує струмопровідна шина (1). Витки вторинної обмотки знаходяться всередині литого ізолятора (2).

Трансформатори струму вибирають за такими параметрами: номінальною напругою ($U_{\text{н}}$), номінальним струмом первинної ($I_{1\text{н}}$) та вторинної ($I_{2\text{н}}$) обмоток, струмом (*кратністю) електродинамічної стійкості ($I_{\text{едс}}$), струмом (*кратністю) термічної стійкості ($I_{\text{тер}}$), часом термічної стійкості $t_{\text{тер}}$, класом точності $k_{\text{точ}}$, номінальним навантаженням вторинної обмотки $S_{\text{ном}}$.

Технічні характеристики певних трансформаторів струму зазначені в таблиці 2.4.



**Рисунок 2.8 – Трансформатор струму типу ТПОЛ-10:
1 – струмопровідна шина; 2 – ізолятор;
3 – панель кріплення**

На електричних схемах трансформатори струму зображують умовним графічним і буквеним позначенням, як зазначено в п. 13 додатка Б.

Таблиця 2.4 – Основні технічні характеристики трансформаторів струму

Тип	$U_{нр}$ кВ	$I_{нр}$ А	$I_{2нр}$ А	$I_{едср}$ кА	$I_{терр}$ кА	$t_{терр}$ с	$S_{номр}$ В·А	$k_{точ}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТПОЛ-10	10	600, 800, 1 000, 1 500	5	81*, 69*, 45*	31*, 27*, 18*	3	10	0,5
ТВЛМ- 6	6	10–75, 100–200, 300, 400	5	0,64–4,9, 6,9–13,8, 17,5, 20,5	3,5– 26,4, 35,2–52, 52, 52	3	15	1
ГЛМ-10	10	50–200, 300, 400, 600, 800, 1 000, 1 500	5	17,6–35,2, 100, 100, 100	2,8–10,1, 18,4, 23, 26	3	10	0,5
ТПЛК-10	10	10–50, 100–400, 500, 800, 1 000, 1 600	5	2,47–14,8, 74,5, 74,5, 74,5, 74,5	0,45–2,2, 14,5, 19, 27, 27	4	10	0,5

Продовження табл. 2.4

ТЛК-10	10	30–50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1 000, 1 500	5	8–25, 52, 52, 52, 81	1,6–4, 10, 10, 16, 31,5	3	10	0,5
ТПЛ-10	10	30–200, 300, 400	5	250*, 175*, 165*	34*, 34*, 34*	3	10	0,5
ТЛШ-10	10	2 000, 3 000	5	81, 81	31, 31,5	3	20	0,56

• **Трансформатори напруги** призначені для розширення межі виміру таких вимірювальних приладів, як вольтметри й ватметри, живлення обмоток напруги лічильників електричної енергії та котушок електричних апаратів захисту й контролю напруги та ін. Прикладом такого приладу може бути трансформатор типу НОМ-10 (рис. 2.9). Цей трансформатор напруги однофазний. Його осердя (5) із первиною та вторинною обмотками (6) розміщують усередині бака (1), що заповнюють оливою.

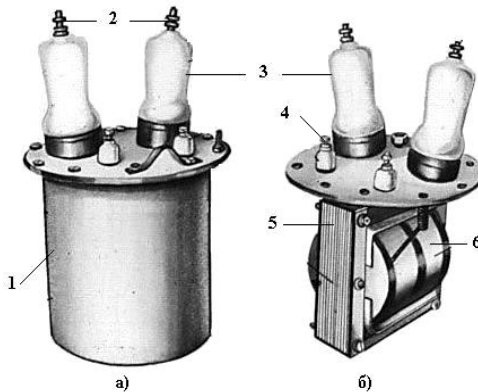


Рисунок 2.9 – Вимірювальний трансформатор напруги типу НОМ-10: а) у зібраному стані; б) без бака;

**1 – бак; 2 – вводи високої напруги;
3 – ізолятори введів високої напруги;
4 – вводи низької напруги;
5 – осердя; 6 – обмотки**

Трансформатори напруги вибирають за такими параметрами: номінальними напругами обмоток: $U_{н1}$ – первинною, $U_{н2осн}$ – основною вторинною, $U_{н2дод}$ – додатковою вторинною; потужностями: $S_{ном}$ – номінальною, S_{max} – максимальною.

Технічні характеристики певних трансформаторів напруги наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Основні технічні характеристики трансформаторів напруги

Tun	$U_{н1}$, кВ	$U_{н2осн}$, кВ	$U_{н2дод}$, кВ	$S_{ном}, B \cdot A$				S_{max} , В · А
				у класі точності				
				0,2	0,5	1	3	
НОМ-10	10	100	–	–	75	150	300	630
НОЛ.08	6	100	–	30	50	75	200	400
	10	100	–	50	75	150	300	630
ЗНОЛ.09	$3/\sqrt{3}$	$10/\sqrt{3}$	$100 : 3$	15	30	50	150	250
	$6/\sqrt{3}$		або 100	30	50	75	200	400
	$10/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
ЗНОЛ.06	$6/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	$100 : 3$	30	50	75	200	400
	$10/\sqrt{3}$		або 100	50	75	150	300	630
НТМИ-6	3	100	$100 : 3$	–	50	75	200	400
	6	100		–	75	150	300	630
НТМИ-10	10	100	$100 : 3$	–	120	200	500	960

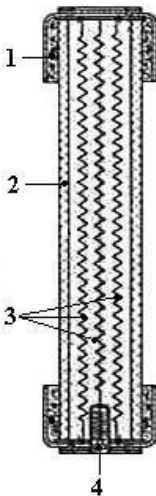
На електричних схемах трансформатори напруги зображують умовним графічним і буквеним позначенням, як зазначено в п. 14 додатка Б.

• **Високовольтні запобіжники** призначені для захисту від струмів короткого замикання й довготривалих перевантажень струмом. Прикладом такого електричного апарата може бути запобіжник плавкий типу ПКТ (рис. 2.10), що захищає трансформатор від напруги. Основним елементом запобіжника типу ПКТ є плавкі вставки (3), розміщені всередині порцелянового корпусу (2).

Під час довготривалих перевантажень чи протікання струму короткого замикання відбувається перегорання плавкої вставки (3), про що свідчить висунуте положення показника спрацювання (4). Для прискорення гасіння дуги й покращання умов відведення тепла порцеляновий корпус заповнюють кварцовим піском.

Запобіжники вибирають за такими параметрами: номінальною напругою, номінальним струмом, найбільшим струмом вимкнення.

Технічні характеристики певних високовольтних запобіжників наведені в таблиці 2.6.



*Рисунок 2.10 – Високовольтний запобіжник типу ПКТ:
1 – контакт; 2 – порцеляновий корпус;
3 – плавкі вставки;
4 – показник спрацювання*

Таблиця 2.6. – Основні технічні характеристики високовольтних запобіжників

<i>Тип</i>	<i>Номінальна напруга, кВ</i>	<i>Найбільший номінальний струм, А</i>	<i>Найбільший струм вимкнення, кА</i>
ПКТ	6 10	Не нормують	85 50
ПК-6	6	200	20
ПК-10	10	100	12

На електричних схемах запобіжники зображують умовним графічним і буквеним позначенням, як зазначено в п. 16 додатка Б.

• **Розрядники й обмежувачі перенапруг** призначені для захисту від комутаційних і грозових перенапруг. Завдяки їх використанню вдається знизити міцність електричної ізоляції електричних апаратів та обладнання, а відповідно і їх вартість.

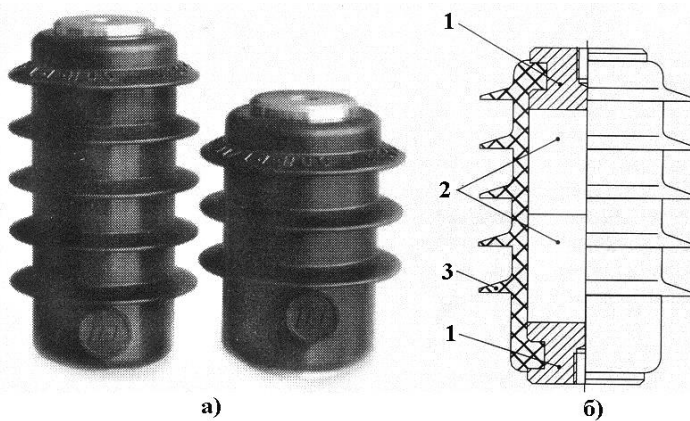
В електропостачальних системах міських і сільських районів широко використовують трубчаті й вентиляльні розрядники.

Більш сучасними й перспективними є обмежувачі перенапруг, що все частіше використовують замість трубчатих і вентиляльних розрядників під час проектування, технічного переозброєння та реконструкції електроустановок. Прикладом такого електричного апарата можуть бути обмежувачі перенапруг серії ОПН/TEL (рис. 2.11). Обмежувачі типу ОПН-КР/TEL призначені для захисту електрообладнання напругою 6–10 кВ, а обмежувачі типу ОПН-РТ/TEL – для захисту найбільш функціонально цінного електрообладнання напругою 6–10 кВ з ізольованою або компенсованою нейтраллю. Конструктивно електричні апарати двох типів виготовлені однаково й відрізняються лише величиною струму уткання.

Основною складовою обмежувача перенапруг серії ОПН/TEL є послідовно з'єднані металооксидні резистори (2), що знаходяться всередині ізоляційного корпусу (3). Високолінійна вольт-амперна характеристика резисторів дозволяє безперервне знаходження електричного апарата під напругою.

Під час роботи обмежувача перенапруг у нормальному режимі через електроди (1) і резистори (2) протікає незначний ємнісний струм, що становить частки міліампер. Якщо виникає перенапруга, резистори миттєво переходять у струмопровідний стан та обмежують подальше наростання напруги до рівня, небезпечного для ізоляції обладнання, що обмежувач напруги повинен захищати. Коли перенапруга знижується, опір резисторів обмежувача миттєво зростає, і вони повертаються в непровідний стан.

Обмежувачі перенапруг вибирають за номінальною напругою й струмом пропускнуї здатності. Технічні характеристики певних обмежувачів перенапруг серії ОПН/TEL наведені в таблиці 2.7.



*Рисунок 2.11 – Обмежувачі перенапруг типу ОПН/TEL:
а) вигляд зовні; б) креслення в розрізі:
1 – електроди; 2 – резистори; 3 – корпус*

Таблиця 2.7 – Основні технічні характеристики обмежувачів перенапруг серії ОПН/TEL

<i>Тип</i>	<i>Номінальна напруга, кВ</i>	<i>Струм пропускнуї здатності, А</i>
ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ1	6	250
ОПН-КР/TEL-10/12,0 УХЛ1	10	250
ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2	6	250
ОПН-КР/TEL-6/6,6 УХЛ2	6	250
ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ2	6	250
ОПН-КР/TEL-10/10,5 УХЛ2	10	250
ОПН-КР/TEL-10/12,0 УХЛ1	10	250
ОПН-РТ/TEL-3/4,0 УХЛ2	3	500
ОПН-РТ/TEL-6/6,0 УХЛ2	6	500
ОПН-РТ/TEL-6/6,9 УХЛ2	6	500
ОПН-РТ/TEL-10/11,5 УХЛ2	10	500

На електричних схемах розрядники й обмежувачі напруги зображуються умовним графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в п. 17 додатка Б.

2.3 Трансформаторні підстанції

2.3.1 Основні складові та класифікація

На відміну від РП, на ТП міських і сільських районів, крім функцій, пов'язаних із прийманням та розподілом електричної енергії, покладають і функцію трансформації напруги переважно з 6–10 кВ на 0,4 кВ. Розподіл електричної енергії на ТП може відбуватися або лише на напрузі 0,38/0,22 кВ (тупикові ТП), або як на напрузі 0,38/0,22 кВ, так і 6–10 кВ (прохідні ТП).

ТП мають три **основні складові частини**:

- 1) розподільну установку (РУ) з боку високої напруги;
- 2) один або два силові трансформатори;
- 3) РУ з боку низької напруги.

ТП **класифікують** за такими ознаками:

- кількістю трансформаторів: одно- й двотрансформаторні;
- потужністю трансформаторів: до 100, від 100 до 630, від 630 і вище кВА;
- схемою комутації: радіальна, петлева, з автоматичним увімкненням резерву;
- видом введів: із кабельним, повітряним, повітряно-кабельним;
- за конструктивним виконанням: збірні, стаціонарні, комплектні.

2.3.2 Збірні й стаціонарні трансформаторні підстанції

Збірні ТП є спорудами із залізобетонних елементів, із яких три нижні створюють фундамент і підпілля, а з трьох верхніх споруджують приміщення, у якому розміщують обладнання РУ й трансформатори.

Обладнання й елементи будівельних частин виготовляють на спеціалізованих підприємствах і поставляють комплектно на місце знаходження ТП, де встановлюють елементи та трансформатори, зварюють арматуру, цементують будівельні шви й здійснюють кінцевий монтаж і налагодження обладнання.

Стаціонарні ТП – це окремі споруди з цегли або споруди, прибудовані чи вбудовані до/в споруди комунального чи житлового призначення.

У міських районах використовують переважно ТП, побудовані згідно з типовими проектами єдиної серії, розробленої ще за часів Радянського Союзу. Нижче наводимо схеми й короткі характеристики найбільш поширених ТП єдиної серії:

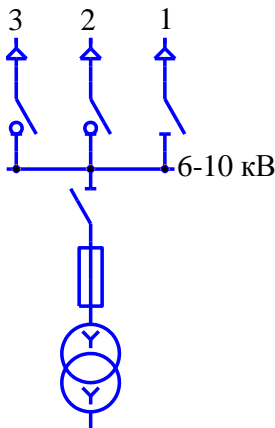
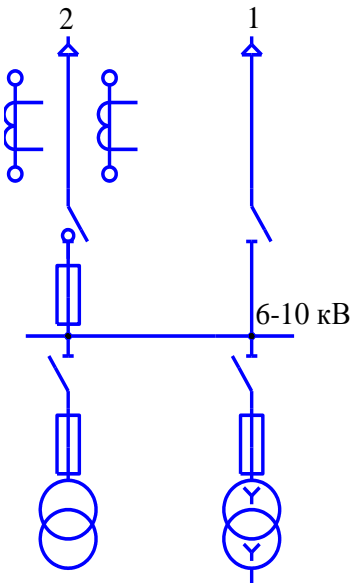


Рисунок 2.12 –
Схема №1
типу К-31-630

• **схема № 1 типу К-31-630**
(рис. 2.12):

- має кабельні вводи;
- живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;
- лінії 2 і 3 є такими, що відходять. Комутація в них відбувається за допомогою вимикачів навантаження типу ВН-16;
- має один силовий трансформатор потужністю 100–630 кВА;
- використовують у петлевих розподільних мережах;



*Рисунок 2.13 –
Схема № 2
типу К-31-630*

• **схема №2 типу К-31-630**
(рис. 2.13):

– має кабельні вводи;
– живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;

– лінія 2 є такою, що відходить, і нею можливе живлення самостійного споживача. Комутація в лінії відбувається за допомогою вимикача навантаження типу ВНП-16;

– облік електричної енергії забезпечують завдяки використанню трансформаторів струму типу ТПЛ і напруги типу НТМК;

– ТП має один силовий трансформатор потужністю 100–630 кВА;

– використовують у радіальних схемах живлення;

• **схема № 3 типу К-31-630** (рис. 2.14):

– має кабельні вводи;

– живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою вимикача навантаження типу ВН-16;

– лінії 2 і 3 є такими, що відходять. Комутація в них відбувається за допомогою вимикачів навантаження: у лінії 2 – типу ВНП-17, у лінії 3 – типу ВН-16;

– лінію 2 використовують як резервну, і до неї підключений трансформатор напруги;

– ТП має один силовий трансформатор потужністю 100–630 кВА;

– використовують у розподільних мережах з АВР напругою 6–10 кВ;

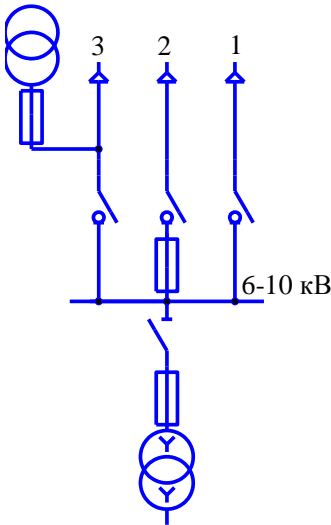


Рисунок 2.14 –
Схема № 3
типу К-31-630

• **схема №1 типу В-41-400** (рис. 2.15):

- має повітряні вводи;
- живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;
- лінії 2, 3 і 4 є такими, що відходять. Комутація в них відбувається за допомогою вимикачів навантаження типу ВН-16;
- захист від перенапруг із боку високої напруги здійснюють за допомогою розрядника типу РВП;
- має один силовий трансформатор потужністю 100–400 кВА;
- використовують у петлевих розподільних мережах.

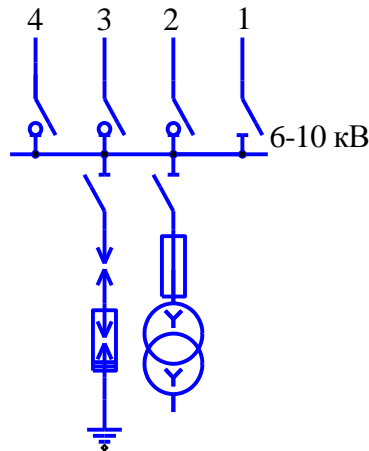


Рисунок 2.15 – Схема № 1
типу В-41-400

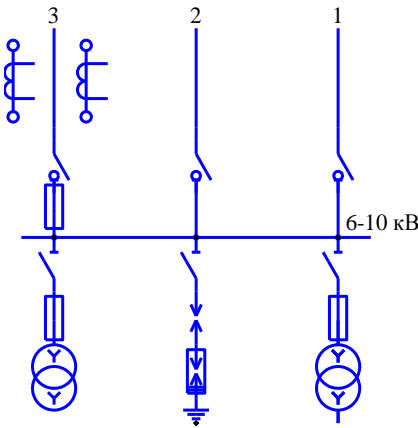


Рисунок 2.16 –
Схема № 2 типу В-41-400

• **схема №2 типу В-41-400** (рис. 2.16):

– має повітряні вводи;
– живлення здійснюють лінією 1, а лінії 2 і 3 є такими, що відходять. Комутація в лініях відбувається за допомогою вимикачів навантаження типу ВНП-16;

– захист від перенапруг з боку високої напруги забезпечують за допомогою розрядника типу РВП;

– облік електричної енергії здійснюють завдяки використанню трансформаторів струму типу ТПЛ і напруги типу НТМК;

– має один силовий трансформатор потужністю 100–400 кВА;
– використовують у петлевих розподільних мережах;

• **схема №1 типу К-32-400** (рис. 2.17):

– має кабельні вводи;

– живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;

– лінії 2 і 3 є такими, що відходять. Комутація в лініях відбувається за допомогою вимикачів навантаження типу ВН-16;

– має два силові трансформатори потужністю 100–400 кВА, один із яких використовують для живлення мережі загального призначення, а інший – для самостійного споживача;

– для захисту трансформаторів передбачені запобіжники типу ПК;

– використовують у петлевих розподільних мережах;

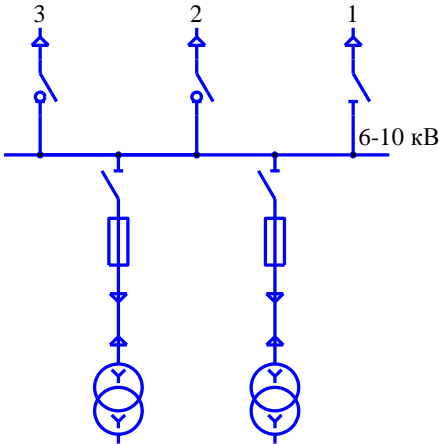


Рисунок 2.17 –
Схема №1
туню К-32-400

• **схема №2 типу К-32-630**
(рис. 2.18):

- має кабельні вводи;
- живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;
- лінія 2 є такою, що відходить. Комутація в ній відбувається за допомогою вимикача навантаження типу ВВП-16, а облік електроенергії здійснюють із використанням трансформатора струму типу ТПЛ;
- має два силових трансформатори потужністю 100–630 кВА;
- для захисту трансформаторів і лінії, що відходить, призначені запобіжники типу ПК;
- використовують у радіальних розподільних мережах;

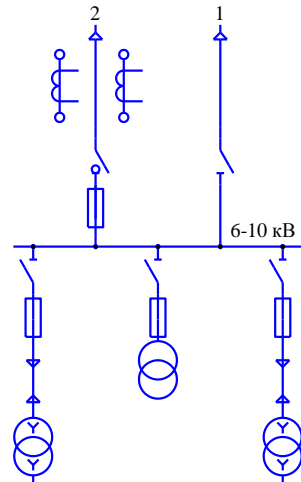


Рисунок 2.18 –
Схема №2
туню К-32-630

• **схема №3 типу К-32-630**
(рис. 2.19):

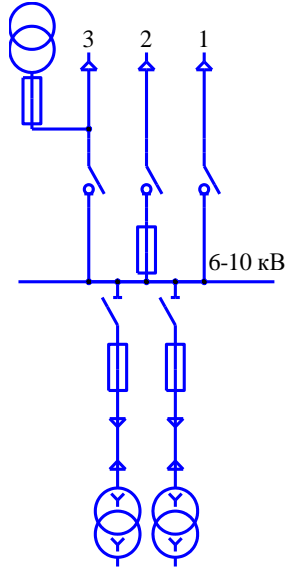
– має кабельні вводи;
– живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою вимикача навантаження типу ВН-16;

– лінії 2 і 3 є такими, що відходять. Комутація в них відбувається за допомогою вимикачів навантаження: у лінії 2 – типу ВНП-16, у лінії 3 – типу ВН-16;

– лінію 3 використовують як резервну, і до неї підключений трансформатор напруги;

– має два силові трансформатори потужністю 100–630 кВт, один із яких використовують для живлення мережі загального призначення, а інший – для самостійного споживача;

– використовують у розподільних мережах з АВР напругою 6–10 кВ;



*Рисунок 2.19 –
Схема № 3
типу К-32-630*

• **схема №1 типу КСК-32-630** (рис. 2.20):

– має три вводи;

– живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою вимикача навантаження типу ВН-16;

– лінії 2 і 3 є такими, що відходять. Комутація в лініях відбувається за допомогою вимикачів навантаження типу ВН-16;

– має два силові трансформатори потужністю 100–630 кВт;

– до шин високої напруги підключена конденсаторна батарея;

– використовують для живлення суспільно-комунальних і промислових підприємств;

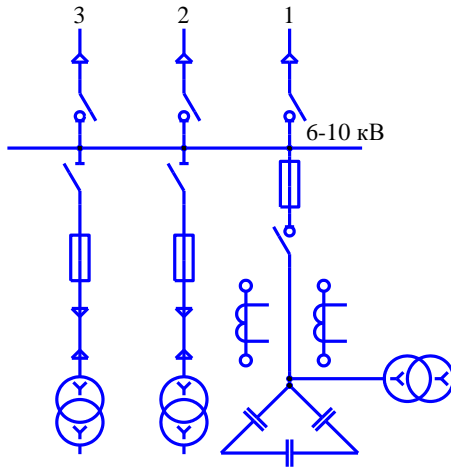


Рисунок 2.20 – Схема №1 типу КСК-32-630

- **схема №2 типу КСК-32-630** (рис. 2.21):
 - має два вводи;
 - живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою роз'єднувача типу РВ;
 - лінія 2 є такою, що відходить. Комутація в лінії відбувається за допомогою вимикача навантаження типу ВН-16. Нею можуть здійснювати живлення окремого споживача, а для обліку відпущеної електроенергії використовують трансформатори струму типу ТПЛ і напруги типу НТМК;
 - має два силові трансформатори потужністю 100–630 кВт;
 - до шин високої напруги підключена конденсаторна батарея;
 - використовують для живлення суспільно-комунальних і промислових підприємств;
 - використовують у схемах радіального живлення;

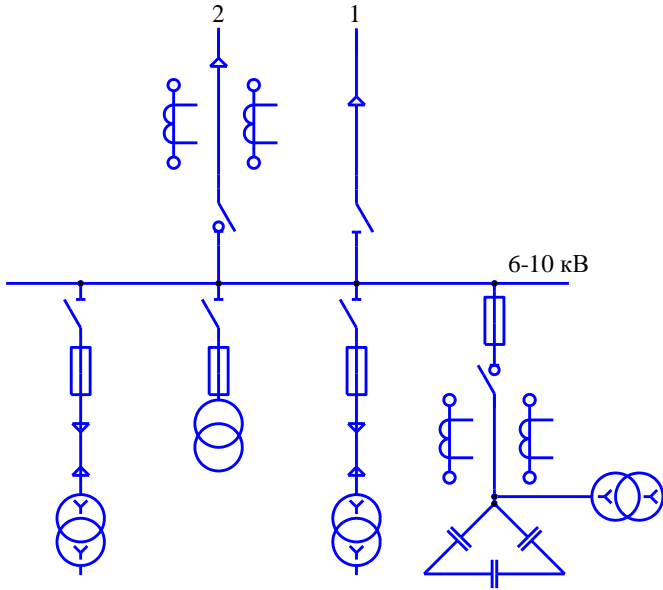
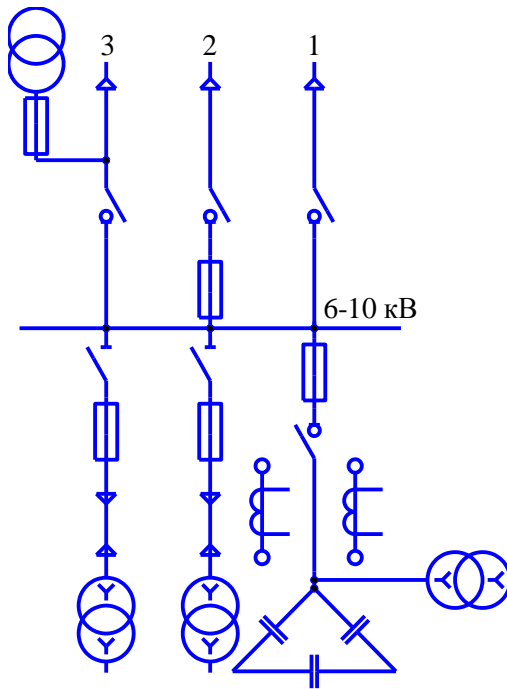


Рисунок 2.21 – Схема № 2 типу КСК-32-630

- **схема №3 типу КСК-32-630** (рис. 2.22):
 - має кабельні вводи;
 - живлення здійснюють лінією 1, комутація в якій відбувається за допомогою вимикача навантаження типу ВН-16;
 - лінії 2 і 3 є такими, що відходять. Комутація в лініях відбувається за допомогою вимикачів навантаження: у лінії 2 – типу ВНП-16, а в лінії 3 – типу ВН-16;
 - має два силові трансформатори потужністю 100–630 кВт;
 - до шин високої наруги підключена конденсаторна батарея для компенсації реактивної енергії;
 - використовують для живлення суспільно-комунальних і промислових підприємств;
 - використовують у розподільних мережах з АВР напругою 6–10 кВ.



*Рисунок 2.22 – Схема № 3
типу КСК-32-630*

На рисунку 2.23 наведена принципова електрична схема первинних з'єднань ТП єдиної серії – схема № 1 типу К-32-630. Живлення ТП здійснюють від ТП-137. До ліній, що відходять, підключені ТП-237 і РП-23.

РУ-0,4 кВ має дві секції шин, з'єднаних секційним роз'єднувачем. Кожна з ліній із боку низької напруги має роз'єднувач типу РВ-400 і запобіжник типу ПН-2. Номінальні значення струмів плавкої вставки запобіжників зазначені поряд з умовними позначеннями елементів.

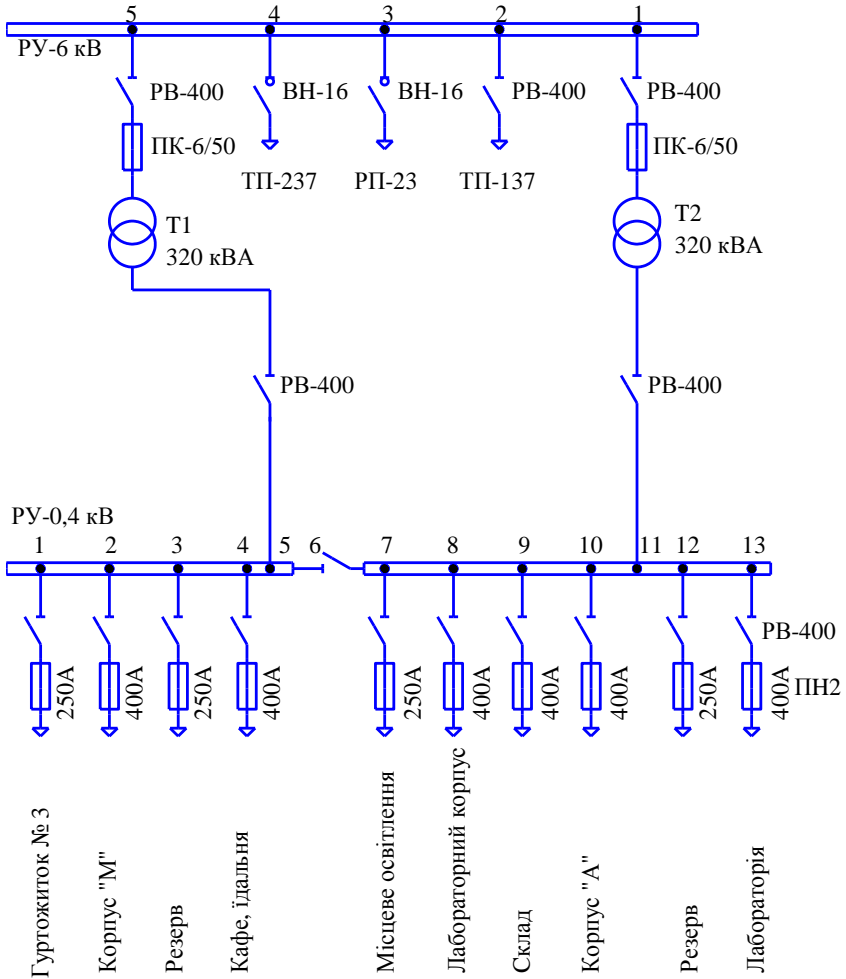


Рисунок 2.23 – Принципова електрична схема ТП

2.3.3 Комплектні трансформаторні підстанції

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) – це трансформаторні підстанції, що майже повністю (до 95 % заводської готовності) поставляють скомплектованими на місце їх установлення й експлуатації.

КТП призначені для приймання електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц напругою 6 або 10 кВ (значно рідше – 20 або 35 кВ), трансформації її до напруги 380/220 В і розподілу на цій напрузі окремими лініями живлення між споживачами. Певні КТП (прохідні) можуть виконувати й функцію транзиту електричної енергії на високій напрузі.

КТП класифікують за такими ознаками:

- **місцем установлення:** внутрішнього й зовнішнього встановлення;
- **кількістю трансформаторів:** одно- й двотрансформаторні;
- **кількістю фаз мережі живлення:** одно- й трифазні;
- **видом уводів:** із кабельним і повітряним уводами;
- **конструктивним виконанням:** шафові (*рос.* шкафные), стовпові, щоглові (*рос.* мачтовые), кіоскові;
- **функцією виконання в схемі електропостачання:** тупикового та прохідного типів.

КТП використовують і в електропостачальних системах міських районів, але найбільш поширенні вони в сільській місцевості. Промисловість виготовляє велику кількість різноманітних КТП для електропостачання міських і сільських районів. Розглянемо деякі з них.

2.3.3.1 Комплектні трансформаторні підстанції КТП-25-250/10/0,4

КТП-25-250/10/0,4 (далі – КТП) – це однострансформаторна тупикова підстанція зовнішньої установки стовпового типу. Назва типу пов'язана зі способом установки її частин на опорах із залізобетону – стовпах (рис. 2.24). Вони призначені для електропостачання сільських споживачів, окремих населених пунктів і невеликих підприємств, мають два види кліматичного виконання (У1 і Т1), їх виготовляють на потужності: 25, 40, 63, 100, 160, 250 кВА.

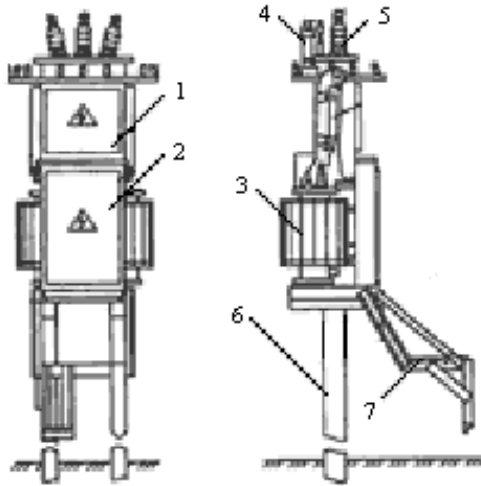


Рисунок 2.24 – Складові КТП стовпового типу:

- 1 – установка з боку високої напруги;*
- 2 – розподільна установка з боку низької напруги;*
- 3 – трансформатор силовий;*
- 4 – високовольтні розрядники; 5 – прохідні ізолятори;*
- 6 – опори (стовпи) із залізобетону;*
- 7 – майданчик для обслуговування*

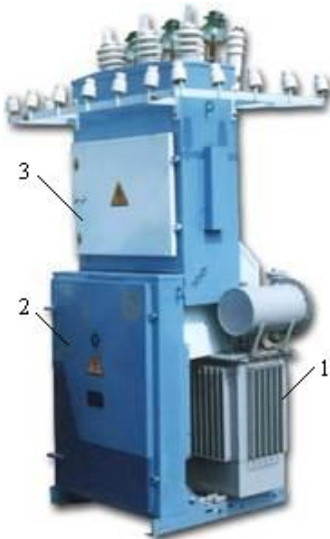
Умовне позначення (КТП-25-250\10\0,4) підстанції розшифровують так: К – комплектна, Т – трансформаторна, П – підстанція, 25–250 – номінальна потужність трансформатора (від 25 до 250 кВА), 10 – номінальне значення напруги з боку високої напруги, кВ; 0,4 – номінальне значення лінійної напруги з боку низької напруги, кВ.

Основні технічні характеристики КТП наведені в таблиці 2.8.

Основними складовими КТП є:

- установка з боку високої напруги;
- трансформатор силовий зовнішньої установки;
- розподільна установка з боку низької напруги.

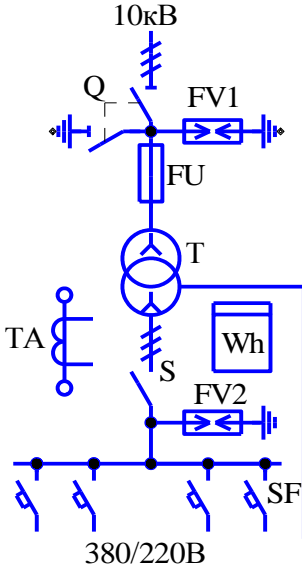
Більшість високовольтих електричних апаратів КТП знаходяться у верхній металевій шафі установки (3) з боку високої напруги (рис. 2.25). Лише високовольтні розрядники закріплені зовні на шафі, а роз'єднувач – на останній опорі високовольтної ЛЕП. Низьковольтні електричні апарати й вимірювальні прилади знаходяться всередині шафи РУ з боку низької напруги (2). Силовий трансформатор (1) розміщують позаду шафи РУ з боку низької напруги. Зверху на кронштейні розміщують металеві штирі з ізоляторами для кріплення дротів низьковольтих повітряних ЛЕП.



*Рисунок 2.25 – Вигляд зовні
КТП-250\10\0,4-У1:
1 – трансформатор;
2 – РУ з боку низької напруги;
3 – установка з боку високої
напруги*

Таблиця 2.8 – Технічні параметри КТП-25-250\10\0,4-У1(Т1)

Тип КТП	Бік високої напруги			Бік низької напруги												
	U _{н1} , кВ	Номинальний струм, А					ліній									
		трансформатора	запобіжника	трансформатора	ввідного автомата	1	2	3	4	Освітлення						
КТП 25-6/0,4У1	6	2,41	8	36,1	40	16	40	25	–	15						
КТП 25-10/0,4У1	10	1,45	5			16	40	25	–	15						
КТП 40-6/0,4У1	6	3,75	10	58	63	16	40	25	–	15						
КТП 40-10/0,4У1	10	2,31	8			16	40	25	–	15						
КТП 63-6/0,4У1	6	6,05	16	91	–	32	63	40	–	15						
КТП 40-10/0,4У1	10	3,64	10			32	63	40	–	15						
КТП 100-6/0,4У1	6	9,6	20	144,4	–	32	100	63	–	15						
КТП100-10/0,4У1	10	5,78	16			32	100	63	–	15						
КТП 160-6/0,4У1	6	15,4	32	231,5	–	63			–	15						
КТП 160-10/0,4У1	10	9,25	20			63			–	15						
КТП 250-10/0,4У1	10	14,45	32	361	–	50	50	100	400	15						
КТП25-6/0,4Т1	6	2,41	8	36,1	–	–	40	25	–	16						
КТП 25-6,6/0,4Т1	6,6	2,19									–	–			–	
КТП 25-10/0,4Т1	10	1,45	5													
КТП 25-11/0,4Т1	11	1,31														
КТП 40-6/0,4Т1	6	3,75	10								58	–	–	40	25	–
КТП 40-6,6/0,4Т1	6,6	3,5														
КТП 40-10/0,4Т1	10	2,31	8													
КТП 40-11/0,4Т1	11	2,1														
КТП 63-6/0,4Т1	6	6,05	16	91	–	40	60	40	–	32						
КТП 63-6,6/0,4Т1	6,6	5,52														
КТП 63-10/0,4Т1	10	3,64	10													
КТП 63-11/0,4Т1	11	3,31														
КТП 100-6/0,4Т1	6	9,6	20								144,4	–	63	100	63	–
КТП100-6,6/0,4Т1	6,6	8,75														
КТП 100-10/0,4Т1	10	5,78	16													
КТП 100-11/0,4Т1	11	5,25														
КТП 160-6/0,4Т1	6	15,4	32	231,5	–	63	160	80	–	32						
КТП 160-,6/0,4Т1	6,6	14,0														
КТП 160-10/0,4Т1	10	9,25	20													
КТП 160-11/0,4Т1	11	8,4														



*Рисунок 2.26 –
Однолінійна схема
первинних з'єднань
КТП-25-250\10\0,4-У1*

На рисунку 2.26 наведена однолінійна спрощена електрична схема первинних з'єднань КТП, що дає інформацію лише про її основні складові (Q – роз'єднувач, FV1, FV2 – розрядники, FU – запобіжники, Т – силовий трансформатор, ТА – трансформатори струму, Wh – лічильник активної енергії, SF – автоматичні вимикачі) і зв'язки між ними.

Інформацію про повний склад електричних апаратів і приладів, а також роботу в нормальному й аварійних режимах дає принципова електрична схема КТП, наведена на рисунку 2.27, а дані про її елементи містить таблиця 2.9.

Послідовність підключення КТП:

– розмикають ножі заземлення й замикають головні ножі роз'єднувача Q. Напряга від високовольної ЛЕП 10 кВ подається через головні ножі роз'єднувача Q і високовольні запобіжники FU1–FU3 на первинну обмотку силового трансформатора Т, у якому вона знижується до 380/220 В і підводиться до рубильника S;

– умикають рубильник S для подання напруги спочатку на трансформатори струму ТА1–ТА3, а потім на розподільні шини (А, В, С, N) і від них – до автоматичних вимикачів SF1–SF4, магнітного пускача КМ і запобіжників FU4–FU6 у системі вуличного освітлення;

– умикають автоматичні вимикачі SF1–SF4 для подання напруги на лінії 1–4, що відходять.

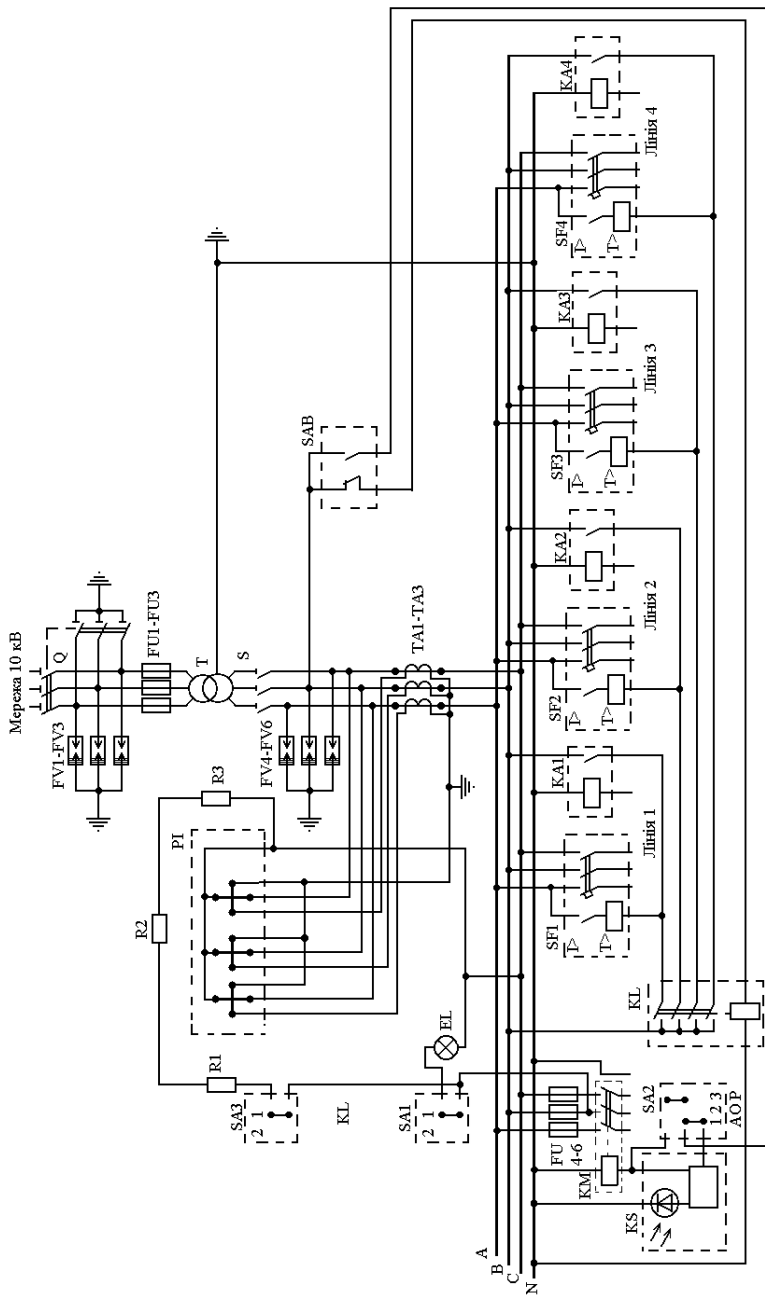


Рисунок 2.27 - Принципова електрична схема КТП 250/10/0,4-81-У1

Відключення КТП виконують у такій послідовності: вимикають автоматичні вимикачі SF1–SF4, потім рубильник S, розмикають головні ножі та замикають ножі заземлення роз'єднувача Q.

Таблиця 2.9 – Елементи принципової електричної схеми КТП-250\10\0,4-У1 (рис. 2.27)

Позначення	Назва	Тип
EL	Лампа освітлення	НВ-27
FV1–FV3	Високовольтні розрядники	РВО-10-У1
FV4–FV6	Низьковольтні розрядники	РВН-0,5-У1
FU1–FU3	Високовольтні запобіжники	ПТ1.2-10-31,5 У3
FU4–FU6	Низьковольтні запобіжники	Е-27
KA1–KA3	Реле струму	РЭВ-300
KL	Реле проміжне	РП-20
KM	Магнітний пускач	ПМЕ-211
KS	Фотореле	ФР-75
PI	Лічильник електричної енергії	САЧУ-И672
Q	Роз'єднувач	РЛНД
R1–R3	Резистор	ПЭ-75
S	Рубильник	Р-32У3
SA1–SA3	Перемикач	ПК10-1
SAB	Кінцевий вимикач	ВПК21-10АУ2
SF1–SF3	Автоматичний вимикач	А3716
SF4	Автоматичний вимикач	АЕ-2058-32
T	Силовий трансформатор	ТМ-250/10/0,4
TA1–TA3	Трансформатори струму	Т-0,66-У3

Керування роботою ліній вуличного освітлення. У схемі передбачене ввімкнення ліній вуличного освітлення як у ручному, так і в автоматичному режимах роботи. Вибір режиму задають перемикачем SA2. У ручному режимі (положення перемикача «Р») створюють замкнене електричне коло живлення котушки магнітного пускача КМ: фаза «В» → SAB → SA2 → котушка КМ → «N». В автоматичному режимі (положення перемикача «А») створюють замкнене електричне коло: фаза «В» → SAB → SA2 → фотореле KS → котушка КМ → «N». За достатнього сонячного освітлення фотореле KS

забезпечує розімкнення електричного кола, а за недостатнього – замкнення. Під час цього спрацьовує магнітний пускач КМ, замикаються його силові контакти, і напруга подається в мережу вуличного освітлення.

Облік електроенергії з боку низької напруги здійснюють за допомогою трифазного лічильника активної енергії РІ, струмові обмотки якого живляться від трансформаторів струму ТА1–ТА3, а обмотки напруги підключені безпосередньо до мережі. Для підтримання нормальної температури повітря в зимових умовах поблизу лічильника служать резистори R1–R3, що вмикають перемикачем SA3 (електричне коло: фаза «В» → FU5 → SA3 → R1–R3 → «N»).

Контроль наявності напруги й освітлення РУ з боку низької напруги в темний час доби здійснюють лампою EL, що вмикають перемикачем SA1 (електричне коло: фаза «В» → F5 → SA1 → EL → «N»).

Види захисту:

– з боку високої напруги:

- від **атмосферних і комутаційних перенапруг** – високовольтні розрядники FV1–FV3 ;
- від **багатофазних коротких замикань** – високовольтні запобіжники FU1–FU3;

– з боку низької напруги:

- від **атмосферних перенапруг** – низьковольтні розрядники FV4–FV6;
- від **довготривалого перевантаження й багатофазних коротких замикань силових ліній 380/220 В** – автоматичні вимикачі SF1–SF4 з умонтованими електромагнітними й тепловими розчіплювачами;
- від **однофазних коротких замикань «фаза – нуль»** – реле струму КА1–КА4. Цей вид захисту передбачений у кожній із ліній 1–4. Котушки реле струму КА1–КА4 підключені в нейтральні провідники ліній. Реле струму необхідно налагоджувати на спрацювання під час однофазних коротких замикань у найбільш віддалених місцях мережі. Якщо виникає коротке замикання «фаза – нуль» у певній лінії, спрацьовує відповідне реле струму КА1–КА4, замикається

його контакт і створюється замкнене електричне коло для спрацювання електромагнітного розчіплювача певного автоматичного вимикача SF1–SF4;

- **від перевантажень ліній вуличного й внутрішнього освітлення КТП та електричного кола підігріву лічильників** – запобіжники FU4–FU6.

Види блокувань. У КТП передбачені блокування, що не допускають:

- **замикання головних ножів роз'єднувача Q**, якщо замкнені ножі заземлення, і навпаки;

- **відкривання дверей шафи установки з боку високої напруги без розмикання головних ножів роз'єднувача й замикання ножів заземлення.** Блок-замок дверей шафи з боку високої напруги та блок-замок приводу ножів, що заземлюють, мають однаковий секрет і відповідно один ключ. Другим ключем відкривають лише блок-замок приводу головних ножів роз'єднувача. У ввімкненому положенні роз'єднувача обидва ключі встановлені на приводах головних ножів і ножів заземлення, звідки їх неможливо вийняти. Після розмикання головних ножів і замикання ножів заземлення виймають ключ із приводу ножів заземлення, яким відкривають двері шафи установки з боку високої напруги;

- **умикання й вимикання рубильника S під навантаженням.** Під час відкривання внутрішніх дверей РУ з боку низької напруги спрацьовує кінцевий вимикач SAB. Положення контактів кінцевого вимикача SAB на схемі показане за відкритих дверей. У такому положенні контактів SAB створюється замкнене електричне коло для спрацювання реле проміжного KL: фаза «В» → SAB → котушка KL → «N». Замикання контактів KL забезпечує спрацювання системи електромагнітного захисту автоматичних вимикачів SF1–SF4.

Для безпеки обслуговування та зручності експлуатації у дверях шафи РУ з боку низької напруги є отвори для управління комутаційними апаратами й контролювання показань лічильника.

2.3.3.2 Комплектні трансформаторні підстанції КТП1(2)-63-400/10/0,4-У1

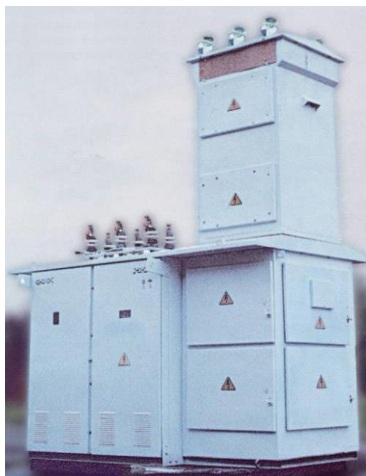
Ці КТП, що використовують в електропостачальних системах міських, сільських і дачних районів, прості за конструкцією та встановленням, дешеві й невибагливі в експлуатації. Їх виготовляють двох типів:

- тупикового – КТП1-63-400/10/0,4-У1 (рис. 2.28);
- прохідного – КТП2-63-400/10/0,4-У1 (рис. 2.29).

КТП обох типів мають повітряні вводи, а вводи ліній, що відходять, можуть бути як повітряними, так і кабельними. У КТП окремо передбачені лінії зовнішнього освітлення.



*Рисунок 2.28 –
КТП1-63-400/10/0,4-У1
(вигляд зовні)*



*Рисунок 2.29 –
КТП2-63-400/10/0,4-У1
(вигляд зовні)*

КТП прохідного типу відрізняються тим, що їх конструкція дозволяє підключати споживачів до двох високовольтних ліній.

Спрощені схеми КТП наведені на рисунку 2.30, а технічні характеристики – у таблиці 2.10.

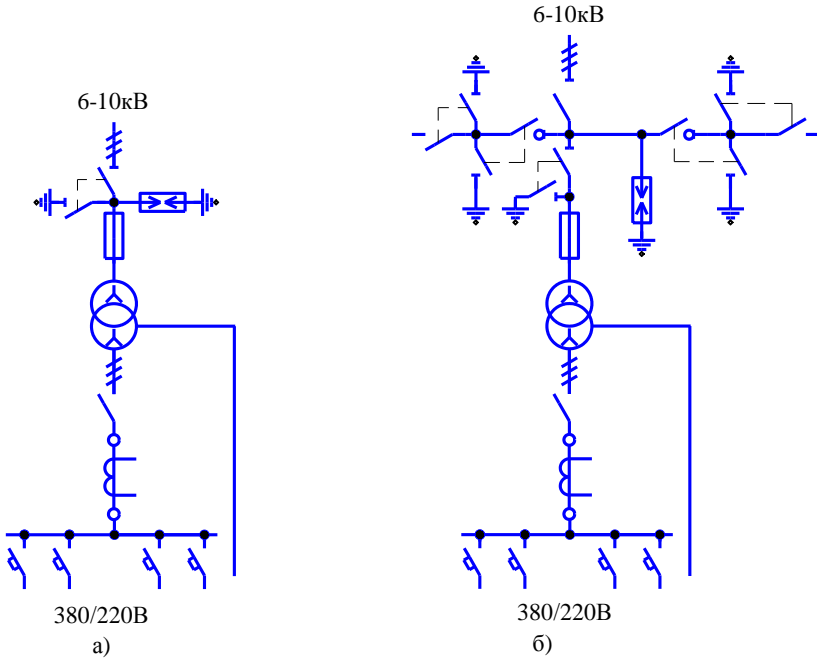


Рисунок 2.30 – Однолінійні схеми первинних з'єднань:
 а) КТП1-63-400/10/0,4-У1; б) КТП2-63-400/10/0,4-У1

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики КТП1(2)-63-400/10/0,4-У1

Потужність, кВА	Номинальний струм, А, і кількість ліній, що відходять
63	63-2; 80-1
100	63-2; 80-1; 100-1
160	80-1; 100-1; 160-2
250	100-2; 200-2
400	100-2; 160-1; 200-1; 400-1

2.3.3.3 Комплектні трансформаторні підстанції КТПГС-250-630/10/0,4-У1

Ці КТП (рис. 2.31) переважно використовують у системах електропостачання міських районів. Їх виготовляють двох типів – прохідного й тупикового. Вони можуть функціонувати як у радіальних, так і в петлевих схемах електропостачання.



*Рисунок 2.31 –
Підстанція
КТПГС-250-630/10/0,4-У1
(вигляд зовні)*

Підстанції типу КТПГС-250-630/10/0,4-У1 мають такі виконання:

- з ізолюваною або ефективно заземленою нейтраллю з боку високої напруги;
- із глухозаземленою нейтраллю з боку низької напруги;
- з одним або двома трансформаторами на потужності 250, 400, 630 кВА;
- із неізолюваними шинами;
- із рубильниками й запобіжниками або автоматичними вимикачами з боку низької напруги;
- із кабельними й повітряними вводами з боку високої та з кабельними вводами з боку низької напруг.

На рисунку 2.32 наведена схема, а в таблиці 2.11 – технічні характеристики цього типу КТП із рубильниками й запобіжниками з боку низької напруги.

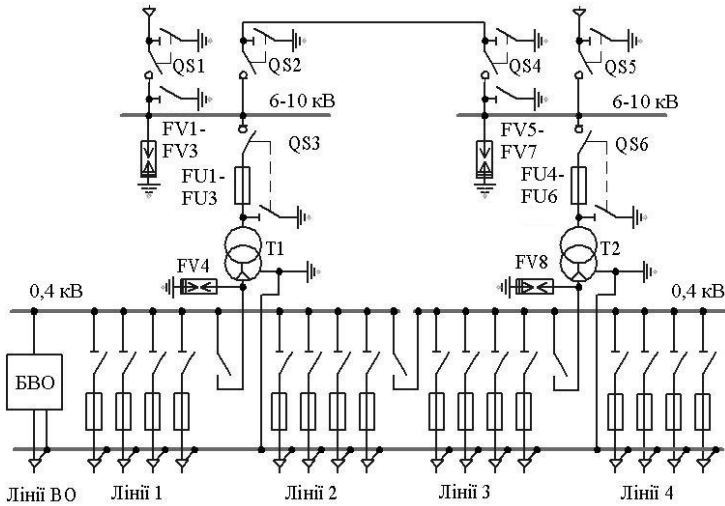


Рисунок 2.32 – Однолінійна схема первинних з'єднань підстанції КТПГС-250-630/10/0,4-У1

Таблиця 2.11 – Технічні характеристики підстанції типу КТПГС-250-630/10/0,4-У1

Параметри	КТПГС-250	КТПГС-400	КТПГС-630
Потужність трансформатора, кВА	250	400	630
Номинальна напруга з боку високої напруги, кВ	6; 10		
Частота, Гц	50		
Номинальна напруга з боку низької напруги, кВ	0,4		
Номинальний струм, А, і кількість ліній, що відходять	– 250, 2; 100, 2	400, 2; 250, 2; 100, 2	400, 2; 250, 2; 100, 4

2.3.4 Основне електрообладнання трансформаторних підстанцій

До основного електрообладнання ТП належать:

- обладнання РУ з боку високої напруги;
- силові трансформатори;
- обладнання РУ з боку низької напруги.

2.3.4.1 Електрообладнання розподільних установок із боку високої напруги

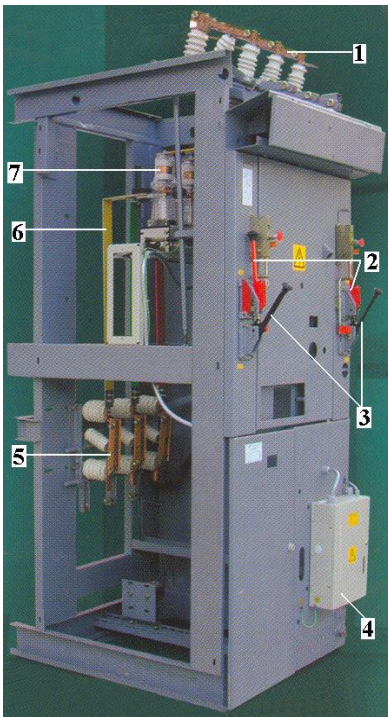
До основного електрообладнання РУ з боку високої напруги ТП належать високовольтні електричні апарати: вимикачі навантаження, вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму й напруги, запобіжники, розрядники, та ін. Ці високовольтні електричні апарати за призначенням і конструктивним виконанням не відрізняються від тих, що використовують у РП, типові зразки яких розглядали раніше (п. 2.2.2).

У КТП електрообладнання РУ з боку високої напруги розміщують в окремих шафах. У збірних і стаціонарних ТП електрообладнання РУ з боку високої напруги, як і в РП, зазвичай розміщують у комплектних розподільних пристроях – виготовлених на підприємстві окремих панелях (комірках), і з них на місці встановлення в РУ комплектують щити керування. Прикладом можуть бути панелі серії КСО (*рос.* «камеры сборные одностороннего обслуживания»), що бувають:

- із симетричним розміщенням елементів: КСО-266, КСО-272, КСО-285, КСО-292 та ін.;
- із несиметричним розміщенням елементів: КСО-2У, КСО-2УМ, КСО-2, КСО-2200 та ін.

Панелі КСО комплектують переважно масляними вимикачами типів ВМГ-10, ВМГ-133, ВМП-10 та ін. Ці типи вимикачів застарілі. Крім того, характерною ознакою технічного

стану переважної кількості вимикачів на більшості ТП України є те, що вони відпрацювали вже свій ресурс, а заміна старих масляних вимикачів на аналогічні нові дуже часто фізично неможлива (втрачені економічні зв'язки з виробниками, тому що вони знаходяться в інших державах; змінилася цінова політика та ін.). За кордоном, а останніми роками і в Україні, усе більш поширеною є модернізація панелей КСО, оскільки цей шлях найбільш економічно доцільний. Одним зі шляхів модернізації панелей КСО є заміна масляних вимикачів вакуумними вимикачами, наприклад, серії ВВ/TEL, виробництво яких налагоджене в Україні. На сьогодні розробили й успішно впроваджують ряд комплектів адаптації вакуумних вимикачів цієї серії для заміни морально й фізично зношених масляних вимикачів. На рисунку 2.33 зображений зразок модернізованої панелі КСО.



*Рисунок 2.33 –
Модернізована панель КСО:
1 – шинний роз'єднувач;
2 – рукоятка привода
ножів заземлення;
3 – рукоятка привода
головних ножів;
4 – блок керування;
5 – лінійний роз'єднувач;
6 – шини;
7 – вакуумний вимикач
серії ВВ/TEL*

2.3.4.2 Силові трансформатори

Для ТП електропостачальних систем міських і сільських районів використовують сухі або масляні силові трансформатори. Сухі трансформатори використовують значно рідше, зазвичай на невеликі потужності (10–100 кВА), у мережах, захищених від атмосферних перенапруг. Більш широке використання одержали масляні трансформатори. Прикладом таких трансформаторів можуть бути трифазні масляні трансформатори герметичного виконання серії ТМГ (рис. 2.34 а) та із розширювачем серії ТМ (рис. 2.34 б), технічні характеристики яких наведені в таблицях 2.12 і 2.13.

Таблиця 2.12 – Технічні характеристики масляних трансформаторів серії ТМГ напругою 6–10/0,4 кВ, частотою 50 Гц

Потужність, кВА	Схема й група з'єднання	Втрати неробочого ходу, Вт	Струм неробочого ходу, %	Втрати короткого замикання, Вт	Напруга короткого замикання, %
25	Y/Y _n -0	115	2,8	600	4,5
	Y/Z _n -11			690	4,7
40	Y/Y _n -0	155	2,6	880	4,5
	Y/Z _n -11			1 000	4,7
63	Y/Y _n -0	220	2,4	1 260	4,5
	Y/Z _n -11			1 470	4,7
100	Y/Y _n -0	270	2,0	1 970	4,5
	Y/Z _n -11			2 270	4,7
160	Y/Y _n -0	410	1,5	2 600	4,5
	Y/Z _n -11			2 900	4,7
250	Y/Y _n -0	650	1,9	3 700	4,5
	Δ/Y _n -11			4 200	
400	Y/Y _n -0	730	1,09	5 400	4,5
	Δ/Y _n -11			5 600	
630	Y/Y _n -0	1300	1,2	7 600	5,5
	Δ/Y _n -11				



*Рисунок 2.34 –
Масляні
трансформатори:
а) типу ТМГ;
б) типу ТМ*

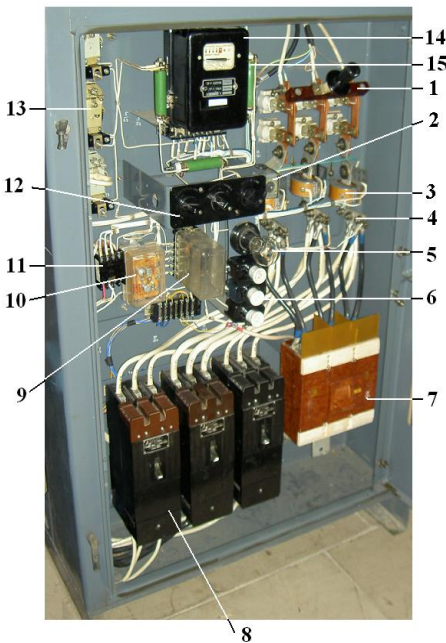
Таблиця 2.13 – Технічні характеристики масляних трансформаторів серії ТМ напругою 6–10/0,4(0,69) кВ, частотою 50 Гц

Потужність, кВА	Схема й група з'єднання	Втрати, Вт		Напруга короткого замикання, %	Струм неробочого ходу, %
		неробочого ходу	короткого замикання		
25	Y/Y _H -0, Y/Z _H -11	130	600, 690	4,5 4,7	3,2
40	Y/Y _H -0, Y/Z _H -11	175	880, 1 000	4,5 4,7	3
63	Y/Y _H -0, Y/Z _H -11	240	1 280, 1 470	4,5 4,7	2,8
100	Y/Y _H -0, Y/Z _H -11	330	1 970, 2 270	4,5 4,7	2,6
160	Y/Y _H -0, Δ/Y _H -11, Y/Z _H -0	510	2 650, 3 100,	4,5 4,5	2,4
	3 100		4,7		
250	Y/Y _H -0, Δ/Y _H -11, Y/Z _H -11,	740	3 700, 4 200,	4,5 4,5	2,3
	4 200		4,7		
400	Y/Y _H -0, Δ/Y _H -11, Y/Z _H -11	950	5 500, 5 900,	4,5	2,1
	5 900				
630	Y/Y _H -0, Δ/Y _H -11, Y/Z _H -11	1310	7 600, 8 500,	5,5	2
	8 500				
1 000, 1 000	Y/Y _H -0	–	–	–	–
	Δ/Y _H -11				
	Δ/Y _H -11				

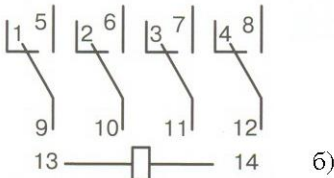
2.3.4.3 Електрообладнання розподільних установок із боку низької напруги

До основного електрообладнання РУ з боку низької напруги ТП належать низьковольтні електричні апарати й вимірювальні прилади: рубильники, автоматичні вимикачі, перемикачі, магнітні пускачі, запобіжники, розрядники, трансформатори струму й напруги, лічильники тощо.

У збірних і стаціонарних ТП електрообладнання РУ з боку низької напруги зазвичай розміщують у комплектних розподільних установках, виготовлених у вигляді окремих панелей (комірок), і з них на місці встановлення РУ комплектують щити керування. У КТП електрообладнання РУ з боку низької напруги розміщують в окремих металевих шафах (рис. 2.35).



*Рисунок 2.35 –
Електрообладнання РУ
з боку низької напруги
КТП-250\10\0,4-У1:
1 – рубильник;
2 – кінцевий вимикач;
3 – трансформатори
струму; 4 – шини;
5 – лампа освітлення;
6 – запобіжники;
7, 8 – автоматичні
вимикачі;
9 – реле проміжне;
10 – фотореле;
11 – магнітний пускач;
12 – пакетні перемикачі;
13 – реле струму;
14 – лічильник;
15 – резистори*



*Рисунок 2.36 –
Реле проміжне
типу РЭК73/3
із модульним роз'ємом
типу РРМ73/3:
а) вигляд зовні;
б) схема підключень*

• **Реле проміжні** – це двопозиційні електричні апарати, призначені для частих комутацій електричних кіл із малими струмами. Їх використовують для передавання команд керування виконавчим елементам шляхом комутації їх електричних кіл своїми контактами. Ці реле також часто застосовують для забезпечення електричних блокувань.

В електроустановках використовують реле проміжні, як постійного, так і змінного струмів. Реле постійного струму надійніші в експлуатації й економніші, ніж реле змінного струму. Основна перевага реле змінного струму в тому, що вони не потребують окремого джерела постійного струму, тому що переважна кількість електроустановок функціонує в електричних колах змінного струму.

Прикладом такого електричного апарата є реле проміжне серії РЭК – аналог реле проміжного старого зразка РП-21. Ці реле з'єднують із розетковими модульними роз'ємами серії РРМ (рис. 2.36).

Реле проміжні вибирають за такими параметрами: родом («пост.» – постійний, «змін.» – змінний) та значеннями номінальних напруг котушки ($U_{\text{ном}}$) і контактів ($U_{\text{кон}}$); номінальним струмом контактів ($I_{\text{кон}}$); типом та кількістю контактів ($n_{\text{кон}}$). Технічні характеристики певних типів реле проміжних зазначені в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Технічні характеристики реле проміжних серії РЭК із розетковими роз'ємами серії РРМ

Тип	$U_{ном}$, В		$U_{кон}$, В		$I_{кон}$, А	$n_{кон}$, шт.	
	пост.	змін.	пост.	змін.		реле	роз'єму
РЭК77/3 РРМ77/3					10	3	11
РЭК77/4 РРМ77/4	12; 24	12; 24; 230	24	230	10	4	14
РЭК78/3 РРМ78/3					5	3	11
РЭК78/4 РРМ78/4					4	4	14

На електричних схемах реле проміжне зображують умовними графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в пп. 32, 33, 34, 57 додатка Б.

- **Реле часу** призначені для забезпечення необхідної затримки в часі від моменту появи сигналу на вмикання/вимикання до моменту замикання/розмикання контактів. Таке їх призначення зумовлене тим, що під час функціонування електроустановок потрібна затримка між спрацюванням двох або більше електричних апаратів, а також необхідністю проводити операції вмикання/вимикання в певній часовій послідовності.

У схемах електропостачання використовують різні види реле часу: пневматичні, маятникові, моторні, електромеханічні, з годинниковим механізмом, електронні, з електромагнітним сповільненням та ін.

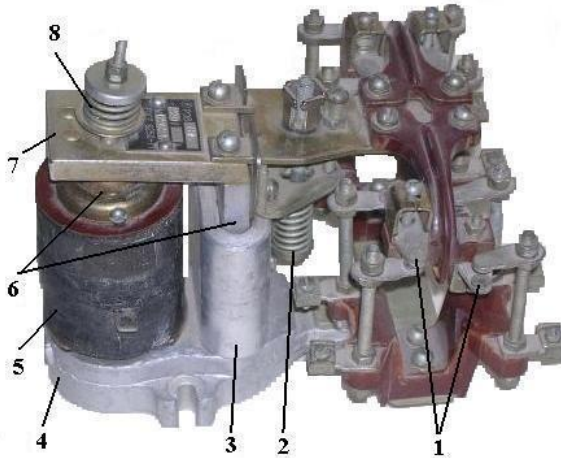
Прикладом такого електричного апарата є реле часу з електромагнітним сповільненням типу РЭВ-813 (рис. 2.37). Такі реле забезпечують затримку в часі до 5 с. Це можливо завдяки наявності в їх конструкції як короткозамкнутої гільзи (3), так і масивної литої основи (4), виготовленої з алюмінію. Конструкція реле часу цього типу дає можливість регулювати час спрацювання кількома способами:

- 1) змінюванням початкового стиснення пружини зворотної (2);

2) змінюванням початкового стиснення пружини регулювальної (8);

3) змінюванням немагнітних прокладок, розміщених між якорем та ярмом.

4) змінюванням електричного опору гільзи (3) (матеріалу, геометричних розмірів).



*Рисунок 2.37 – Реле часу типу РЭВ-813:
1 – контакти; 2 – пружина зворотна; 3 – гільза;
4 – основа; 5 – котушка; 6 – ярмо; 7 – якір;
8 – пружина регулювальна*

Реле часу вибирають за такими параметрами: номінальною напругою котушки, тривалістю й діапазоном регулювання часу затримки спрацювання, кількістю, видом і комутаційною спроможністю контактів.

На електричних схемах реле часу зображують умовними графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в пп. 35, 36, 57 додатка Б.

• **Запобіжники плавкі** – це електричні апарати захисту від струмів короткого замикання й тривалих перевантажень струмом.

Найбільш поширеними серіями запобіжників, використовуваних в електроустановках до 1 кВ, є:

- ПР-2 – закритий, патрон розбірний, без наповнювача;
- НПН-2 – закритий, патрон нерозбірний скляний, із наповнювачем, уставка з міді з напайкою з олова;
- ПН-2 – закритий, патрон розбірний із фарфору, з наповнювачем, уставка з міді з напайкою з олова;
- ППН-33 – закритий, патрон розбірний із фарфору, з наповнювачем, уставка з міді з напайкою з олова (рис. 2.38). Цей тип запобіжника розробили для заміни застарілих запобіжників серії ПН-2, що мають більш низькі експлуатаційні показники. Характерною особливістю також є те, що вставки плавкі певних типів запобіжників цієї серії можна використовувати в електроустановках у дії замість уставок плавких запобіжників серії ПН-2;

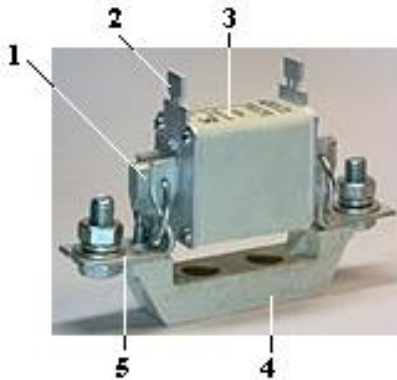


Рисунок 2.38 – Запобіжник плавкий типу ППН-33:

1 – ніж; 2 – пластина із захватами;

3 – фарфоровий корпус; 4 – основа;

5 – шина з пружним контактом та елементами кріплення

- ПП-31 – розроблений для заміни запобіжників серії ПН-2, закритий, патрон розбірний, із наповнювачем, уставка з алюмінію;

• ПП-41, ПП-57, ПП-71, ПП-59 – швидкодійсні

Розділ 2 Електропостачання міських і сільських районів

запобіжники, закриті, з наповнювачем, уставка зі срібної фольги.

До переваг запобіжників плавких, порівнюючи з іншими електричними апаратами захисту, належать: простота конструкції та обслуговування, малі розміри, надійність, невелика вартість.

Технічні характеристики певних запобіжників плавких наведені в таблиці 2.15

Таблиця 2.15 – Технічні характеристики запобіжників плавких

Тип	$U_{ном}$ В	$I_{ном}$ А		Граничний струм відключення, кА (за $U = 380$ В)
		запобіжника	вставки плавкої	
ПР-2	~500 -440	15	6, 10, 15	8,0
		60	15, 20, 25, 35, 45, 60	4,5
		100	60, 80, 100	11
		200	125, 100, 160, 200	11
		350	200, 225, 260, 300, 350	13
		600	350, 430, 500, 600	23
		1 000	600, 700, 850, 1000	23
ПН2-100	~380	100	30, 40, 50, 60, 80, 100	100
ПН2-250	-220	250	80, 10, 120, 150, 200, 250	100
ПН2-400		400	200, 250, 300, 400	40
ПН2-600		600	300, 400, 500, 600	25
ППН-31		~380 -220	100	30, 40, 50, 60, 80, 100
	250		80, 10, 120, 150, 200, 250	–
	400		200, 250, 300, 400	–
	630		300, 400, 500, 630	–
ПП17-39	~380 -440	1 000	500, 630, 800, 1 000	110
ПП18-33	~660 -440	160	50, 63, 80, 100, 125, 160	–
ПП18-34		250	125, 160, 200, 250	–
ПП18-37		400	250, 320, 400	–
ПП18-39		630	400, 500, 630	–
ПП18-41		1 000	630, 800, 1 000	–
НПН-60	~500	60	6, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 60	10

На електричних схемах запобіжники плавкі зображують умовними графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в п. 16 додатка Б.

• **Реле струму** – це електричні апарати захисту від недопустимих значень струмів в електричних колах. Ці електричні апарати спрацьовують майже миттєво після досягнення струмом визначеного критичного значення – струму спрацювання реле.

Здебільшого такі реле в електроустановках виконують функцію **реле максимального струму**, але можуть виконувати й функцію **реле мінімального струму**. Ці електричні апарати бувають як постійного, так і змінного струмів.

В електроустановках до 1 кВ часто використовують реле струму серій РЭВ та ЭТ. Для заміни реле серії ЭТ розробили нову серію РТ (рис. 2.39). Складові частини та принцип дії

реле серії РТ аналогічні реле серії ЭТ, але завдяки Г-подібній формі якоря (2), використанню більш досконалих матеріалів і новітніх технологій вони мають кращі характеристики, менші габарити й масу.

На електричних схемах реле струму зображують графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в пп. 31, 32, 33, 57 додатка Б.

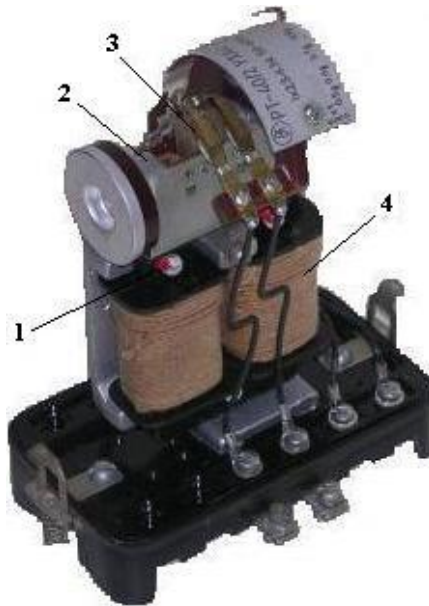


Рисунок 2.39 –
Реле струму типу РТ–40:
1 – ядро; 2 – якор;
3 – контакти; 4 – обмотка

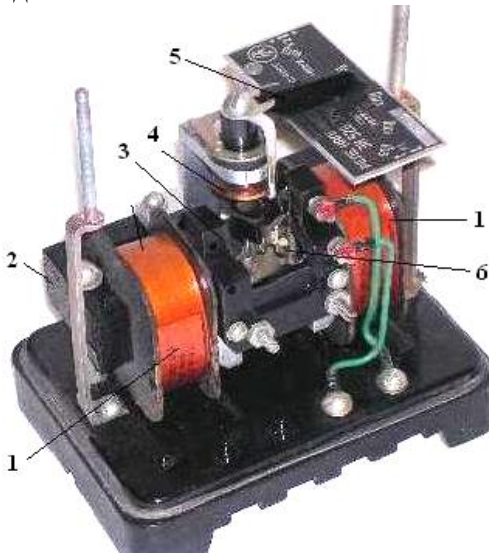
• **Реле напруги** – це електричні апарати захисту від недопустимого підвищення/зниження напруги в електроустановках до 1 кВ.

Реле напруги мають такі самі складові, як і реле струму. Їх істотною відмінністю є те, що обмотки котушок у них підключають паралельно до мережі, від недопустимої зміни напруги в якій вони повинні захищати. Тому їх обмотку виготовляють з ізолюваного проводу зі значно меншим перерізом, ніж у реле струму, і вона має значно більший електричний опір.

Такі реле можуть виконувати функцію як **реле максимальної**, так і **реле мінімальної напруги**.

Прикладом такого електричного апарата може бути реле напруги серії ЭН (рис. 2.40).

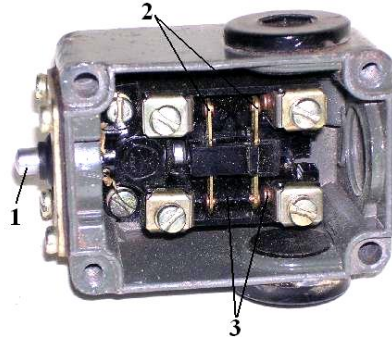
На електричних схемах реле напруги зображують графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в пп. 32, 33, 34, 57, 58 додатка Б.



*Рисунок 2.40 – Реле напруги серії ЭН:
1 – котушка; 2 – ярмо; 3 – якор; 4 – пружина;
5 – важіль; 6 – контакти*

• **Шляхові (кінцеві) вимикачі** – це електричні апарати захисту, що обмежують переміщення рухомих частин електроустановок (дверей, решіток та ін.), а коли останні досягають визначених граничних положень, зумовлюють блокування, вмикання звукової або світлової сигналізації та ін.

На рисунку 2.41 зображений кінцевий вимикач типу ВПК2. У початковому стані шток (1) і рухомі контакти (2) перебувають у лівому крайньому положенні. Водночас лівий рухомий контакт замкнутий, а правий лишається розімкнутим із нерухомими контактами (3).



Під дією рухомої частини електроустановки (наприклад, дверей шафи РУ на боці низької напруги в КТП на рис. 2.25), якщо вона досягає гранично допустимого положення (наприклад, двері КТП закриті), шток разом із рухомими контактами переміщується вправо й тим самим здійснює розмикання лівої та замикання правої контактних груп.

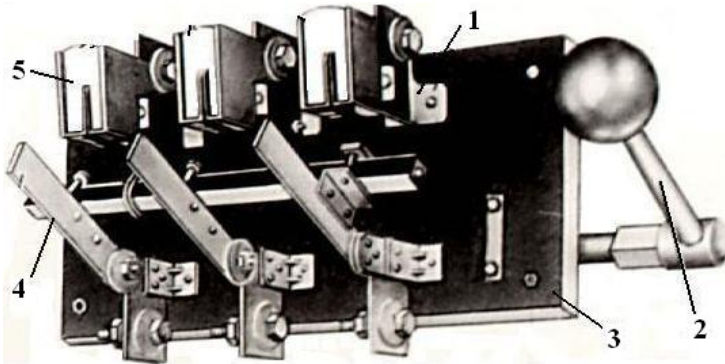
*Рисунок 2.41 –
Шляховий вимикач типу
ВПК2 (кришка знята):
1 – шток;
2 – рухомі контакти;
3 – нерухомі контакти*

Шляхові (кінцеві) вимикачі призначені для функціонування в електричних колах змінного струму з напругою до 500 В і в колах постійного струму з напругою до 440 В, а їх контакти розраховані на струми до 15 А.

Умовні графічні й буквені позначення шляхових (кінцевих) вимикачів на електричних схемах зазначені в п. 44 додатка Б.

• **Рубильники** – комутаційні електричні апарати, призначені для нечастих (до шести вмикань/вимикань на годину) силових і допоміжних електричних кіл в електроустановках до 1 кВ. Ці електричні апарати мають ручний

привод із центральною або боковою рукояткою. Їх виготовляють із пристроєм дугогасіння чи без нього. Прикладом такого електричного апарата може бути рубильник із боковою рукояткою (рис. 2.42), у якого функції пристрою дугогасіння виконують дугогасильні решітки (5). Рухомим контактам (4) надають рух зусиллям руки оператора, переданим через рукоятку (2).



*Рисунок 2.42 –
Рубильник триполюсний із боковою рукояткою:
1 – нерухомі контакти; 2 – рукоятка;
3 – основа; 4 – рухомі контакти;
5 – дугогасильні решітки*

Перевагою рубильників, порівнюючи з іншими комутаційними апаратами, наприклад автоматичними вимикачами, є їх простота й менша вартість, а основним недоліком – те, що вони дозволяють виконувати комутацію електричних кіл або без навантаження, або з відносно невеликими струмами.

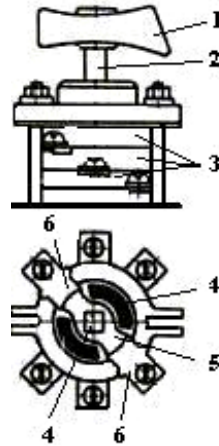
В РУ ТП використовують рубильники типів Р, РБ, РС на номінальні струми до 630 А. Їх вибирають за такими параметрами: номінальною напругою, номінальним струмом, кількістю полюсів, конструктивним і кліматичним виконаннями.

Умовні графічні й буквені позначення рубильників на електричних схемах зазначені в пп. 31, 39, 40, 47 додатка Б.

• **Пакетні перемикачі** – це багатопозиційні електричні апарати з ручним приводом, призначені для нечастих комутацій як у силових, так і в допоміжних електричних колах електроустановок до 1 кВ. Їх використовують як комутаційні апарати на щитах електроустановок для зміни режиму керування (наприклад, ручного або автоматичного), умикання освітлення, електропідігрівання, звукової чи світлової сигналізації та ін.

Прикладом такого електричного апарата може бути пакетний перемикач серії ВПМ (рис. 2.43).

*Рисунок 2.43 –
Пакетний перемикач серії ВПМ:
1 – рукоятка; 2 – вал;
3 – пакети;
4 – пластини з фібри;
5 – рухомий контакт;
6 – нерухомі контакти*



Пакетні перемикачі серії ВПМ набираються з пакетів (3), кожний із яких має нерухомі контакти (6), рухомий контакт (5) і пластини з фібри (4).

Рухомі контакти (5) закріплюють за допомогою пружин на валу квадратного перерізу, зверху якого знаходиться рукоятка (1). Для переключення пакетного вимикача зусилля від руки оператор передає на рукоятку (1) та вал (2), зводиться пружина (на рис. 2.43 не зазначена), і лише після досягнення певного механічного зусилля швидко розмикаються одні групи рухомих та нерухомих контактів і замикаються інші.

Таке швидке розмикання контактів та наявність у кожному пакеті пластин із фібри зумовлюють швидке й надійне гасіння електричної дуги.

До переваг пакетних вимикачів серії ВПМ належать компактність і можливість змінювати кількість пакетів, а до

недоліків – низька зносостійкість і ненадійність механізму ручного привода.

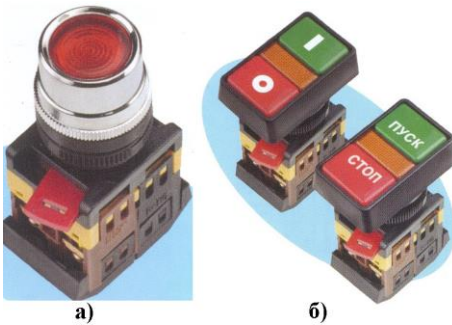
Пакетні вимикачі вибирають за такими параметрами: номінальною напругою й струмом, кількістю пакетів, кількістю позицій.

На електричних схемах пакетні вимикачі зображують графічним та умовним позначеннями, як зазначено в п. 56 додатка Б.

• **Кнопки керування** – це двопозиційні електричні апарати з ручним приводом і самоповерненням. Вони призначені для дистанційного керування контакторами й магнітними пускачами, а також комутації та блокування в електричних колах керування функціонуванням приводів силових електричних апаратів електроустановок.

Дві чи більше кнопки керування, змонтовані на одній панелі або в одному корпусі, називають **кнопковими станціями**.

Прикладом сучасних зразків таких електричних апаратів можуть бути кнопки типу ABLFS-22 і кнопкова станція типу PPBB-30N (рис. 2.44).



*Рисунок 2.44 –
Апарати керування:
а) кнопка
типу ABLFS-22;
б) кнопкова станція
типу PPBB-30N*

Кнопки керування й кнопкові станції вибирають за такими параметрами: номінальною напругою й струмом, видом і кількістю контактів.

На електричних схемах кнопки керування зображують графічними й умовними позначеннями, як зазначено в п. 45 додатка Б.

• **Автоматичні вимикачі** – це комбіновані електричні апарати з ручним приводом, що можуть виконувати всі або кілька із зазначених функцій:

– нечасті (для більшості типів до 6 за годину, а для окремих – до 30 за годину) вмикання й вимикання силових і допоміжних електричних кіл змінного струму з напругою до 660 В та постійного струму з напругою до 220 В;

– захист від тривалих перевантажень струмом;

– захист від струмів короткого замикання;

– захист від недопустимого зниження напруги в мережі живлення.



*Рисунок 2.45 –
Автоматичний
вимикач
типу ВА 88-43*

Однією зі складових автоматичного вимикача є розчіплювач, що забезпечує функцію захисту за одним або кількома параметрами. У сучасних зразках автоматичних вимикачів використовують такі розчіплювачі: Т – тепловий, М – електромагнітний, П – напівпровідниковий, К – комбінований.

Прикладом таких електричних апаратів можуть бути автоматичні вимикачі серії ВА 88 (рис. 2.45), що є електричними трифазними апаратами три- й чотиріполюсного виконання.

Автоматичні вимикачі цієї серії мають два види розчіплювачів: тепловий та електромагнітний зі злагодженими характеристиками.

Технічні характеристики автоматичних вимикачів цієї серії містить таблиця 2.16.

Автоматичні вимикачі вибирають за такими параметрами: номінальною напругою (U_e), максимальним номінальним струмом (I_{nm}), номінальним струмом розчіплювачів (теплого – I_n , електромагнітного – I_e), номінальною граничною найбільшою вимикальною здатністю (I_{cu}), кількістю полюсів.

Таблиця 2.16 – Технічні характеристики автоматичних вимикачів серії ВА 88

T_{un}	U_e, B	I_{nm}, A	I_n, A	I_e	I_{cu}, kA
ВА 88-32	~ 400	125	12,5; 16; 20; 25; 32; 40	500 A	25
			50; 63; 80; 100; 125	10 I_n	
ВА 88-33		160	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	10 I_n	35
ВА 88-35		250	125; 160; 200; 250	10 I_n	35
ВА 88-37		400	250; 315; 400	10 I_n	35
ВА 88-40		800	400; 500; 630; 800	10 I_n	35
ВА 88-43		1600	800; 1 000; 1 250; 1 600	Регул.	50

На електричних схемах автоматичні вимикачі зображують графічними й буквеними позначенням, як зазначено в п. 48 додатка Б.

• Контактори й магнітні пускачі



Рисунок 2.46 –
Контактор
типу КМИ0910

Контактори – це комутаційні електричні апарати, що дозволяють в електроустановках дистанційно керувати роботою мереж освітлення, конденсаторних батарей та ін. В електричних схемах РУ з боку низької напруги ТП використовують контактори змінного струму різних типів. Сучасним зразком контактора змінного струму можуть бути малогабаритні контактори серії КМИ (рис. 2.46).

Технічні характеристики контакторів зазначені в таблиці 2.17.

Контактори вибирають за такими основними параметрами: номінальною напругою котушок (U_e) і контактів (U_k), номінальним струмом (I_n), струмом термічної стійкості (I_{tn}), видом і кількістю головних та допоміжних контактів.

Таблиця 2.17 – Технічні характеристики контакторів серії КМИ

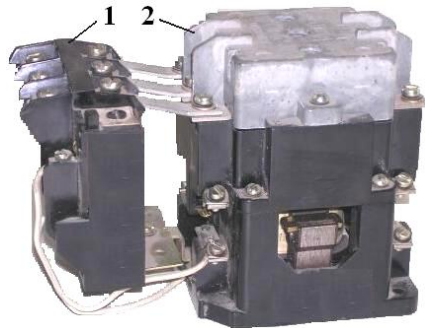
T_{un}	U_e, B	U_k, B	I_n, A	I_{tn}, A
10910, 10911	24, 36, 110, 230, 400, 660	230, 400, 660	9	25
11210, 11211			12	25
11810, 11811			18	32
22510, 22511			25	40
23210, 23211			32	50
34011, 34012			40	60
35011, 35012			50	80
46511, 46512			65	80
48011, 48012			80	125
49511, 49512			95	125

Магнітні пускачі – це комбіновані електричні апарати. Здебільшого магнітний пускач містить: контактор змінного струму, теплове реле й кнопку станцію.

В електроустановках магнітні пускачі можуть виконувати всі або кілька з таких функцій:

- дистанційне керування функціонуванням певної мережі (наприклад, ручне або автоматичне ввімкнення мережі вуличного освітлення);
- автоматичне вимкнення мережі живлення під час зниження напруги нижче допустимого значення;
- захист від перевантажень.

Рисунок 2.47 –
Магнітний пускач
типу ПМЛ-310:
1 – реле теплове;
2 – контактор змінного
струму

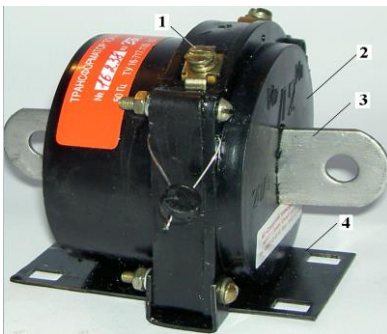


Прикладом такого електричного апарата можуть бути магнітні пускачі серії ПМЛ (рис. 2.47). Магнітні пускачі цієї серії виготовляють семи розмірів (1-го, 2-го, 3-го, 4-го, 5-го, 6-го, 7-го), відкритими, захищеними, пілезахищеними й пілебризконепроникними; лише із замикальними, із замикальними й розмикальними контактами; з убудованими в корпус кнопками «Реле», «Стоп» та «Пуск» чи «Вперед», «Назад», «Стоп» або без них.

Магнітні пускачі вибирають за такими основними параметрами: номінальною напругою котушки контактора, номінальною напругою контактів, номінальним струмом для контактів, номінальним струмом нагрівального елемента теплового реле, видом і кількістю контактів.

На електричних схемах контактори й магнітні пускачі зображують графічними умовними позначеннями їх основних частин, як зазначено в пп. 31, 32, 33, 34, 39, 40, 41, 57, 58, 59 додатка Б.

• **Трансформатори струму** в РУ з боку низької напруги ТП виконують ті самі функції, що й високовольтні трансформатори струму в РП, розглянуті в п. 2.2.2. Найчастіше в цих електроустановках використовують опорні (рис. 2.48) та шинні трансформатори струму.



*Рисунок 2.48 –
Трансформатор струму
типу ТО-0,66 УЗ:
1 – виводи вторинної
обмотки; 2 – корпус;
3 – шина; 4 – основа*

Трансформатори струму вибирають за такими параметрами: номінальною напругою первинної обмотки ($U_{1н}$), номінальним струмом первинної обмотки ($I_{1н}$), номінальним навантаженням вторинної обмотки ($S_{2н}$), класом точності к.

Технічні характеристики певних трансформаторів струму наведені в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Технічні характеристики трансформаторів струму

$U_{1н}$, В	$I_{1н}$, А	$S_{2н}$, ВА	k
Опорні типу ТО-0,66 УЗ			
~ 660	10–75	30	1
	10–75	5, 10	0,5; 1
	100	5	
	200		
	300	5, 10	
	400		
	150	10	
	100, 200	30	1
	400	30	1
	600	5,10	0,5; 1
	800	5, 10, 30	
	1 000	5	1
Шинні типу ТШ-0,66 УЗ			
~ 660	1 000, 1 500	5,10	0,5; 1
	1 000, 1 500	30	1

На електричних схемах трансформатори струму зображують графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в п. 13 додатка Б.

2.4 Принципи побудови електричних мереж

2.4.1 Визначення, основні вимоги та класифікація електричних схем

Електричні мережі міських і сільських районів мають у складі мережі напругою 6–10 кВ та мережі напругою 380/220 В. До них належать трансформаторні підстанції, розподільні пристрої, струмопроводи, повітряні або кабельні лінії електропередавання, що функціонують на території певного району.

Електричні мережі міських і сільських районів повинні відповідати основним вимогам нормативних документів і забезпечувати:

- необхідну **якість** електроенергії в споживачів (електроприймачів): показники якості електроенергії не повинні виходити за межі значень, установлених ГОСТ 13109-97 [7];

- **надійність** електропостачання відповідно до категорії електроприймачів;

- **економічність**: капітальні й експлуатаційні витрати на мережу повинні бути мінімальними за умови забезпечення необхідної надійності електропостачання;

- можливість **перспективного розширення** мережі й збільшення пропускної здатності без істотних реконструкцій і за мінімальних фінансових витрат;

- **безпеку й зручність** експлуатації.

Техніко-економічні показники електричної мережі значно залежать від побудови її схеми, що визначає принцип з'єднання окремих складових частин та умови їх резервування.

На практиці застосовують різні **схеми електропостачання** міських і сільських районів, принцип побудови яких залежить від вимог надійності електропостачання споживачів. Умовно схеми електричних мереж міських і сільських районів можна поділити на три групи.

- **Перша група.** У разі пошкодження певного елемента розподільної мережі поновлення живлення споживачів можливе лише після ремонту чи заміни цього елемента. До цієї групи належать мережі, що базуються на використанні радіальних або магістральних ліній без резервування. Ці мережі є найбільш дешевими, але забезпечують найнижчу надійність електропостачання, тому відповідно до схем цієї групи можна здійснювати електропостачання електроприймачів III категорії.

- **Друга група.** До неї належать схеми, у яких поновлення електропостачання в разі пошкодження певного елемента розподільної мережі забезпечують уведенням у роботу резервних елементів діями оперативного персоналу. До цієї групи зазвичай належать мережі, що базуються на використанні

петлевих ліній – ліній із двостороннім живленням. У цих схемах зазвичай передбачене часткове резервування трансформаторів через мережу 0,38 кВ. Цю групу схем застосовують для електропостачання приймачів II категорії, вони найбільш поширені в електропостачальних системах міських і сільських районів.

- **Третя група.** Цій групі схем властиве використання пристроїв автоматичного ввімкнення резервного живлення й обладнання (АВР), що забезпечують уведенням у роботу резервних елементів у разі порушення нормальних режимів роботи мережі. Такі схеми забезпечують високу надійність електропостачання споживачів, тому що час переривання в електропостачанні залежить від часу спрацювання АВР і становить секунди або частки секунд. До цієї групи переважно належать мережі, що базуються на використанні комбінованих ліній. Цю групу схем застосовують для електропостачання приймачів I категорії, вона найбільш складна й дорога.

Отже, схеми другої та третьої груп передбачають наявність резервування окремих елементів чи ланцюгів мережі. Для цього використовують різні комбінації резервування: трансформатори через розподільну мережу 0,38 кВ, лінії 6–10 кВ й трансформатори через мережу 0,38 кВ, лінії та трансформатори з боку 6–10 кВ та ін.

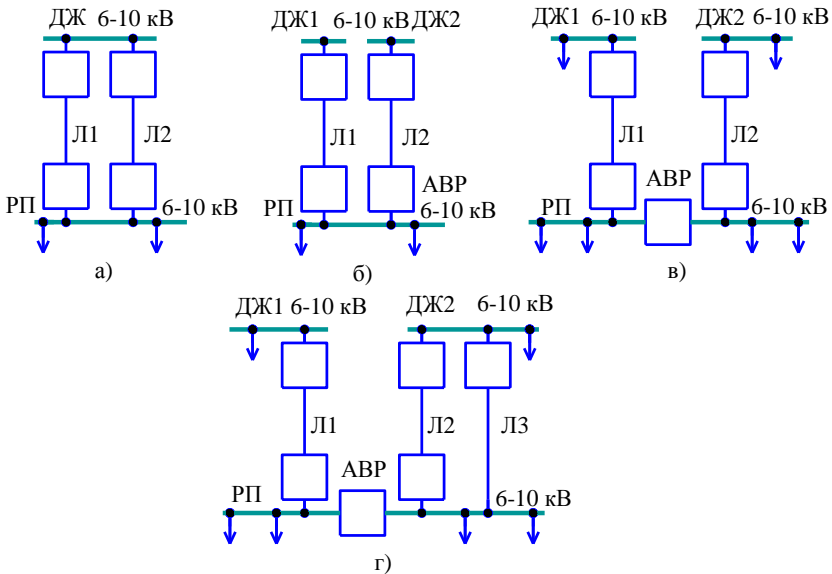
2.4.2 Особливості побудови мереж живлення 6–10 кВ

Мережі живлення 6–10 кВ міських і сільських районів – проміжна ланка між джерелом живлення й розподільною мережею.

До основних схем побудови мережі живлення належать:

- **схема з паралельною роботою ліній живлення** (рис. 2.49 а). Відповідно до неї живлення РП здійснюють одночасно двома паралельними лініями (Л1, Л2) від одного джерела

живлення (ДЖ). Для забезпечення вибіркового захисту ліній живлення на їх уводах у РП зазвичай передбачають установлення електричних апаратів максимального спрямованого захисту. Ця схема найпростіша, потребує найменших витрат на її виконання й експлуатацію, але й забезпечує найменшу надійність електропостачання, тому що живлення відбувається від одного джерела. Її використовують для електропостачання приймачів III категорії;



*Рисунок 2.49 – Схеми побудови мережі живлення:
а) з паралельною роботою ліній;
б, в) із роздільною роботою ліній та АВР;
г) комбінована*

• **схеми з роздільною роботою ліній та АВР.** У такому разі можливі два схемні рішення:

1) схема на рисунку 2.49 б передбачає можливість живлення РП від двох джерел (ДЖ1, ДЖ2) двома рівноцінними лініями (Л1, Л2). У нормальному режимі роботи лінія Л1 перебуває під навантаженням, а лінія Л2 – у резерві, але весь час

під напругою. У кінці лінії Л2 на РП установлюють пристрій АВР, вимкнений у нормальному режимі, що вмикається в разі виникнення аварійного режиму, спричиненого пошкодженням лінії Л1;

2) у схемі на рисунку 2.49 в живлення РП відбувається також від двох джерел живлення (ДЖ1, ДЖ2) двома рівноцінними лініями (Л1, Л2), що в нормальному режимі роботи перебувають під навантаженням. Шини РП секціонують пристроєм АВР, вимкненим у нормальному режимі, що вмикається в аварійному режимі, спричиненому пошкодженням однієї з ліній. У такому разі все навантаження РП перекладається на одну з робочих ліній на весь час до поновлення роботи іншої.

Такі схеми застосовують для електропостачання приймачів I і II категорій;

- **комбінована схема** (рис. 2. 49 г), що забезпечує можливість живлення від двох джерел і трьома лініями, є комбінацією паралельного й роздільного живлення, її можна застосовувати для живлення електроприймачів I категорії.

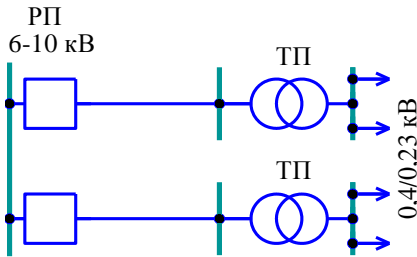
Ця схема забезпечує найвищу надійність електропостачання, є типовою для промислових районів великих міст. Але вона потребує й значно більших витрат як під час її виконання, так і впродовж експлуатації.

Переріз жил ліній живлення для кожної з розглянутих схем вибирають за умови забезпечення живлення споживачів у нормальних та аварійних режимах роботи однією із ліній.

2.4.3 Схеми розподільних мереж

- **Схема радіальної мережі** (рис. 2.50). Найчастіше її застосовують для електропостачання невеликих окремо розміщених мікрорайонів, дачних поселень і сіл. Вона належить до першої групи схем. Їх характерною ознакою є одностороннє живлення окремих приймачів або споживачів і відсутність резервних елементів. Для мережі, виконаної згідно з цією схемою, робочим є лише нормальний режим роботи. У разі

виходу з ладу будь-якого елемента схеми електропостачання порушується на весь час, необхідний для його ремонту чи заміни.



*Рисунок 2.50 –
Схема радіальної
розподільної мережі*

Ці схеми можна застосовувати лише для електропостачання приймачів III категорії.

• **Схема магістральної мережі** (рис. 2.51). Цю схему зазвичай застосовують для послідовного електропостачання декількох окремих силових електроприймачів або невеликих населених пунктів, для яких розподільні мережі 6–10 кВ найчастіше виконують повітряними лініями.

Схема магістральної мережі також належить до першої групи схем. Їй, як і попередній радіальній схемі, властиві одностороннє живлення окремих приймачів або споживачів і відсутність резервних елементів. У разі пошкодження будь-якого елемента мережі втрачається електропостачання приймачів тієї ділянки, де знаходиться цей елемент, а також усіх наступних після місця пошкодження на весь час, необхідний для ремонту або заміни цього елемента. Тому ці схеми також можна застосовувати лише для електропостачання приймачів III категорії.

Перевагою схеми магістральної мережі є те, що для неї капітальні й експлуатаційні витрати значно менші, ніж для радіальної схеми.

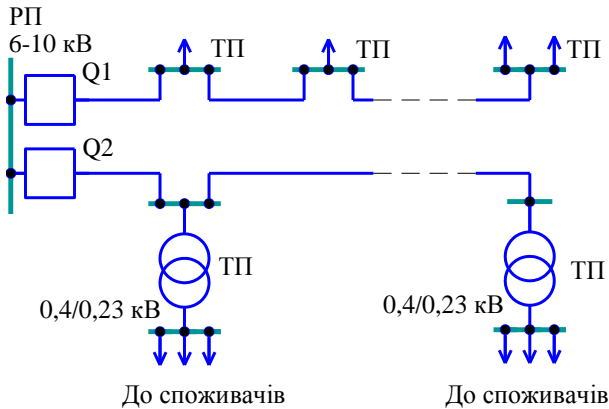


Рисунок 2.51 – Схема магістральної розподільної мережі

• **Схема петлевої мережі** (рис. 2.52). Цю схему зазвичай застосовують для електропостачання районів великих населених пунктів. Можливість живлення ТП із двох напрямків підвищує надійність електропостачання.

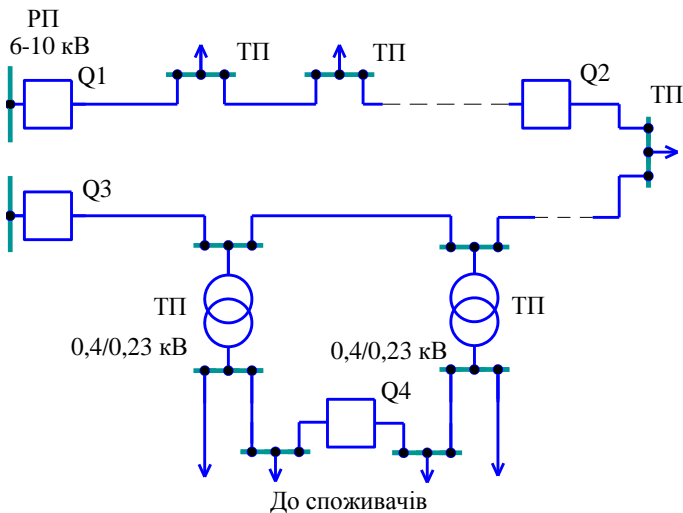


Рисунок 2.52 – Схема петлевої розподільної мережі

Вимикач Q2 знаходиться в місці розділу петлі з боку високої напруги. Зазвичай у нормальному режимі цей вимикач перебуває у вимкненому стані. Вимкнення вимикача Q2 дозволяє також відключати лише частину споживачів для проведення планових або аварійних робіт на визначеній ділянці мережі.

Переріз провідників петлевої лінії вибирають за умови одностроннього живлення ТП.

Трансформатори завдяки наявності секційного вимикача Q4 можуть функціонувати на мережу 0,4/0,23 кВ як паралельно, так і роздільно. Потужність трансформаторів ТП за цієї схеми вибирають із розрахунку, що в аварійному режимі живлення споживачів забезпечуватиме один трансформатор.

Таку схему рекомендують для електропостачання приймачів II і III категорій.

• **Автоматизована двопротенева схема мережі з АВР 6-10 кВ (рис. 2.53).**

Особливістю цієї схеми є те, що живлення трансформаторів ТП у нормальному режимі роботи можливе однією з двох магістральних ліній. Одна з них виконує функцію робочої лінії живлення, а друга – резервної. У разі виникнення аварійного режиму або пошкодження робочої лінії завдяки наявності АВР автоматично відбувається перемикання з лінії робочого на лінію аварійного живлення.

Недоліком такої схеми є те, що вихід із ладу трансформатора призводить до порушення електропостачання споживачів на напрузі 0,4/0,23 кВ.

Таку схему рекомендують для електропостачання приймачів I і II категорій.

• **Автоматизована двопротенева схема електропостачання з АВР до 1 кВ (рис. 2.54).** Ця схема належить до третьої групи схем. Її особливістю є те, що споживачі можуть одержувати живлення від двох трансформаторів, кожний із яких підключений до різних високовольтних розподільних мереж. Завдяки наявності АВР автоматично відбувається взаєморезервування як ліній високої

напруги 6–10 кВ, так і трансформаторів. Автоматичне перемикання з лінії основного на лінію аварійного живлення в цій схемі відбувається на боці низької напруги. У разі пошкодження елементів однієї лінії електропостачання споживачів не порушується.

Цю схему найчастіше застосовують для електропостачання приймачів I і II категорій.

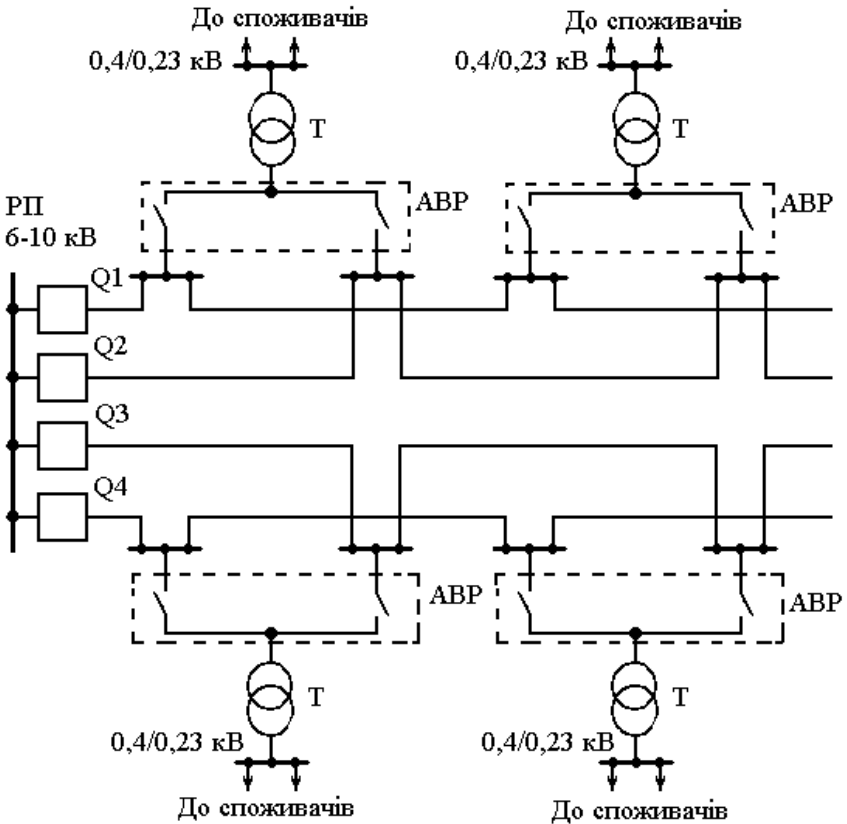


Рисунок 2.53 – Схема автоматизованої двопроменевої мережі з АВР 6–10 кВ

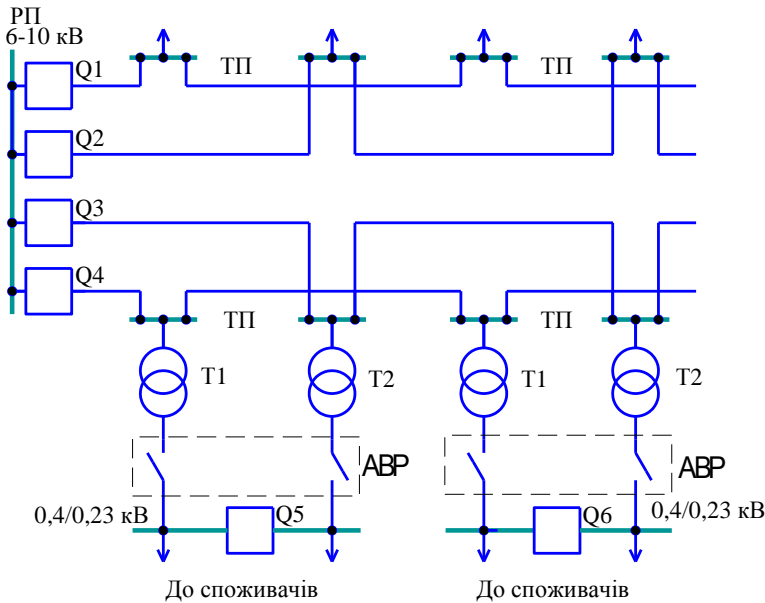


Рисунок 2.54 – Схема автоматизованої двопроменової мережі з АВР до 1 кВ

2.4.4 Особливості побудови розподільної мережі до 1 кВ

В електропостачальній системі міських і сільських районів вихід із ладу ліній 6–10 кВ може призвести до переривання в електропостачанні великої кількості споживачів. Тому питання наявності автоматизованих пристроїв, що можуть забезпечити необхідну залежно від категорії електроприймачів надійність у таких мережах, дуже актуальне. Тим паче, як показує практика, найчастіше аварійні режими й пошкодження виникають саме в таких мережах.

Але пошкодження й пов'язані з ними аварійні режими властиві також трансформаторам і лініям 0,4/0,23 кВ. Вихід із ладу повітряних або кабельних ліній розподільної мережі 0,4/0,23 кВ зазвичай пов'язаний із перериванням в електропостачанні значно меншої кількості приймачів і споживачів. Застосування схем першої та другої груп часто достатньо для забезпечення необхідної надійності електропостачання.

Повна схема розподільної мережі електропостачання районного населеного пункту переважно розгалужена. На рисунку 2.55 для прикладу наведена лише частина розподільної мережі живлення споживачів на напрузі 0,4/0,23 кВ. На ній зображені збірні шини 0,4/0,23 кВ лише двох ТП. На цій схемі приймачі різних категорій зумовлюють наявність трьох видів вводу: радіального, петлевого й магістрального.

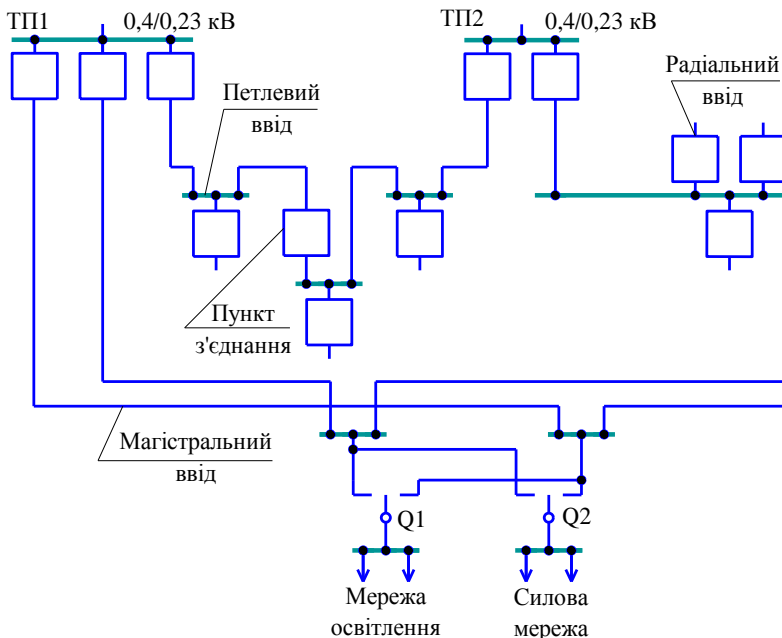


Рисунок 2.55 – Схема розподільної мережі до 1 кВ

Для прикладу на схемі окремо зображена мережа освітлення й силова мережа. У нормальному режимі роботи живлення цих двох груп споживачів відбувається окремими лініями. У разі пошкодження елементів однієї з ліній за допомогою перемикачів Q1 і Q2 можливе живлення від однієї з двох ліній, що, у свою чергу, можуть бути підключеними до декількох ТП.

2.4.5 Пристрої автоматичного ввімкнення резервного живлення й устаткування

Питання надійного електропостачання споживачів сільських і міських районів є одним із найактуальніших. Особливо важливе воно для електроприймачів I і II категорій, електропостачання яких, як зазначали в п. 1.3, повинне відбуватися від двох і більше незалежних джерел живлення, що мають взаємне резервування.

Зважаючи на вищезазначене, можна зробити висновок, що є три варіанти надійного безперебійного електропостачання:

1) електропостачання відбувається від двох (або трьох) джерел живлення, що постійно функціонують паралельно. Кожне з джерел має достатній запас потужності, щоб у разі виходу з ладу одного із джерел або лінії живлення безперебійне електропостачання забезпечувало працездатне джерело чи лінія;

2) джерела живлення не функціонують паралельно, але мають між собою достатній запас потужності й резервні зв'язки, що дозволяє в разі порушення у функціонуванні одного з джерел живлення його навантаження переключити на інші;

3) є два (або три) джерела живлення, але функціонує лише одне, а інші перебувають у резерві. У разі відключення основного джерела його навантаження перемикають на резервне джерело живлення.

Часто використання першого варіанта неможливе або економічно недоцільне. Тоді для споживачів I і II категорій із метою забезпечення безперебійного електропостачання застосовують один із двох останніх варіантів. У такому разі перемикання доцільно виконувати за допомогою пристроїв

автоматичного ввімкнення резервного живлення та устаткування (АВР). Згідно з ПУЕ пристрої АВР можна встановлювати на трансформаторах, лініях, секційних і шиноз'єднувальних вимикачах.

Пристрої АВР випускає промисловість у вигляді стандартних виробів, а тому потреби в розробленні спеціальних схем АВР зазвичай не виникає. Вибір тієї чи іншої схеми АВР залежить від вимог і ступеня безперебійності електропостачання того чи іншого електроприймача, допустимої тривалості переривання в електропостачанні; типу вимикача й привода, керування роботою яких забезпечує АВР; очікуваного економічного ефекту від підвищення надійності електропостачання та ін.

Пристрої АВР реалізують на електромагнітних або електронних реле, а також на механічних пристроях ручних пружинних приводів високовольтних вимикачів чи низьковольтних автоматичних вимикачів. Усі пристрої АВР спрацьовують у разі зникнення напруги на лінії основного живлення. Пристрої АВР спрацьовують передусім завдяки надходженню сигналу від реле мінімальної напруги. Обмотку реле мінімальної напруги можуть як безпосередньо підключати до лінії (напругою до 1 кВ), так і через трансформатори напруги (напругою понад 1 кВ). Швидкодія сучасних зразків АВР становить десятки частки секунди.

Незалежно від схемного й конструктивного рішень пристроїв АВР усі вони повинні відповідати основним вимогам:

- постійно перебувати в стані готовності до спрацювання;
- мати мінімально можливе значення часу спрацювання з метою скорочення тривалості переривання в електропостачанні;
- забезпечувати надійне спрацювання кожного разу під час зникнення напруги (незалежно від причини) на основній лінії живлення й за наявності нормальної напруги на резервній лінії;
- забезпечувати відключення лінії основного живлення з боку споживача в разі зникнення на ній напруги раніше за підключення споживача до лінії резервного живлення;
- забезпечувати однократність дії на один сигнал зникнення напруги, що необхідно для попередження

можливості багаторазових умикань резервної лінії на стійке коротке замикання.

Роботу **пристрою АВР 6–10 кВ із секційним вимикачем** розглянемо на прикладі схеми на рисунку 2.56.

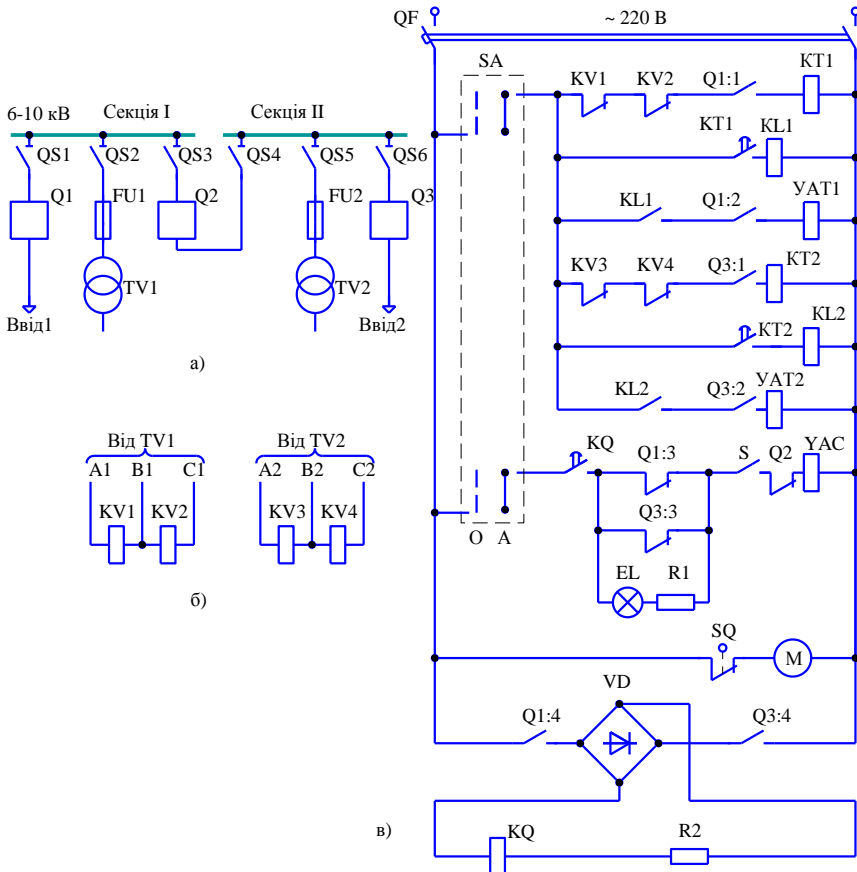


Рисунок 2.56 – Схема АВР 6–10 кВ із секційним вимикачем

У цій схемі є дві секції шин 6–10 кВ, кожна з яких має свій увід і в нормальному режимі роботи живиться від окремого джерела. У нормальному режимі вимикачі Q1 і Q3 увімкнені, а секційний вимикач Q2 вимкнений.

Схема керування функціонує на ввімкнення секційного вимикача Q2 у разі зникнення або недопустимого зниження напруги на одній із секцій шин. У такому разі відбувається взаємне резервування за допомогою пристрою АВР двосторонньої дії.

Секційний вимикач Q2 має пружинний привод, що починає діяти за допомогою двигуна М. Керують роботою двигуна за допомогою кінцевого вимикача SQ.

Схема керування живиться від джерела змінного синусоїдного струму напругою 220 В, а для живлення котушки реле блокування KQ передбачений напівпровідниковий випрямляч VD.

Умикають схему керування автоматичним вимикачем QF. Під час цього одержує живлення двигун М, що заводять пружинний привод секційного вимикача Q2. За повністю заведеного пружинного привода контакт кінцевого вимикача SQ у колі живлення двигуна М розімкнутий. Якщо ввімкнені вимикачі Q1 і Q3, від випрямляча VD одержує живлення котушка реле блокування KQ, й із затримкою в часі замикається його контакт в електричному колі живлення котушки електромагніту ввімкнення YAC секційного вимикача Q2.

У положенні «О» перемикача SA пристрій АВР вимкнений. Для підготовки до функціонування пристрою АВР необхідно перемикач SA перекинути в положення «А». Про готовність пристрою АВР до функціонування свідчить горіння сигнальної лампи EL, можливе за умови ввімкнених вимикачів Q1 і Q3, вимкненого секційного вимикача Q2, замкнутого контакту пружинного привода S і замкнутого контакту реле блокування KQ. У такому разі через котушку YAC електромагніту ввімкнення секційного вимикача Q2 проходить струм, недостатній для спрацювання електромагніту.

Сигнал про наявність або відсутність напруги на секціях шин від трансформаторів напруги TV1, TV2 подається на реле напруги KV1–KV4. У разі зникнення напруги, наприклад на

першій секції шин, спрацьовують реле напруги KV1, KV2 і вмикається реле часу KT1. Реле часу із затримкою своїм контактом KT1 замикає електричне коло живлення котушки реле проміжного KL1, що вмикається й забезпечує спрацювання електромагніту вимкнення YAT1 вимикача Q1.

Допоміжний контакт вимикача Q1 : 3 шунтує сигнальну лампу EL і забезпечує замкнене електричне коло для живлення котушки електромагніту ввімкнення YAC, що звільняє пружину привода й швидко вмикає секційний вимикач Q2. Увімкнення секційного вимикача Q2 забезпечує поновлення живлення першої секції шин, але тепер уже від другого вводу.

Допоміжний контакт вимикача Q1 : 4 забезпечує розмикання електричного кола живлення випрямляча VD, завдяки чому втрачає живлення котушка реле блокування KQ і тим самим забезпечує одноразовість спрацювання АВР на один сигнал зникнення напруги.

У разі ввімкнення секційного вимикача Q2 на коротке замикання спрацьовує його максимальний струмовий захист і спричиняє вимкнення.

Аналогічно відбуваються всі процеси й у разі зникнення напруги на шинах другої секції та наявності номінальної напруги на шинах першої секції. Але водночас у роботі схеми беруть участь реле часу KT2, реле проміжне KL2, електромагніт вимкнення YAT2 вимикача Q3.

На рисунку 2.57 наведена схема пристрою АВР до 1 кВ на контакторах типу АВР-100-10–250, призначена для роботи в системах із глухоізольованою нейтраллю для живлення приймачів I категорії. Ця схема забезпечує поновлення електропостачання споживачів шляхом автоматичного ввімкнення резервного джерела живлення під час вимкнення робочого. Пристрій забезпечує електропостачання від двох незалежних, таких, що мають взаємне резервування, джерел живлення. Переривання в електропостачанні споживачів під час порушення електропостачання від одного з джерел вимірюється лише часом, необхідним для автоматичного перемикавання на резервне живлення з подальшим повним автоматичним поновлення схеми станом до появи аварійного режиму живлення.

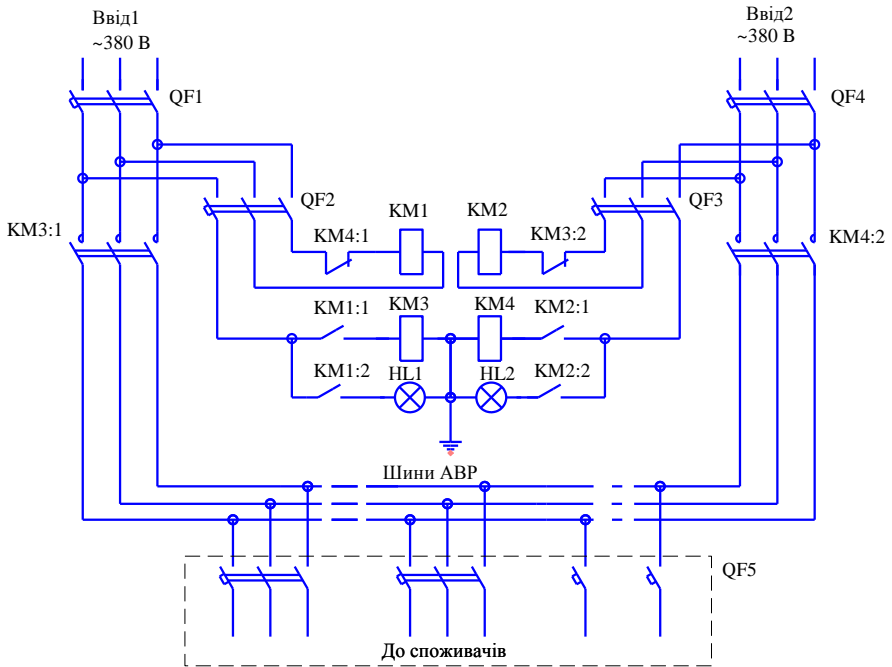


Рисунок 2.57 – Схема АВР-100-10-250 до 1 кВ

Згідно зі схемою живлення можливе одним із двох ввідів, один із яких основний (наприклад, ввід 1), а інший резервний.

Схема функціонує так. Умикають ввідні автоматичні вимикачі QF1 і QF4. Умикають автоматичний вимикач QF2, що забезпечує живлення котушки контактора KM1. Контактор KM1 умикається й своїми контактами KM1 : 1 забезпечує живлення котушки контактора KM3, що вмикається й своїми силовими контактами KM3 : 1 забезпечує подавання напруги від вводу 1 на шини пристрою АВР. Замикання контакту KM1 : 2 створює замкнене електричне коло живлення сигнальної лампи HL1.

Умикають автоматичні вимикачі QF5 і вони забезпечують подання напруги на лінії, що відходять до споживачів.

Після ввімкнення автоматичного вимикача QF3 напруга подається на вхід правої частини схеми керування. Але оскільки контакт КМ3 : 2 перебуває в розімкнутому стані, контактори КМ2 і КМ4 розімкнені.

Ця схема реагує на зникнення напруги принаймні на одній із фаз. Під час цього вимикаються контактори КМ1 і КМ3, що приводить до розмикання контактів КМ3 : 1 і відключення шин пристрою АВР від вводу 1. Замикання контакту КМ3 : 2 забезпечує спрацювання контактора КМ2, що своїм контактом КМ2:1 створює замкнене електричне коло живлення котушки контактора КМ4, а контактом КМ2 : 2 – сигнальної лампи НЛ2. Контактор КМ4 умикається й своїми силовими контактами КМ4 : 2 забезпечує підключення шин пристрою АВР до вводу 2 і подальше безперебійне електропостачання споживачів. Допоміжні контакти КМ4 : 1 розмикають електричне коло живлення контактора КМ1, чим унеможливають одночасне підключення шин пристрою АВР до вводу 1.

Захист від струмів короткого замикання та/або довготривалих перевантажень струмом на вводах забезпечують за допомогою автоматичних вимикачів QF1–QF4, а на лініях, що відходять, – автоматичних вимикачів QF5 .

Пристрої АВР інших типів цієї серії мають дещо інші схеми й функціональні особливості, детально проаналізовані в [73], а нижче пропонуємо лише стислі дані про них.

Пристрої АВР-200. Оперативне автоматичне переключення здійснюється з регульованою затримкою в часі в разі зміни чергування фаз, асиметрії фазних напруг, відсутності однієї й більше фаз, симетричного падіння напруги, аварійних режимів короткого замикання основного й резервного вводів системи живлення.

Пристрої АВР-300. Оперативне автоматичне переключення здійснюється з регульованою затримкою в часі робочим і резервним вводами в разі зміни чергування фаз, асиметрії фазних напруг, відсутності однієї й більше фаз, симетричного падіння напруги, аварійних режимів короткого замикання.

Таблиця 2.18 – Технічні характеристики пристроїв АВР

<i>Тип</i>	<i>I_{ном}, А</i>	<i>Тип увідного автоматичного вимикача</i>	<i>Тип комутаційного апарата</i>	<i>Час перемикання, с (не більший за)</i>
АВР-100-10	10	ВА 47-29	ПМЛ1501	0,2
АВР-100-25	25	ВА 47-29	ПМЛ2501	0,25
АВР-100-40	40	ВА 47-29	ПМЛ3500	0,3
АВР-100-63	63	ВА 47-29	ПМЛ4500	0,3
АВР-100-100	100	АЕ2056М	КМ-115	0,45
АВР-100-160	160	ВА 2004	КМ-185	0,45
АВР-100М-250	250	ВА 2004	КМ-265	0,6
АВР-100К-250	250	ВА 2004	КМ-6033	0,6
АВР-200-10	10	ВА2001	ПМЛ1501	0,6–30
АВР-200-25	25	ВА2001	ПМЛ2501	0,6–30
АВР-200-40	40	ВА2001	ПМЛ3500	0,6–30
АВР-200-63	63	ВА2001	ПМЛ4500	0,6–30
АВР-200-100	100	АЕ2056М	КМ-115	0,6–30
АВР-200-160	160	ВА 5735	КМ-185	0,6–30
АВР-200М-250	250	ВА 5735	КМ-265	0,6–30
АВР-300-10	10	ВА2001	ПМЛ1501	0,6–30
АВР-300-25	25	ВА2001	ПМЛ2501	0,6–30
АВР-300-40	40	ВА2001	ПМЛ3500	0,6–30
АВР-300-63	63	ВА2001	ПМЛ4500	0,6–30
АВР-300-100	100	АЕ2056М	КМ-115	0,6–30
АВР-300-160	160	ВА 5735	КМ-185	0,6–30
АВР-400К-250	250	ВА 5735	КМ-265	0,6–30
АВР-400М-400	400	ВА 5735	КМ-400	0,6–30
АВР-400К-400	400	ВА 5735	КМ-6043	0,6–30
АВР-500-25	25	ВА2001	ПМЛ2500	0,6–30
АВР-500-40	40	ВА2001	ПМЗ-40	0,6–30
АВР-500-63	63	ВА2001	ПМ4-65	0,6–30
АВР-500-100	100	АЕ2056М	КМ-115	0,6–30
АВР-500-160	160	ВА 2004	КМ-185	0,6–30
АВР-500М-250	250	ВА 2004	КМ-265	0,6–30
АВР-500К-400	400	–	КМ-400	0,6–30

Пристрої АВР-400. Виконувані функції й параметри, що контролюють ці пристрої, аналогічні пристроям АВР-200, але вони мають більші значення номінального робочого струму.

Пристрої АВР-500. Відрізняються тим, що мають у складі секційний апарат між рівнозначними енергонезалежними вводами, за допомогою якого здійснюють комутацію навантажень у паралельну роботу через аварію на одному з введів.

Пристрої АВР-600. Від пристроїв АВР-500 відрізняються наявністю в складі не одного, а двох секційних апаратів.

Технічні характеристики певних пристроїв АВР наведені в таблиці 2.18.

2.4.6 Пристрої автоматичного повторного ввімкнення

Пристрої автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) – ще один засіб забезпечення надійного електропостачання споживачів сільських і міських районів.

Пристроями АПВ називають пристрої автоматики, що виконують повторне ввімкнення електроустановки з метою швидкого відновлення електропостачання споживачів, міжсистемних або внутрішньосистемних зв'язків після їх вимкнення засобами релейного захисту.

Згідно з вимогами ПУЕ щодо систем електропостачання сільських і міських районів пристрої АПВ повинні передбачати на:

- повітряних ЛЕП усіх типів напруг понад 1 кВ;
- кабельних ЛЕП напругою 35 кВ і нижчою, коли вони можуть бути ефективними у зв'язку зі значною ймовірністю пошкоджень з утворенням відкритої дуги, а також для виправлення неселективної дії захисту;
 - шинах електростанцій і підстанцій;
 - силових трансформаторах.

Широке використання пристроїв АПВ зумовлене тим, що із загальної кількості коротких замикань у системах електропостачання сільських і міських районів 60–90 % коротких замикань належать до нестійких. Серед них частка

коротких замикань, спричинених грозою, становить близько 60 %. Причинами нестійкого короткого замикання можуть бути: блискавка, вітер, здатний сплітати проводи повітряних ЛЕП із неізолюваними проводами; замикання проводів гілками, птахами та ін. Зазвичай виникнення нестійкого короткого замикання зумовлює спрацювання релейного захисту й відключення пошкодженого елемента системи електропостачання. Але наведені приклади причин нестійкого короткого замикання зазвичай швидко самоліквідуються, на відміну від стійкого короткого замикання, що потребує часу для знаходження місця його виникнення, усунення причини й наслідків дії. Як показує практика, автоматичне ввімкнення повітряних ЛЕП або трансформаторів пристроєм АПВ у 60–75 % забезпечує швидке поновлення нормального функціонування системи електропостачання.

Незалежно від схемного й конструктивного рішень пристроїв АПВ усі вони повинні відповідати основним вимогам:

- АПВ повинне відбуватися в разі вимкнення вимикача релейним захистом, за винятком спрацювання релейного захисту відразу після оперативного ввімкнення вимикача;

- АПВ не повинне відбуватися в разі оперативного вимкнення вимикача дистанційно або телекеруванням;

- АПВ повинне відбуватися із заданою кратністю;

- АПВ повинне відбуватися із заздалегідь обраною затримкою в часі;

- після успішного вмикання вимикача схема пристрою АПВ повинна автоматично повернутися в стан готовності до нової дії.

Пристрої АПВ класифікують за такими ознаками:

1) *кількістю фаз*:

- однофазні (встановлюють на лініях напругою 500 кВ і вищою), що вмикають лише одну вимкнену фазу в разі однофазного короткого замикання;

- трифазні, що вмикають усі три фази.

- комбіновані, що вмикають одну чи три фази залежно від характеру короткого замикання;

2) *залежно від умов функціонування мережі* трифазні пристрої АПВ поділяють на дві групи:

- ті, що встановлюють на ЛЕП з одностороннім живленням;

- ті, що встановлюють на ЛЕП із двостороннім живленням;

Останні, у свою чергу, поділяють на:

- швидкодійні (БАПВ);
- із перевіркою наявності напруги (АПВНН);
- із перевіркою відсутності напруги (АПВОН);
- несинхронні (НАПВ), що вмикають вимикачі одночасно з двох кінців лінії;

- з очікуванням синхронізму (АПВОС): спочатку вмикається вимикач з однієї сторони лінії, а потім з іншої;

- із пійманням синхронізму (АПВУС);

3) *за видом електрообладнання, що вмикають:*

- АПВ ліній;
- АПВ трансформаторів;
- АПВ шин електростанцій і підстанцій;

4) *за кількістю повторних циклів умикання:*

- одноразової дії: одне вмикання вимикача на одне коротке замикання;

- багаторазової дії: два й більше вмикань вимикача на одне коротке замикання.

У системах електропостачання сільських і міських районів найчастіше використовують пристрої АПВ одноразової дії. Це можна пояснити тим, що, по-перше, їх схемне рішення найпростіше, а, по-друге, у разі спрацювання пристрою АПВ на стійке коротке замикання на лінії зникає ймовірність появи ще більших пошкоджень на аварійній ділянці. Пристрої АПВ багаторазової дії доцільно використовувати тоді, коли повітряні ЛЕП мають велику довжину (10 км і більше); ТП у кінці лінії не мають пристроїв АВР, а ввідний вимикач розрахований на багаторазове АПВ.

Для низьковольтних мереж систем електропостачання сільських і міських районів прикладом такого пристрою може бути пристрій одноразового автоматичного повторного

ввімкнення типу АПВ-0,38, функціональна схема якого наведена на рисунку 2.58.

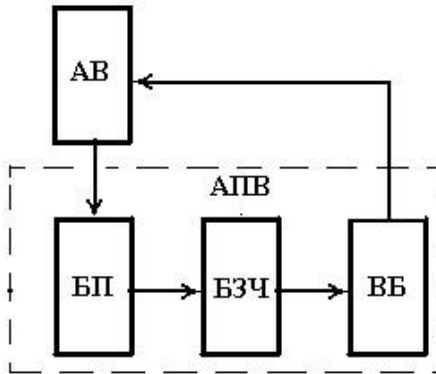


Рисунок 2.58 – Функціональна схема АПВ-0,38

Цей пристрій призначений для встановлення в КТП-10/0,4 кВ, обладнаних автоматичними вимикачами з електромагнітним приводом. Пристрій АПВ-0,38 виготовляють у вигляді приставки до автоматичного вимикача, що містить напівпровідникові елементи й електромеханічне реле. Його функціонування таке, що автоматичне повторне ввімкнення автоматичного вимикача відбувається під час усіх аварійних вимкнень автоматичного вимикача, а під час оперативних вимкнень пристрій не спрацьовує.

Пристрій АПВ-0,38 має три основні складові:

- блок пуску (БП), що забезпечує початок функціонування схеми після аварійного вимкнення автоматичного вимикача (АВ) і лише одноразову дію пристрою;
- блок затримки часу спрацювання (БЗЧ), що забезпечує необхідну затримку в часі від моменту аварійного вимкнення автоматичного вимикача й до моменту наступного повторного автоматичного ввімкнення;
- виконавчий блок (ВБ), що забезпечує спрацювання електромагнітного приводу на ввімкнення автоматичного вимикача.

У високовольтних мережах систем електропостачання сільських і міських районів використовують пристрої АПВ, схеми яких базуються на використанні реле повторного ввімкнення різних типів (наприклад, РПВ-58, РПВ-258, РПВ-358, РПВ-01, РПВ-02 та ін.). Конструкцію, принцип дії та роботу в складі схем пристроїв АПВ таких реле студенти вивчають упродовж дисципліни «Релейний захист».

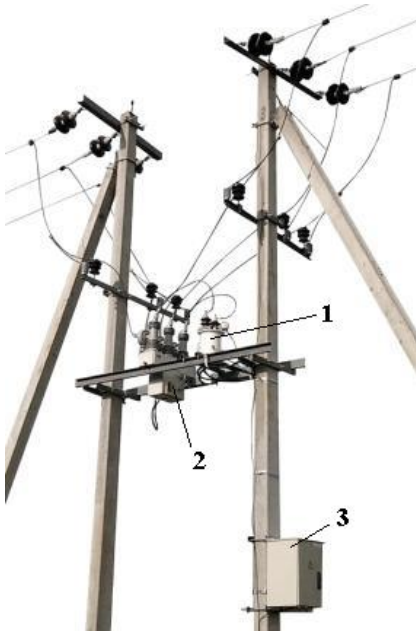
2.4.7 Реклоузери

Використання реклоузерів стало наступним кроком на шляху підвищення надійності електропостачання в розподільних мережах напругою 6–10 кВ із повітряними ЛЕП після АВР та АПВ.

Уперше реклоузери застосували в США в 40-ві роки ХХ століття. На території України в розподільних мережах 6–10 кВ перші зразки реклоузерів з'явилися в 60-ті роки ХХ століття й одержали назву пунктів автоматичного секціонування повітряних ЛЕП. Вони були модульними пристроями з масляними вимикачами й електричними апаратами керування їх роботою. Але широке впровадження реклоузерів відбулося в перші роки ХХІ століття, коли як комутаційний електричний апарат у складі реклоузера почали використовувати швидкодійні вакуумні вимикачі.

На цей час реклоузери з вакуумними вимикачами виготовляють різні фірми, лідерами серед яких є «Cooper Power Systems» (США), «Soule Materiel Electrique» (Франція), «Togami Electric» (Японія), «Whipp & Bourne» (Англія), «АВВ» (Швеція\Швейцарія), «NEI Reyroll Ltd» (Англія), «Таврида Електрик» (Росія) та ін.

Сучасні зразки реклоузерів із вакуумними вимикачами – це комплектні багатофункціональні автономні пристрої зовнішнього встановлення на опорах повітряних ЛЕП (рис. 2.59), що поєднують у собі передові технології комутаційної техніки й мікропроцесорного релейного захисту.



*Рисунок 2.59 –
Спосіб установлення
реклоузера на опорах
повітряних ЛЕП:
1 – трансформатор
власних потреб;
2 – комутаційний модуль;
3 – шафа керування*

Головним завданням реклоузера є відключення аварійної ділянки розподільної мережі й водночас забезпечення нормального функціонування основної магістралі та інших ліній, що від неї відходять. Функціонування реклоузера базується на реалізації принципу автоматичного управління аварійними режимами, що забезпечує повну незалежність роботи пунктів секціонування від централізованого управління. Цей принцип одержав назву децентралізованого принципу управління. Він передбачає, що кожний реклоузер є інтелектуальним пристроєм, що повинен аналізувати аварійні режими визначеної ділянки мережі й автоматично вибирати найбільш оптимальні рішення щодо поновлення електропостачання аварійної ділянки або локалізації місця пошкодження, а також забезпечувати електропостачання непошкоджених ділянок.

Основи секціонування розподільної мережі й децентралізованого принципу управління за допомогою реклоузерів пояснює схема на рисунку 2.60.

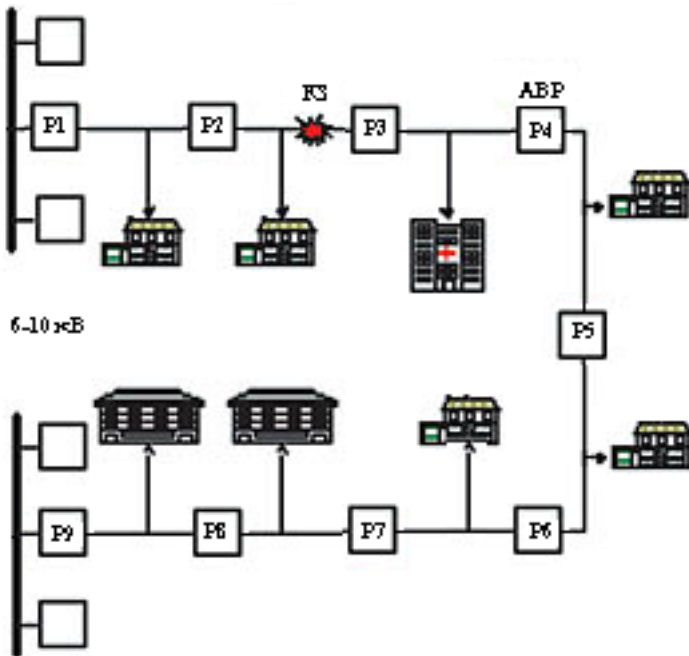


Рисунок 2.60 – Схема розподільної мережі з використанням реклоузерів [74]

У нормальному режимі роботи вимикач реклоузера P4, що виконує функцію комутаційного апарату пристрою АВР, вимкнений, і дві магістральні лінії функціонують незалежно. У разі виникнення короткого замикання в секції магістральної лінії між реклоузерами P2 і P3 відбувається вимкнення вимикача реклоузера P2 унаслідок проходження через нього надструму. Водночас реклоузер P1 налагоджують так, що його вимикач не вимикається. Із затримкою в часі відбувається АПВ вимикача реклоузера P2. Якщо коротке замикання нестійке, після повторного вмикання вимикача реклоузера P2 магістральна лінія поновлює роботу в нормальному режимі. Якщо виникає

стійке коротке замикання, вимикачі реклоузерів Р3 і Р4 спрацьовують один раз на зникнення напруги: вимикач реклоузера Р3 залишається вимкненим, забезпечуючи разом із Р2 відокремлення пошкодженої ділянки, а вимикач реклоузера Р4 – увімкненим, забезпечуючи АВР.

Реклоузери можуть установлювати на різних ділянках розподільних мереж міських і сільських районів та використовувати як:

- фідер на районній підстанції;
- автоматичний пункт секціонування мережі з одностороннім живленням;
- автоматичний пункт секціонування мережі з двостороннім живленням (зокрема як пункт резервування мережі – АВР);
- як електричний апарат захисту на відгалуженні мережі.

До основних функцій, що можуть виконувати реклоузери, належать:

- оперативні переключення в розподільній мережі (місцева або дистанційна рекомбінація мережі);
- автоматичне вимкнення аварійної ділянки мережі;
- автоматичне повторне ввімкнення аварійної ділянки мережі в разі виникнення коротких замикань (АПВ);
- автоматичне відокремлення пошкодженої ділянки;
- автоматичне поновлення ввімкнення непошкоджених ділянок мережі (АВР)
- автоматичне збирання інформації про параметри режимів функціонування електричної мережі;
- автоматичне секціонування під час одностороннього живлення;
- автоматичне секціонування під час двостороннього живлення;
- резервування мережі;
- розділення повітряних ЛЕП на окремі ділянки для забезпечення безперебійного функціонування тих підстанцій, що не входять до складу ділянки з пошкодженою підстанцією;
- забезпечення різного виду захистів, зокрема від:

- міжфазних коротких замикань (МТЗ-1, МТЗ-2, МТЗ-3);
 - однофазних замикань на землю (ОЗЗ);
 - напруги (ЗМН, ЗМП);
 - несиметричних фазних струмів, обриву фаз (ЗНФ) та ін.;
 - вимірювання таких величин:
 - фазних струмів;
 - струмів нульової послідовності;
 - струмів прямої й зворотної послідовностей;
 - фазних і лінійних напруг;
 - рівня несиметрії за струмом і напругою;
 - частоти;
 - активної, реактивної й повної потужностей;
 - коефіцієнта потужності;
 - електроенергії, що передають або споживають та ін.;
 - облік таких поточних параметрів:
 - кількості ввімкнень комутаційного апарата;
 - кількості аварійних вимкнень комутаційного апарата;
 - власного споживання електричної енергії за визначені періоди (годину, добу, місяць);
 - формування різного виду протоколів:
 - протоколу захисту (спрацювання кожного з видів захисту);
 - протоколу подій (штатних подій);
 - протоколу зміни вставок та ін.;
 - забезпечення дистанційного керування з виконанням таких функцій:
 - приймання й пересилання SMS;
 - приймання та пересилання даних за допомогою CSD і GPRS;
 - індикації наявності обміну даними та ін.
- Можливість виконання всіх або частини зазначених функцій реклоузерами окремих фірм досягають різними шляхами з використанням певного устаткування.

Для прикладу на рисунку 2.61 наведена функціональна схема реклоузера типу РВА/TEL [74], на якій зображені його основні складові та зв'язки між ними.



Рисунок 2.61 – Функціональна схема реклоузера типу РВА/TEL

Комутаційний модуль (рис. 2.62) реклоузера типу РВА/TEL має корпус, виготовлений із міцного корозійностійкого алюмінієвого сплаву й покритий шаром

порошкової фарби. Зверху корпуса розміщені високовольтні вводи (1), що забезпечують підключення модуля до повітряної ЛЕП.

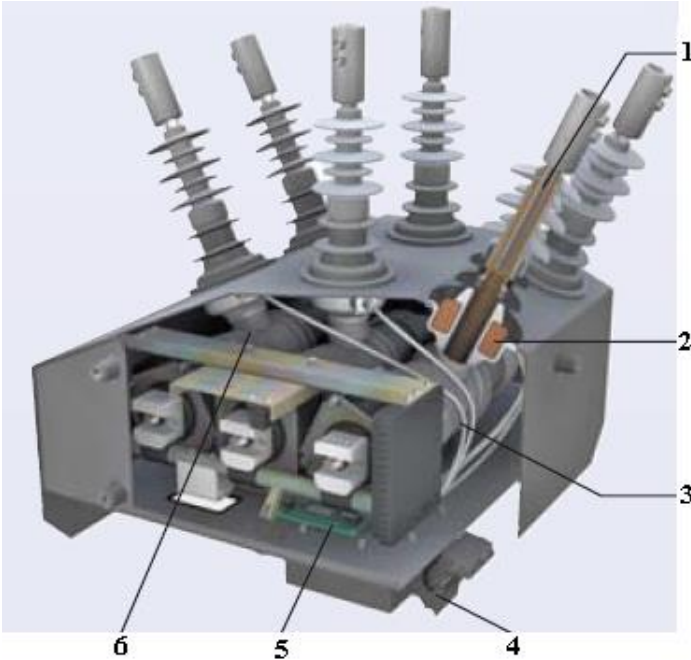


Рисунок 2.62 – Комутаційний модуль реклоузера типу RVA/TEL: 1 – високовольтні вводи; 2 – комбінований датчик струму й напруги; 3 – кола керування; 4 – штепсельний роз'єм; 5 – мікроперемикачі; 6 – вакуумний вимикач

Усередині модуля знаходяться:

- вакуумний вимикач (6), що є основною складовою модуля й за допомогою якого здійснюють комутацію силових електричних кіл;
- комбіновані датчики струму й напруги (2), убудовані у високовольтні вводи. Функції датчика струму виконує котушка Роговського, а функції датчика напруги – ємнісний дільник;

- мікроперемикачі (5), за допомогою яких здійснюють керування роботою вакуумного вимикача;
- кола керування (3), що через штепсельний роз'єм (4) забезпечують зв'язок комутаційного модуля з шафою керування.

Шафа керування типу RC/TEL-01E має корпус, виготовлений із міцного корозійностійкого алюмінієвого сплаву й покритий шаром порошкової фарби.

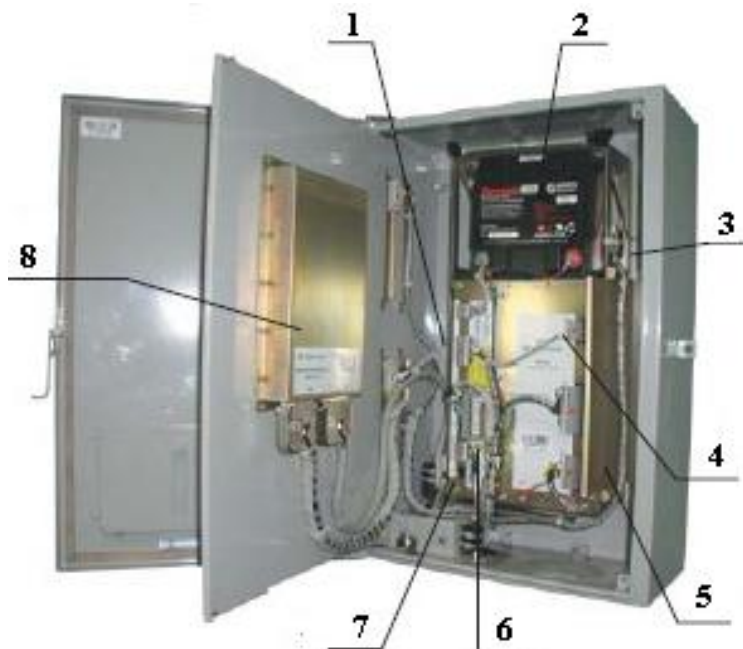


Рисунок 2.63 – Шафа керування реклоузера типу RC/TEL-01E: 1 – модулі дискретних уводів/виводів; 2 – акумуляторна батарея; 3 – порт RS-232; 4 – модуль керування; 5 – плата RTU; 6 – модуль безперебійного живлення; 7 – порт RS-485; 8 – модуль основного мікропроцесора

У середині шафа керування містить:

- модулі дискретних вводів/виводів;
- модуль основного мікропроцесора, що забезпечує роботу алгоритмів захисту й автоматики, керування РВА/TEL, індикацію, ведення й зберігання журналів оперативних і аварійних подій та ін;
- модуль керування, що забезпечує перетворення сигналів «увімкнення» й «вимкнення» в імпульси струму. Їх подають на котушки електромагнітів комутаційного модуля й цим забезпечують виконання операцій увімкнення та вимкнення;
- модуль безперебійного живлення, що забезпечує оперативне живлення шафи керування в нормальному режимі роботи від одного або двох трансформаторів власних потреб, а після втрати оперативного живлення відбувається його автоматичне підключення до акумуляторної батареї. Також модуль забезпечує режим автоматичного підзарядження акумуляторної батареї;
- акумуляторну батарею, призначену для забезпечення живлення модулів шафи керування й зовнішніх навантажень на час зникнення оперативного живлення;
- плату RTU;
- порти RS-232 і RS-485.

Крім внутрішніх зв'язків із комутаційним модулем, за допомогою з'єднувального кабелю СС/TEL шафа керування має й зовнішні зв'язки, якими здійснюють телекерування, телесигналізацію й телевимірювання.

Налаштування системи керування реклоузера й контроль його роботи здійснюють за допомогою персонального комп'ютера з програмою TELUS.

На рисунку 2.64 наведені дві типові схеми пункту секціонування з використанням реклоузерів типу РВА/TEL за одностороннього та двостороннього живлення мережі.

Перелік електрообладнання пункту секціонування зазначений у таблиці 2.19.

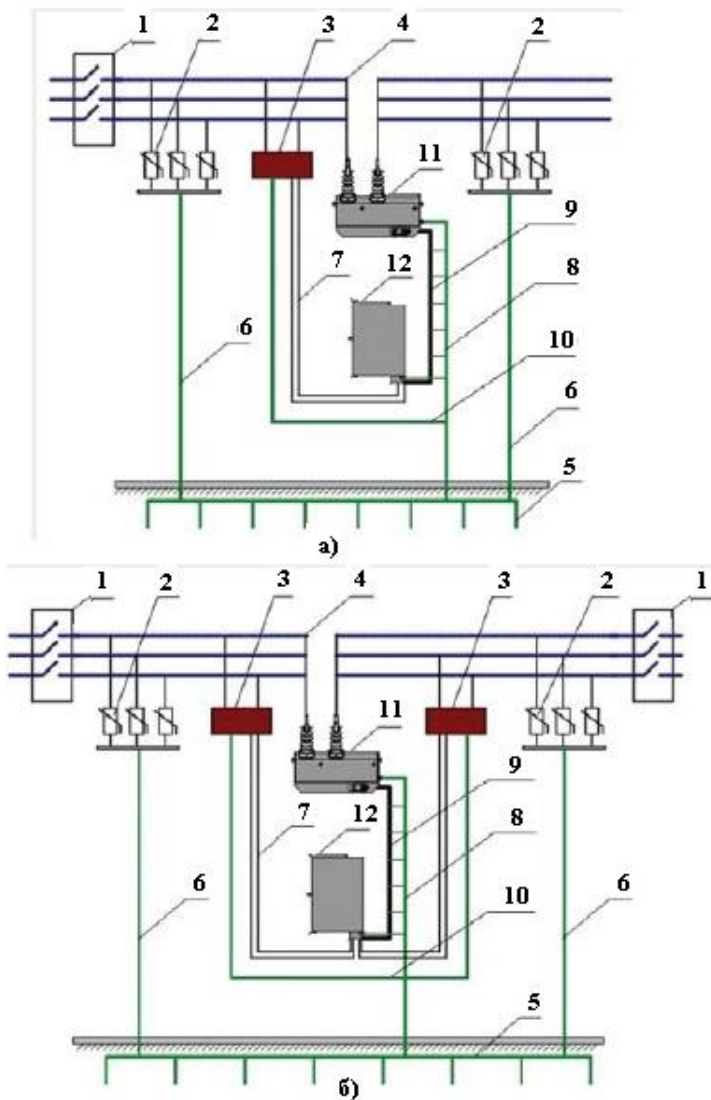


Рисунок 2.64 – Схеми пункту секціонування з використанням реклоузерів типу RBA/TEL [74]: а) одностороннє живлення; б) двостороннє живлення

Таблиця 2.19 – Електрообладнання пункту секціонування

<i>№ пор.</i>	<i>Назва</i>
1	Лінійний роз'єднувач
2	Обмежувач перенапруги
3	Трансформатор власних потреб
4	Підключення комутаційного модуля
5	Контур заземлення опори
6	Спуск заземлення обмежувача перенапруги
7	Кабель зовнішнього живлення шафи керування
8	Спуск заземлення шафи керування й комутаційного модуля
9	З'єднувальний кабель
10	Заземлення трансформатора власних потреб
11	Комутаційний модуль
12	Шафа керування

Контрольні запитання та завдання

1. Дайте визначення та назвіть основні функції розподільних пунктів.

2. Дайте визначення й поясніть, що спільного та чим відрізняються вимикачі навантаження, вимикачі й роз'єднувачі.

3. Дайте визначення та наведіть основні технічні характеристики трансформаторів струму й напруги.

4. Який вид захисту виконують запобіжники, розрядники й обмежувачі напруг?

5. Дайте визначення трансформаторних підстанцій, назвіть їх основні частини та функції.

6. Використовуючи електричну схему на рисунку 2.27, розкажіть послідовність підключення/відключення КТП-25-250/10/0,4.

7. Які види захисту й блокувань використовують у КТП-25-250/10/0,4?

8. Що спільного й чим відрізняються КТП тупикового та прохідного типів?

9. Наведіть приклади й назвіть основні функції електрообладнання розподільних пристроїв із боку високої напруги трансформаторних підстанцій.

10. Наведіть приклади й назвіть основні функції електрообладнання розподільних пристроїв із боку низької напруги трансформаторних підстанцій.

11. За якими основними параметрами вибирають запобіжники плавкі, реле струму й реле напруги?

12. За якими основними параметрами вибирають рубильники, перемикачі й кнопки керування?

13. За якими основними параметрами вибирають автоматичні вимикачі, контактори й магнітні пускачі?

14. Проаналізуйте кожен з трьох груп схем електричних мереж міських і сільських районів.

15. Проаналізуйте основні схеми побудови мережі живлення 6–10 кВ міських і сільських районів.

16. Зробіть порівняльний аналіз радіальної, магістральної та петлевої розподільних мереж міських і сільських районів.

17. Зробіть порівняльний аналіз автоматизованих двопробієвих схем мереж з АВР 6–10 кВ та з АВР до 1 кВ.

18. Які особливості побудови розподільних мереж до 1 кВ міських і сільських районів?

19. Які основні вимоги до пристроїв АВР?

20. Поясніть роботу схеми пристрою АВР 6–10 кВ із секційним вимикачем (рис. 2.56).

21. Розкажіть про схеми пристрою АВР до 1 кВ на контакторах (рис. 2.57).

22. Дайте визначення пристрою АПВ, назвіть його основні складові та функції.

23. Що таке реклоузер і які його основні функції?

Розділ 3

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВИХ БУДИНКІВ, СПОРУД І БУДИНКІВ СУСПІЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ

Під терміном «житлові будинки» розуміють житлові будинки як індивідуального, так і загального користування, зазначені в СНиП 2.08.01-89 [44] та ДБН 79-92 [15].

До споруд і будинків суспільного призначення належать громадські споруди й будинки, перелічені в ДБН В2.2-9-99 [16]; адміністративні та побутові будинки, наведені в СНиП 2.09.04-87 [45], прикладами яких можуть бути споруди й будинки: установ та організацій управління, освіти, дошкільних закладів, бібліотек, архівів, фізкультурно-оздоровчих, спортивних і культурно-видовищних закладів, побутового обслуговування населення, готелів, лікувальних закладів тощо.

3.1 Характеристика основних електроприймачів

Електроприймачі житлових будинків можна поділити на дві групи:

1) **електроприймачі житлових квартир**: освітлювальні (з лампами розжарювання, люмінесцентними й діодними) і побутові прилади (кондиціонери, для опалення квартир, нагрівальні, культурно-побутові, санітарно-гігієнічні, пральні машини та ін.);

2) **електроприймачі загального призначення**: освітлювальні прилади приміщень домоуправління, подвір'я, міжповерхових сходів і майданчиків, горищ, холів, ліфтових установок; двигуни насосних станцій, вентиляційних і протипожежних систем, підймально-транспортних машин та ін. Електроприймачі цієї групи поділяють на електроосвітлювальні

та силові. Зазвичай кожна з цих підгруп має свою мережу живлення – освітлювальну та силову відповідно.

Силовими електроприймачами другої групи найчастіше є асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, що використовують у підйомально-транспортному обладнанні, санітарно-технічних установках, протипожежних пристроях, вентиляційних установках та ін.

Основою для більшості електропостачальних мереж житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення є освітлювальні мережі. Тому питання правильного розрахунку освітлювальних мереж таких об'єктів є одним із головних, із яким значно пов'язані витрати як на створення мережі, так і на її експлуатацію.

3.2 Електричний розрахунок освітлювальних мереж

Освітлювальні мережі житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення виготовляють з ізольованих проводів і кабелів, що повинні відповідати трьом основним вимогам: механічній міцності, умови нагрівання й допустимих втрат напруги.

Освітлювальні мережі переважно мають велику довжину й незначне струмове навантаження на них, порівнюючи з довгостроково допустимим струмом. Унаслідок цього вимоги механічній міцності й умов нагрівання зазвичай виконуються, тому за цими параметрами розрахунки роблять як перевірочні. Основним для вибору площі перерізу провідників є розрахунок за втратами напруги. Допустимі втрати напруги в освітлювальних мережах визначають з урахуванням необхідності мати на джерелах світла величину напруги не нижчу за визначені значення. Згідно з вимогами ПУЕ допустимі значення сталого відхилення напруги на затискачах приймача електричної енергії повинні дорівнювати $\pm 5\%$ номінального значення напруги мережі. Це означає, що напруга на найбільш віддалених лампах не повинна бути меншою ніж

209 В. Переріз провідників освітлювальної мережі потрібно вибрати з урахуванням зазначених вимог.

Одним із методів розрахунку освітлювальних мереж є метод розрахунку перерізів на мінімум провідникового матеріалу [53], що одночасно враховує як умови втрат напруги, так і умови мінімуму приведених витрат на створення мережі освітлення.

Згідно з цим методом величину допустимих втрат напруги ΔU_M в освітлювальній мережі визначають за формулою:

$$\Delta U_M = U_{\max} - U_{\min} - \Delta U_T, \quad (3.1)$$

де U_{\max} – максимально допустиме значення напруги у відсотках від номінального, що приймають рівним 105 %;

U_{\min} – мінімально допустиме значення напруги найбільш віддаленого світильника у відсотках від номінального, що приймають рівним 95 %;

ΔU_T – втрата напруги в трансформаторі, приведена до напруги вторинної обмотки, %.

Втрата напруги ΔU_T залежить від таких факторів: потужності трансформатора, його завантаження й коефіцієнта потужності електроприймачів, що від нього живляться. Її визначають із достатнім наближенням за формулою:

$$\Delta U_T = \beta(U_{a.m} \cos \varphi + U_{p.m} \sin \varphi), \quad (3.2)$$

де β – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$U_{a.m}$ і $U_{p.m}$ – активна й реактивна складові напруги короткого замикання трансформатора відповідно, %;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності на затискачах вторинної обмотки трансформатора.

Значення $U_{a.m}$ і $U_{p.m}$ обчислюють за формулами:

$$U_{a.m} = (\Delta P_k / S_H) 100\% ; \quad (3.3)$$

$$U_{p.m} = \sqrt{U_k^2 - U_{a.m}^2} , \quad (3.4)$$

де ΔP_k – втрати потужності в режимі дослідного короткого замикання, Вт;

S_n – номінальна потужність трансформатора, $V \cdot A$;

U_k – напруга короткого замикання трансформатора, V .

Після визначення величини допустимої втрати напруги в мережі подальший розрахунок можуть проводити двома способами:

1) за розрахованим значенням величини допустимої втрати напруги: за методикою мінімуму витрат провідникового матеріалу визначають переріз жил провідників;

2) задають переріз провідників, підраховують втрату напруги в мережі й, порівнявши її з допустимою, вирішують, чи можна використовувати цей переріз проводу.

Перший спосіб застосовують переважно під час проектування нової освітлювальної мережі, другий – якщо є необхідність використовувати вже існуючі мережі або наявні проводи та кабелі заданого перерізу для більшого значення освітлювального навантаження (наприклад, під час заміни старих світильників світильниками інших типів або збільшення кількості освітлювальних приладів).

І в першій, і в другій ситуаціях за необхідності розраховують і перевіряють перерізи ділянок мережі за допустимим нагріванням.

Освітлювальні мережі можуть бути трьох видів:

1) двопровідні (фазний і нейтральний провідники);

2) трипровідні (два фазні й нейтральний провідники);

3) чотирипровідні (три фазні й нейтральний провідники).

Ураховуючи те, що для визначених умов розрахунку напруга мережі, кількість проводів на ділянках мережі й матеріал проводу є заданими величинами, втрату напруги ΔU (у %) в освітлювальних мережах або значення перерізу провідника S (у мм^2) можна визначити за формулами:

$$\Delta U = M / (C \cdot S); \quad (3.5)$$

$$S = M / (C \cdot \Delta U), \quad (3.6)$$

де M – момент навантаження, що дорівнює добутку навантаження P на довжину лінії L , $\text{кВт} \cdot \text{м}$;

C – коефіцієнт, що залежить від матеріалу провідника, номінальної напруги й кількості проводів на ділянці мережі, значення якого наведені в таблиці 3.1.

Під час розрахунку перерізів провідників розгалуженої

освітлювальної мережі необхідно прагнути до її оптимальних техніко-економічних показників. Оптимальна за техніко-економічними показниками мережа – це мережа, витрати провідникового матеріалу в якій мінімальні.

Таблиця 3.1 – Значення коефіцієнта C для розрахунку освітлювальної мережі

Напруга мережі, В	Система мережі освітлення	Значення коефіцієнта C для провідників	
		мідних	алюмінієвих
380/220	Чотирипровідна	72	44
380/220	Трипровідна	32	19,5
220	Двопровідна	12	7,4

Для розрахунку розгалужених мереж на мінімум провідникового матеріалу використовують рівняння (3.6), але виражене через переріз проводів ділянки електричної мережі, що розраховують за формулою:

$$S = \frac{M_{np}}{C \cdot \Delta U}, \quad (3.7)$$

де S – переріз ділянки, параметри якої розраховують, мм²;

M_{np} – приведений момент ділянки, що враховує як момент M ділянки, параметри якої розраховують, так і моменти m наступних ділянок мережі, що живляться від неї, кВт · м.

Приведений момент розраховують за формулою:

$$M_{np} = \sum M + \alpha \sum m, \quad (3.8)$$

де $\sum M$ – сума моментів ділянки, що розраховують, і всіх наступних ділянок з тією самою кількістю проводів, що й у ділянки, що розраховують, кВт · м;

$\sum m$ – сума моментів наступних ділянок з іншою, ніж у ділянки, що розраховують, кількістю проводів, кВт · м;

α – коефіцієнт приведення моментів, що визначають за таблицею 3.2.

Таблиця 3.2 – Значення коефіцієнта приведення моментів

Мережа	Відгалуження	Коефіцієнт приведення моментів, α
Чотирипровідна	Двопровідне	1,85
Чотирипровідна	Трипровідне	1,39
Трипровідна	Двопровідне	1,33

Користаючись вищезазначеними рівняннями, розрахунок виконують в такій послідовності:

- розраховують переріз проводів або кабелів основної ділянки;
- розрахований переріз округляють до найближчого більшого значення зі стандартного ряду перерізів: 0,5; 0,75; 1; 1,5; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400 мм².

(Примітка: алюмінієвих проводів і кабелів перерізом 0,5, 0,75, 1 і 1,5 мм² не виготовляють);

- розраховують фактичну втрату напруги на основній ділянці за величиною моменту навантаження на цій ділянці;
- визначають переріз наступних ділянок й усіх відгалужень у тій самій послідовності, але в кожному разі розрахунок ведуть за величиною дійсної втрати напруги, за винятком втрати напруги на всіх ділянках мережі, що передують тій ділянці, що розраховують.

Обрані перерізи провідників необхідно перевірити за припустимим нагріванням робочим струмом відповідно до умови:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (3.9)$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм провідника обраного перерізу, А;

I_p – розрахунковий струм навантаження, А.

Розрахунковий (робочий) струм визначають за формулами:

- для чотирипровідної мережі:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3}U_l \cos \varphi}, \text{ А} \quad ; \quad (3.10)$$

- для трипровідної мережі:

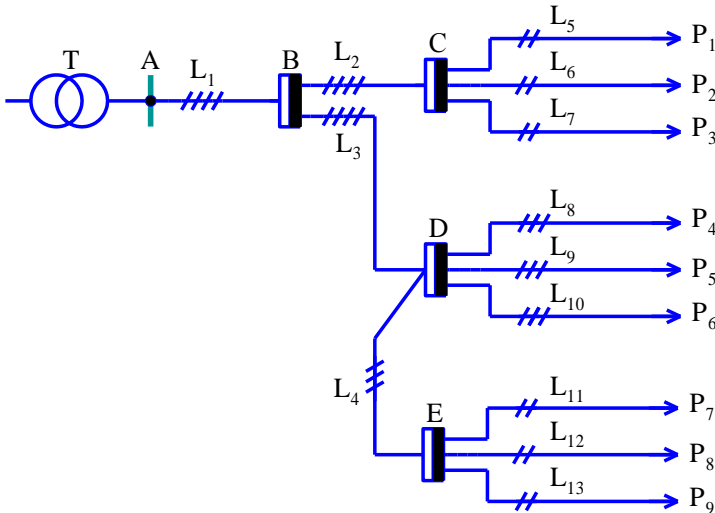
$$I_p = \frac{P}{2U_\phi \cos \varphi}, A; \quad (3.11)$$

- для двопровідної мережі:

$$I_p = \frac{P}{U_\phi \cos \varphi}, A \quad (3.12)$$

Допустимі тривалі струми для певних проводів і кабелів залежно від умов прокладення й матеріалу провідника, наводимо в додатках В, Г, Д, Е, а повну інформацію з цього питання – у ПУЕ [38].

Задача. Розрахувати на мінімум провідникового матеріалу освітлювальну мережу з напругою 380/220 В, схема якої наведена на рисунку 3.1. Вихідні параметри для розрахунку наведені в таблицях 3.3 і 3.4.



*Рисунок 3.1 – Принципова електрична схема
мережі освітлення*

Таблиця 3.3 – Параметри трансформатора й мереж живлення та розподілу

Трансформатор			Мережі живлення й розподілу					
S_{tr} , кВА	ΔP_{κ} , кВт	U_{κ} , %	β	$\cos \varphi$	L_{AB} , м	L_{BC} , м	L_{BD} , м	L_{DE} , м
100	2,0	5	0,6	0,8	13,3	100	100	100

Таблиця 3.4 – Параметри групової мережі

Групова мережа									
$= L_2 =$ L_3 , м	$L_4 = L_5 =$ $= L_6$, м	L_7 , м	L_8 , м	L_9 , м	$P_1 = P_4$, кВт	$P_2 = P_5$, кВт	$P_3 = P_6$, кВт	$P_7 = P_8$, кВт	P_9 , кВт
10	10	10	10	10	1	1	1	1	1

Розв'язання

1. Допустима втрата напруги в мережі:

– формула для розрахунку:

$$\Delta U_M = U_{\max} - U_{\min} - \Delta U_T;$$

– її складові:

$$U_{\max} = 105 \%, \quad U_{\min} = 95 \%; \quad \Delta U_T = \beta (U_{a.m} \cos \varphi + U_{p.m} \sin \varphi);$$

$$\beta = 0,6; \quad \cos \varphi = 0,8; \quad \sin \varphi = 0,6;$$

$$U_{a.m} = (\Delta P_{\kappa} / S_{tr}) \cdot 100 \% = (2/100) \cdot 100 = 2 \%.$$

Тоді

– втрати напруги в трансформаторі:

$$\Delta U_T = 0,6 (2 \cdot 0,8 + 4,6 \cdot 0,6) \approx 2,6 \%;$$

– допустимі втрати напруги в мережі:

$$\Delta U_M = 105 - 95 - 2,6 = 7,4 \%.$$

2. Для кожної ділянки мережі розраховуємо момент навантаження у кВт · м.

Формула для розрахунку:

$$M = P_i \cdot L_i.$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Моменти навантаження

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	DE	BD	BC	AB
P_i , кВт	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	6	3	9
L_i , м	10	10	10	10	10	10	10	10	10	100	100	100	13,3
M_i , кВт·м	10	10	10	10	10	10	10	10	10	300	600	300	120

3. Приведений момент навантаження для головної ділянки (AB):

$$M_{пр AB} = \sum M + \sum \alpha m = (M_{AB} + M_{BC} + M_{BD}) + \alpha_1 (M_{DE} + M_4 + M_5 + M_6) + \alpha_2 (M_1 + M_2 + M_3) + \alpha_3 (M_7 + M_8 + M_9) = (120 + 300 + 600) + 1,39(300 + 10 + 10 + 10) + 1,85(10 + 10 + 10) + 1,33(10 + 10 + 10) = 1\,575 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

4. Потрібний переріз алюмінієвих жил провідників головної ділянки:

$$S'_{AB} = M_{пр AB} / (C \cdot \Delta U_M) = 1\,575 / (44 \cdot 7,4) = 4,8 \text{ мм}^2.$$
5. Стандартна величина перерізу жил головної ділянки:

$$S_{AB} = 6 \text{ мм}^2.$$
6. Дійсна втрата напруги на головній ділянці:

$$\Delta U_{AB} = M_{AB} / (C \cdot S_{AB}) = 120 / (44 \cdot 6) \approx 0,5 \text{ \%}.$$
7. Розрахункові втрати напруги для наступних ділянок:

$$\Delta U_1 = \Delta U_M - \Delta U_{AB} = 7,4 - 0,5 = 6,9 \text{ \%}.$$
8. Переріз жил провідників ділянок BC, BD та DE
 - 8.1 Ділянка BC.
 - 8.1.1. Приведений момент навантаження:

$$M_{пр BC} = \sum M + \sum \alpha \cdot m = M_{BC} + \alpha_2 (M_1 + M_2 + M_3) = 300 + 1,85 (10 + 10 + 10) = 356 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$
 - 8.1.2. Потрібний переріз жил провідників:

$$S'_{BC} = M_{пр BC} / (C \cdot \Delta U_1) = 356 / (44 \cdot 6,9) = 1,2 \text{ мм}^2.$$
 - 8.1.3. Стандартна величина перерізу жил провідників:

$$S_{BC} = 2,5 \text{ мм}^2.$$
 - 8.1.4. Дійсна втрата напруги:

$$\Delta U_{BC} = M_{BC} / (C \cdot S_{BC}) = 300 / (44 \cdot 2,5) = 2,7 \text{ \%}.$$
 - 8.1.5. Розрахункові втрати напруги для 1–3 ділянок:

$$\Delta U_{1-3} = \Delta U_1 - \Delta U_{BC} = 6,9 - 2,7 = 4,2 \text{ \%}.$$
 - 8.2. Ділянка BD.
 - 8.2.1. Приведений момент навантаження:

$$M_{пр BD} = \sum M + \sum \alpha \cdot m = M_{BD} + \alpha_1 (M_{DE} + M_4 + M_5 + M_6) + \alpha_3 (M_7 + M_8 + M_9) = 600 + 459 + 40 = 1\,099 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$
 - 8.2.2. Потрібний переріз жил кабелю:

$$S'_{BD} = M_{пр BD} / (C \cdot \Delta U_1) = 1\,099 / (44 \cdot 6,9) \approx 3,6 \text{ мм}^2.$$
 - 8.2.3. Стандартна величина перерізу жил провідників:

$$S_{BD} = 4 \text{ мм}^2.$$
 - 8.2.4. Дійсна втрата напруги:

$$\Delta U_{BD} = M_{BD} / (C \cdot S_{BD}) = 600 / (44 \cdot 4) = 3,4 \text{ \%}.$$
 - 8.2.5. Розрахункові втрати напруги для наступних ділянок:

$$\Delta U_2 = \Delta U_1 - \Delta U_{BD} = 6,9 - 3,4 = 3,5 \text{ \%}.$$
 - 8.3 Ділянка DE.
 - 8.3.1. Приведений момент навантаження:

$$M_{пр DE} = M_{DE} + \alpha_3 (M_7 + M_8 + M_9) = 300 + 1,33 (10 + 10 + 10) = 340 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

8.3.2. Потрібний переріз жил кабелю:

$$S'_{DE} = M_{пр DE} / (C \cdot \Delta U_2) = 340 / (19,5 \cdot 3,5) = 4,9 \text{ мм}^2.$$

8.3.3. Стандартна величина перерізу жил провідників:

$$S_{DE} = 6 \text{ мм}^2.$$

8.3.4. Дійсна втрата напруги:

$$\Delta U_{DE} = M_{DE} / (C \cdot S_{DE}) = 300 / (19,5 \cdot 6) = 2,6 \text{ \%}.$$

8.3.5. Розрахункові втрати напруги для 7–9-ї ділянок:

$$\Delta U_{7-9} = \Delta U_2 - \Delta U_{DE} = 3,5 - 2,6 = 0,9 \text{ \%}.$$

9. Визначаємо розрахунковий $S_{роз}$ і вибираємо стандартний $S_{ст}$ переріз мідних жил провідників 1–9-ї ділянок.

9.1. Формула для розрахунку:

$$S_{роз i} = M_i / (C \cdot \Delta U_{роз i}).$$

9.2. Результати розрахунку заносимо до таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунок перерізів мідних жил провідників

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9
M_i , кВт·м	10	10	10	10	10	10	10	10	10
C_i	12	12	12	32	32	32	12	12	12
$\Delta U_{роз i}$, В	4,2	4,2	4,2	3,5	3,5	3,5	0,9	0,9	0,9
$S_{роз}$, мм ²	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,93	0,93	0,93
$S_{ст}$, мм ²	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0

10. Дійсні втрати напруги на 1–9-й ділянках:

10.1. Формула для розрахунку:

$$\Delta U_i = M_i / (C \cdot S_{ст i}).$$

10.2. Результати розрахунку заносимо до таблиці 3.7, а одержані значення ΔU_i зазначаємо на рисунку 3.2.

Таблиця 3.7 – Розрахунок дійсних втрат напруги в 1–9 ділянках

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9
M_i , кВт·м	10	10	10	10	10	10	10	10	10
C_i	12	12	12	32	32	32	12	12	12
$S_{ст i}$, мм ²	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
ΔU_i , %	1,7	1,7	1,7	0,6	0,6	0,6	0,83	0,83	0,83

11. Розрахункові значення струмів окремих ділянок:

11.1. Для визначення розрахункових струмів окремих ділянок використовуємо формули:

– для ділянок АВ, ВС, BD – (3.10);

– для ділянок DE, 4–6 – (3.11);

– для ділянок 1–3, 7–9 – (3.12).

11.2 Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Розрахункові значення струмів окремих ділянок

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	AB	BC	BD	DE
I_p, A	5,7	5,7	5,7	2,8	2,8	2,8	5,7	5,7	5,7	17,1	5,7	10,4	8,5

12. Вибір виду провідника та перевірка вибраних перерізів провідників за допустимим нагріванням.

12.1. Під час вибору допустимих значень струмів використовуємо додатки В, Г, Д, Е.

12.2. Результати вибору заносимо до таблиць 3.9 і 3.10.

12.3. Умова $I_{\text{доп}} \geq I_p$ для всіх ділянок освітлювальної мережі виконується – перевірка вибраних перерізів провідників за допустимим нагріванням задовільна.

14. Одержані значення втрат напруги на кожній із ділянок зазначаємо на принциповій електричній схемі мережі освітлення (рис. 3.2).

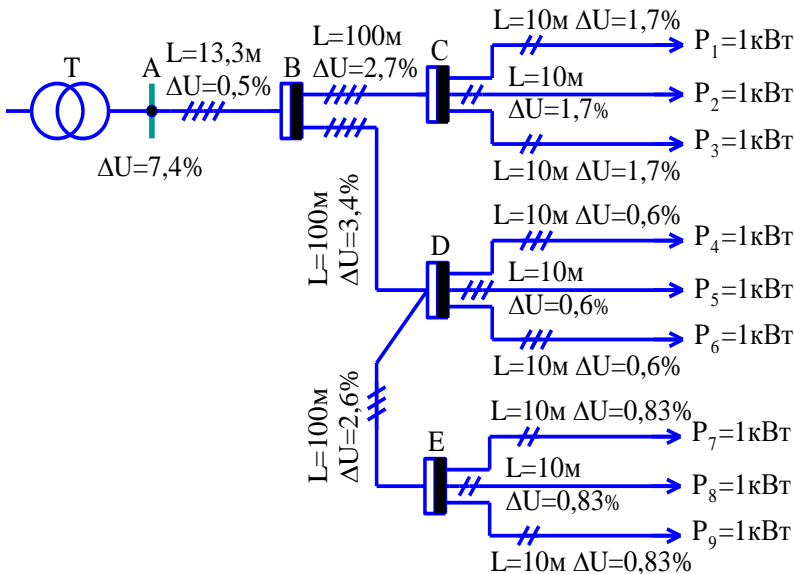


Рисунок 3.2 – Принципова електрична схема мережі освітлення з вихідними даними та результатами розрахунків

Таблиця 3.9 – Вибір провідників і допустимих значень струмів для ділянок АВ, ВС, ВD, DE згідно з додатком Е

I	AB	BC	BD	DE
Вид провідника	чотири одножильні проводи з алюмінієвими жилами	чотири одножильні проводи з алюмінієвими жилами	чотири одножильні проводи з алюмінієвими жилами	три одножильні проводи з алюмінієвими жилами
Спосіб прокладення	в одній трубі	в одній трубі	в одній трубі	в одній трубі
S_{12} , мм ²	6	2,5	4	6
I_p , А	17,1	5,7	10,4	8,5
$I_{доп}$, А	30	19	23	32

Таблиця 3.10 – Вибір провідників та допустимих значень струмів для ділянок 1–9 згідно з додатком Д

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вид провідника	Провід із полівінілхлоридною ізоляцією								
Спосіб прокладення	Відкритий								
S_{12} , мм ²	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
I_p , А	5,7	5,7	5,7	2,8	2,8	2,8	5,7	5,7	5,7
$I_{доп}$, А	11	11	11	11	11	11	17	17	17

3.3 Складові частини та схеми електропостачальної системи

3.3.1 Основні терміни й визначення

Повний перелік основних термінів і визначень щодо складових частин електропостачальної системи житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення наведений у ПУЕ [38] і ДБН В2.5-2002 С7 [17], а нижче розглянуті лише певні з них.

Головним розподільним щитом (далі – ГРЩ) називають розподільний щит, через який здійснюють живлення електроенергією всього будинку або його відокремленої частини. Функції ГРЩ може виконувати ввідно-розподільний пристрій або щит низької напруги підстанції.

Ввідним пристроєм (далі – ВП) називають сукупність конструкцій, апаратів і приладів, установлених на вводі лінії живлення в будинок або його відокремлену частину, а живлення здійснюють від ГРЩ.

Ввідно-розподільним пристроєм (далі – ВРП) називають ВП, що містить у собі також апарати й прилади на відхідних лініях.

Вторинним розподільним щитом (далі – ВРЩ) називають розподільний щит, що одержує електроенергію від ГРЩ або ВРП і розподіляє її по групових щитках і розподільних пунктах будинку.

Груповим щитком називають пристрій, у якому встановлені апарати захисту та комутаційні апарати (або лише апарати захисту) окремих груп світильників, штепсельних розеток і стаціонарних електроприймачів.

Поверховим розподільним щитком називають щиток, установлений на поверххах житлових будинків і призначений для живлення квартир або квартирних щитків. Поверховий щиток установлюють на клітці сходів, у холі або коридорі на поверсі.

Квартирним щитком називають груповий щиток, установлений у квартирі й призначений для приєднання мережі, від якої живляться світильники, штепсельні розетки й стаціонарні електроприймачі квартири.

Електрощитовим приміщенням (електрощитовою) називають приміщення або його відокремлену частину, доступну лише для кваліфікованого обслуговувального персоналу, де встановлюють ГРЩ, ВРП, ВП та інші розподільні пристрої.

Мережею живлення називають мережу від розподільного пристрою підстанції або відгалуження від повітряних ліній електропередавання до ВП, ВРП, ГРЩ.

Розподільною мережею називають мережу від ВП, ВРП, ГРЩ до розподільних пристроїв і щитків.

Груповою мережею називають мережу від щитків і розподільних пристроїв до світильників, штепсельних розеток та інших електроприймачів.

3.3.2 Принцип побудови електропостачальної системи

Електропостачання житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення виконують від ТП. Згідно з ПУЕ [38] і ДНАОП 0.00-1.32-01 [19], ТП можуть бути вбудованими або прибудованими до споруд і будинків суспільного призначення, за умов використання сухих трансформаторів, розміщених на амортизаторах. Ці нормативні документи визначають усі умови улаштування та розміщення таких ТП. Нижче наведені лише певні з них.

У житлових будинках, спальних корпусах різних установ, школах та інших навчальних закладах, у яких рівень звуку обмежений санітарними нормами, розміщення вбудованих або прибудованих ТП заборонене.

Для всіх видів ТП обов'язковою вимогою є таке їх компонування та розміщення, щоб забезпечити цілодобовий безперешкодний доступ до них персоналу електропостачальної організації.

Вибір потужності силових трансформаторів виконують з урахуванням їх роботи як під номінальним навантаженням, так і з перевантаженням, а також з урахуванням перспективного будівництва нових споруд і зростання потужності приймачів у старих.

На вбудованих і прибудованих ТП можна встановлювати не більше ніж два масляні силові трансформатори потужністю 1 000 кВА кожний. Кількість сухих трансформаторів не обмежують.

У ТП зазвичай використовують силові трансформатори з глухозаземленою нейтраллю зі схемою з'єднання обмоток «зірка – зигзаг» при потужності до 250 кВА й «трикутник – зірка» при потужності 400 кВА і більшої.

Згідно з [19] електропостачання приймачів у житлових будинках, спорудах і будинках суспільного призначення повинне здійснюватися від мережі з глухозаземленою нейтраллю 380/220 В із системою заземлення TN-S або TN-C-S. Водночас живлення як силових, так і освітлювальних приймачів необхідно виконувати від одних і тих самих трансформаторів.

Мережі живлення можуть виконувати повітряними або кабельними ЛЕП. Повітряні ЛЕП більш властиві електропостачальним мережам будинків у сільській місцевості та в невеликих містах із малою щільністю розміщення будинків. Для великих міст більш типові кабельні лінії. Характерною ознакою останніх років є використання повітряних ЛЕП із СП як у міських, так і сільських районах.

Мережі живлення житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення можуть виконувати за радіальною, магістральною, петлевою або комбінованою схемами. На вибір виду схеми електропостачання впливають кілька факторів, і серед них основними є два часто взаємопов'язаних – категорія електроприймачів і кількість поверхів будинку.

На рисунку 3.3 а показана схема розподілу електроенергії на напрузі 380/220 В для будинків до 5 поверхів. Для електропостачання більшості таких житлових будинків (зазвичай із електроприймачами III категорії) використовують магістральну схему з одностороннім живленням більшості будинків від однієї ТП. Винятком у цій схемі є школа – приклад електроспоживача з електроприймачами II категорії. Електропостачання цієї будівлі двостороннє, його можуть здійснювати однією з двох ліній (магістральною або радіальною), вибір якої забезпечує перемикач.

Схема електропостачання будівель із кількістю понад 5 поверхів (рис. 3.3 б) передбачає можливість живлення кожного об'єкта однією з двох магістральних ліній, кожна з яких підключена до окремої ТП. Переключення на ту чи іншу лінію є ручним за допомогою перемикача. Одна з характерних ознак таких будинків – наявність ліфтів та інших електроприймачів II категорії.

3.3.3 Основні правила побудови

й вимоги до електрообладнання

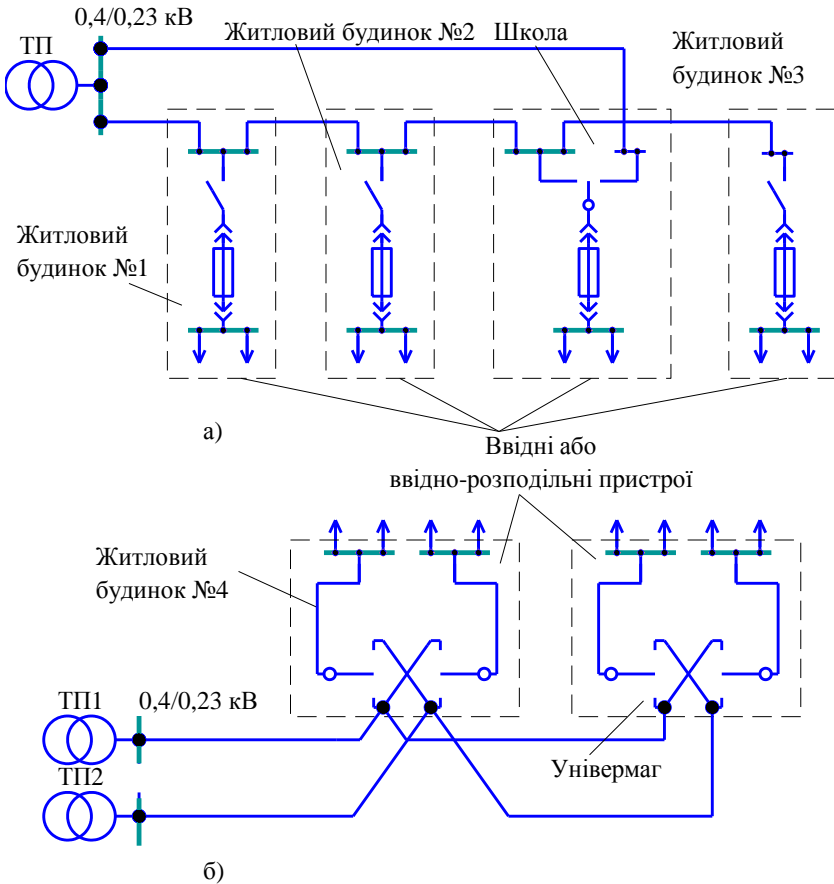
Повна інформація з цього питання подана в [38] і [19], а нижче розглядаємо лише основні положення.

ВП або **ВРП** установлюють на вводі в будинок кількістю від одного й більше. Зазвичай їх розміщують у спеціальних щитових приміщеннях, доступних лише для обслуговувального персоналу, або закритих шафах чи нішах. Також дозволено розміщувати ВП або ВРП у приміщеннях, що знаходяться в сухих підвалах чи технічних підпіллях за умови, що ці приміщення легкодоступні для обслуговувального персоналу й відокремлені від інших приміщень перегородками зі ступенем вогнестійкості, не меншим ніж 0,75 години. Ці приміщення повинні мати природну вентиляцію та електричне освітлення, а також опалення, що забезпечує температуру в приміщенні, не нижчу за $+5^{\circ}\text{C}$, а їх двері повинні відкриватися назовні.

Електрощитові приміщення, а також **ВП, ВРП, ГРЩ** не можна розміщувати під санвузлами, ванними кімнатами, душовими, кухнями (крім кухонь квартир), мийками, мийними й пральними приміщеннями бань, пральними приміщеннями пралень, хімчисток тощо.

Трубопроводи (водопровід, опалення, каналізація, внутрішні водостоки), вентиляційні та інші короби, прокладені через електрощитові приміщення (за винятком відгалуження до опалювального прибору самого щитового приміщення) не повинні мати відгалужень у межах приміщення, а також люків, засувок, фланців, вентилів тощо. Прокладення через ці приміщення газопроводів і трубопроводів із запальними рідинами заборонене.

Для одно- й двоповерхових житлових будинків ВП та ВРП можуть установлювати зовні будівлі, наприклад на стіні будинку, але тоді вони повинні мати відповідний ступінь захисту.



*Рисунок 3.3 – Схеми електропостачання будинків:
а) до 5 поверхів; б) понад 5 поверхів*

ВП, ВРП, ГРЩ, ВРЩ, розподільні пункти та групові щитки можуть розміщувати й не в щитових приміщеннях, тоді до них висувають такі вимоги:

- пристрої необхідно розміщувати в зручних і доступних для обслуговування місцях;
- пункти та щитки зазвичай потрібно встановлювати в нішах, ящиках або закривати кожухами, і вони не повинні мати відкритих неізольованих струмопровідних частин;
- пристрої необхідно встановлювати на відстані, не меншій ніж 0,5 м, від трубопроводів (водопроводу, опалення, каналізації, внутрішніх водостоків), газопроводів і газових лічильників.

На ВП і ВРП необхідно встановлювати апарати захисту й апарати керування. Але за струмів, не більших ніж 25 А, апарати керування дозволено не встановлювати. Не обов'язково також установлювати апарати захисту на вводі лінії живлення в будинок, якщо захист є на початку відгалуження або живлення ВП і ВРП виконують окремою лінією. На кожній лінії, що відходить від розподільного щита або пункту, потрібно встановлювати апарати захисту.

Апарат захисту може бути загальним для кількох ліній. Водночас у разі сполучення ВП або ВРП із розподільним щитом і наявності на вводі апарата керування з фіксованим положенням відключення встановлення додаткового загального апарата керування необов'язкове.

Апарати керування незалежно від наявності таких самих апаратів на початку лінії живлення або на її відгалуженні потрібно встановлювати на вводах лінії живлення в торгові приміщення, комунальні підприємства, адміністративні приміщення та ін., а також у приміщення споживачів, відокремлених в адміністративно-господарському плані.

Автоматичні вимикачі й запобіжники на розподільних пунктах і групових щитках необхідно встановлювати лише в ланцюгах фазних провідників.

3.3.4 Ввідні та ввідно-розподільні пристрої

Як уже зазначали вище, згідно з [19] на вводі в будинок потрібно встановлювати один або кілька ВП чи ВРП. ВП і ВРП призначені для виконання таких функцій, як приймання,

розподіл та облік електроенергії в мережах 380/220 В трифазного змінного струму частотою 50 Гц. Крім того, вони виконують функцію захисту ліній, що відходять і підходять, від струмів короткого замикання й довготривалих перевантажень.

ВП і ВРП виготовляють у вигляді панелей переважно одностороннього обслуговування. В електрощитовому приміщенні будівлі може бути одна панель (однопанельний ВРП) і більше (багатопанельний ВРП). Сукупність взаємопов'язаних панелей називають щитом.

Промисловість випускає велику кількість різних за конструктивним рішенням панелей ВП та ВРП. Нижче наведена характеристика найпоширеніших серій.

Панелі ВРП серії ВРУ 3А. Ця серія – одна з нових і призначена для заміни серії ВРУ 1А. Її широко використовують в електропостачальних системах житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення. Панелі серії ВРУ 3А відрізняються від попередньої серії покращеним компонуванням, меншими габаритами, вагою й металоємністю.

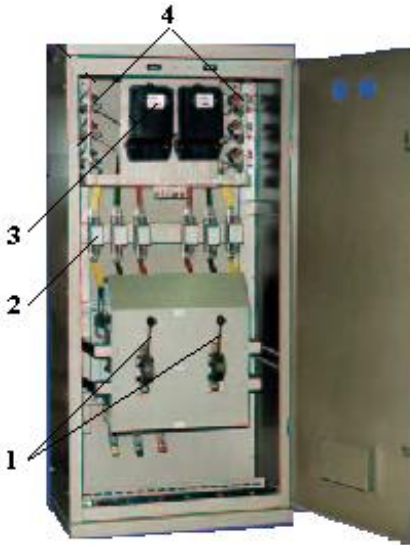
Багатопанельні ВРП цієї серії мають два види панелей: ввідні та розподільні.

Ввідні панелі (рис. 3.4) виконують такі функції:

- приймання та облік електроенергії на ввіді в будинок;
- захист від струмів короткого замикання та довготривалих перевантажень ліній живлення;
- перемикання для забезпечення паралельного або роздільного живлення двома лініями чи роздільного живлення однією з ліній розподільної мережі 380/220 В трифазного змінного струму частотою 50 Гц.

На рисунку 3.5 а зображена електрична схема **ввідної панелі без АВР**. Електропостачання відбувається двома лініями живлення. За кожною з них відбувається облік спожитої електроенергії за допомогою трифазних лічильників активної енергії (PI1, PI2), струмові обмотки яких живляться від трансформаторів струму ТА1–ТА6 200/5 А. Захист від струмів короткого замикання здійснюють за допомогою запобіжників FU1–FU6 типу ПН-2-250. Підключення до першої або другої

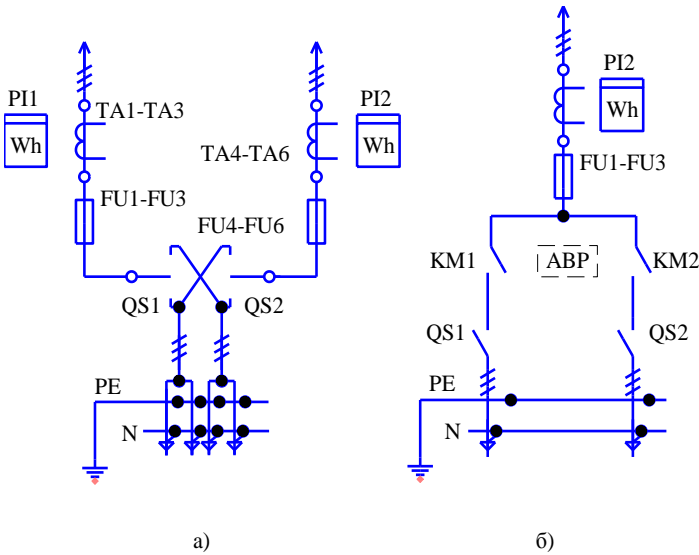
лінії забезпечують перемикачі QS1, QS2. У панелях передбачені нейтральна (N) і захисна (PE) шини.



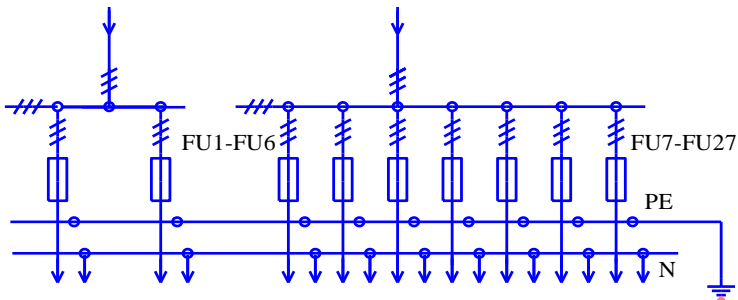
*Рисунок 3.4 –
Відна панель
ВРП серії ВРУ 3А:
1 – приводи перемикачів;
2 – запобіжники;
3 – лічильники;
4 – трансформатори
струму*

В електричній схемі **відної панелі з АВР** (рис. 3.5 б), крім вищезазначених апаратів і приладів (FU1–FU3 – запобіжників ПН-2-250/160, ТА1–ТА3 – трансформаторів струму 150/5 А, РІ – трифазного лічильника активної енергії), використані вимикачі QS1, QS2 і пристрій АВР з контакторами змінного струму КМ1, КМ2.

Розподільні панелі ВРП виконують функцію розподілу електричної енергії між окремими споживачами чи групами споживачів і функцію захисту від струмів короткого замикання та/чи довготривалих перевантажень на кожній із ліній, що відходять. На рисунку 3.6 зображена електрична схема розподільних панелей типів ВРУ-3А-20-УХЛ4, ВРУ-3А-21-УХЛ4 і ВРУ-3А-22-УХЛ4. Захист у кожній з однофазних ліній, що відходять, відбувається за допомогою запобіжників ПН-2-100. Панелі цих типів можуть як мати однофазні лінії освітлення з номінальним струмом 16 А (ВРУ-3А-20-УХЛ4 – 30 ліній, ВРУ-3А-21-УХЛ4 – 16 ліній), так і не мати (ВРУ-3А-20-УХЛ4).



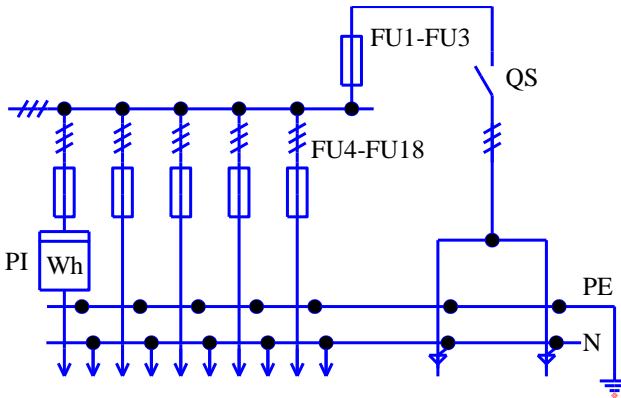
*Рисунок 3.5 – Електричні схеми ввідних панелей:
а) типу ВРУ 3А-14УХЛ4 (панель без АВР);
б) типу ВРУ 3А-10УХЛ4 (панель з АВР)*



*Рисунок 3.6 – Електрична схема розподільної панелі
серії ВРУ 3А*

Однопанельні ВРП мають один вид панелей, електричні апарати й вимірювальні прилади яких виконують усі функції, пов'язані з прийманням, обліком та розподілом електричної енергії; захистом від коротких замикань і перевантажень. Електрична схема такого ВРП наведена на рисунку 3.7.

Напругу до панелі підводять однією магістральною лінією. За допомогою вимикача QS виконують увімкнення/вимкнення, а за допомогою запобіжників FU1–FU3 – захист усього ВРП від струмів короткого замикання. Захист групових ліній будівлі виконують запобіжники FU4–FU18. Для обліку спожитої електроенергії споживачами домоуправління й споживачами загального призначення використовують лічильник активної енергії PI.



*Рисунок 3.7 – Електрична схема
ввідно-розподільної панелі*

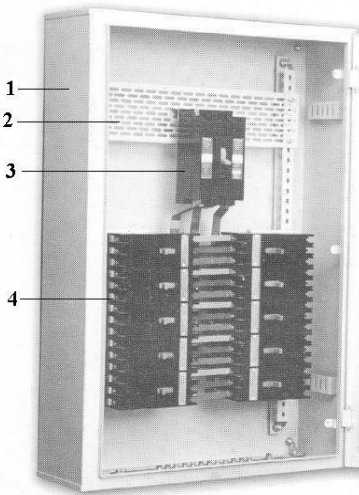
3.3.5 Розподільні пункти

Розподільні пункти призначені для приймання та розподілу електричної енергії між окремими споживачами або приймачами всередині будинку чи будівлі, захисту електричних установок від перевантажень і коротких замикань, а також нечастих (зазвичай не більше ніж 6 за годину)

ввімкнень/вимкнень електричних кіл і пуску асинхронних двигунів, забезпечення захисту людей та сільськогосподарських тварин від ураження електричним струмом. Прикладом таких електроустановок можуть бути розподільні пункти серії ПР11 та ПР11Д (рис. 3.8), призначені для встановлення в житлових, побутових або суспільних об'єктах. Їх виготовляють у вигляді металевих шаф (1) одностороннього обслуговування в навісному, утопленому або напільному виконанні.

Характеристики розподільних пунктів серії ПР11 (ПР11Д) такі:

- номінальна напруга змінного синусоїдного струму – 380 (660) В;
- частота – 50 Гц;
- номінальний струм – до 630 А.



*Рисунок 3.8 – Розподільний пункт серії ПР11Д:
1 – металева шафа;
2 – DIN-рейка; 3 – ввідний автоматичний вимикач;
4 – автоматичні вимикачі ліній, що відходять*

Розподільні пункти серії ПР11 комплектують:

- ввідним вимикачем серій АЕ 2066, ВА-88, ВА 2004, ВА5135 зі струмообмежувальними або струмонеобмежувальними електромагнітним і тепловим розчіплювачами чи ввідним рубильником серії ВР32 із боковим приводом;

- вимикачами на лініях, що відходять, серії АЕ-20 із тепловим та електромагнітним розчіплювачами на номінальні струми: від 10 до 63 А – АЕ2056МП; від 80 до 125 А – АЕ2066М; від 16 до 250 А – ВА5135 (ВА5735, ВА0436); від 63 до 250 А – ВА-88, ВА 2004, ВА 5135.

Розподільні пункти серії ПР11Д комплектують:

- ввідним вимикачем (3) серій АЕ 2066, ВА-88, ВА2004, ВА5135 на номінальні струми від 63 до 250 А зі струмообмежувальними або струмонеобмежувальними електромагнітним і тепловим розчіплювачами;

- на лініях, що відходять, – одно- й трифазними вимикачами (4) (виробництва АВВ, Р&О, АсКо, ІЭК) і/або пристоем захисного вимкнення на номінальні струми від 6 до 100 А.

У розподільних пунктах серії ПР11Д на відміну від серії ПР11 електричні апарати закріплені на DIN-рейці (2).

Розподільні пункти цієї серії мають нейтральну шину з затискачами для приєднання нейтральних жил, що підходять і відходять.

3.3.6 Шафи силові розподільні

Шафи силові розподільні призначені для приймання та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму в розподільних мережах із глухозаземленою нейтраллю житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення, а також для захисту ліній, що відходять, від перевантажень і струмів коротких замикань. Прикладом такої електроустановки можуть бути шафи силові розподільні серії СПМ-99 (рис. 3.9), призначені для встановлення в житлових, побутових або суспільних об'єктах. Їх виготовляють у вигляді металевих шаф (4) одностороннього обслуговування в навісному або напільному виконанні.

Шафи силові розподільні серії СПМ-99 мають такі основні технічні характеристики:

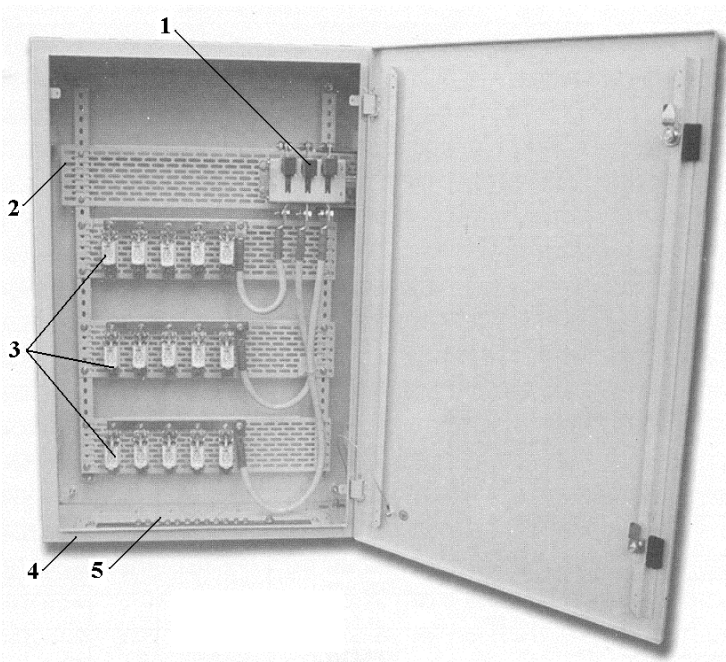
- номінальну напругу змінного синусоїдного струму – 380 (660) В;

- частоту – 50 Гц;
- номінальний струм – до 400 А.

Шафи силові розподільні серії СПМ-99 комплектують:

- ввідним рубильником (1) серій РБ-2, РБ-4 або ВР32 із боковим приводом;
- запобіжниками (3) на лініях, що відходять, серій ППН-33, ППН-35 або ПН-2.

Шафи силові розподільні цієї серії мають нейтральну шину (5) із затискачами для приєднання нейтральних жил, що підходять і відходять.



*Рисунок 3.9 – Шафа силова розподільна
серії СПМ-99: 1 – ввідний рубильник;
2 – DIN-рейка; 3 – запобіжники;
4 – металева шафа; 5 – нейтральна шина*

3.3.7. Ящики силові

В електропостачальних системах споруд і будинків суспільного призначення широко використовують ящики силові двох видів:

1) із рубильником серій ЯР і ЯРП, призначені для нечастих (не більше ніж 6 разів за годину) увімкнень/вимкнень в електричних колах трифазного змінного струму з глухозаземленою нейтраллю;

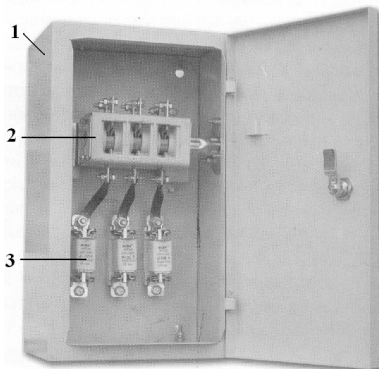
2) із перемикачами серій ЯПР і ЯПРП (рис. 3.10), призначені для нечастих увімкнень/вимкнень в електричних колах трифазного змінного струму з глухозаземленою нейтраллю основного й резервного вводів.

Основні технічні характеристики ящиків такі:

- номінальна напруга змінного синусоїдного струму – 380 В;
- частота – 50 Гц;
- номінальний струм – до 630 А.

Ящики силові виготовляють у вигляді металевої шафи (1) одностороннього обслуговування в навісному виконанні й комплектують:

- ввідним рубильником серії ВР 32 або РВ чи ввідним рубильником-перемикачем (2) серії ВР32 або ПБ;
- запобіжниками (3) на лініях, що відходять, типу ПН-2 або ППН.



*Рисунок 3.10 – Ящик силовий типу ЯПРП:
1 – металева шафа;
2 – ввідний рубильник-перемикач;
3 – запобіжники*

3.3.8 Ящики керування асинхронними двигунами

Ці низьковольтні комплектні пристрої використовують у схемах керування роботою асинхронних двигунів у складі насосних і компресорних станцій, ліфтів та ін., що широко застосовують як у житлових будинках, так і в спорудах та будинках суспільного призначення. Прикладом таких електроустановок можуть бути ящики керування асинхронними двигунами серії Я5000 (рис. 3.11). Вони призначені для місцевого й дистанційного (автоматичного) керування одним і більше трифазними нереверсивними й реверсивними електродвигунами та/або іншими приймачами електроенергії (наприклад, електроплитами, морозильними камерами та ін.).

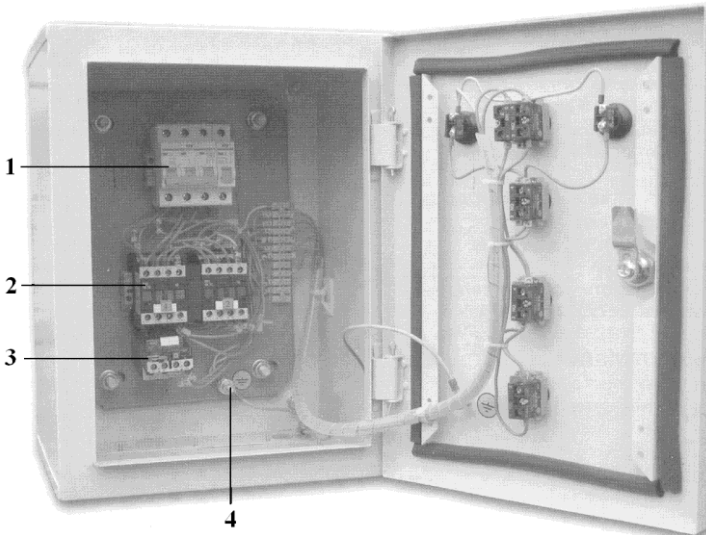


Рисунок 3.11 – Ящик керування асинхронним двигуном серії Я5000: 1 – ввідний автомат; 2 – контактори; 3 – реле теплове; 4 – гвинт заземлення

Ящики керування асинхронним двигуном серії Я5000 виготовляють у вигляді металевих шаф одностороннього обслуговування в навісному виконанні. Вони мають такі технічні характеристики:

- номінальну напругу змінного синусоїдального струму – 660/380 В;
- частоту – 50 Гц;
- номінальний струм – до 160 А (на індивідуальне замовлення – до 630 А).

Принципова електрична схема ящика керування асинхронним двигуном наведена на рисунку 3.12. Схема забезпечує як місцеве (перемикач SA в положенні «М»), так і дистанційне (перемикач SA в положенні «Д») керування роботою одного нереверсивного асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором. Захист від перевантажень забезпечує реле теплове КК.

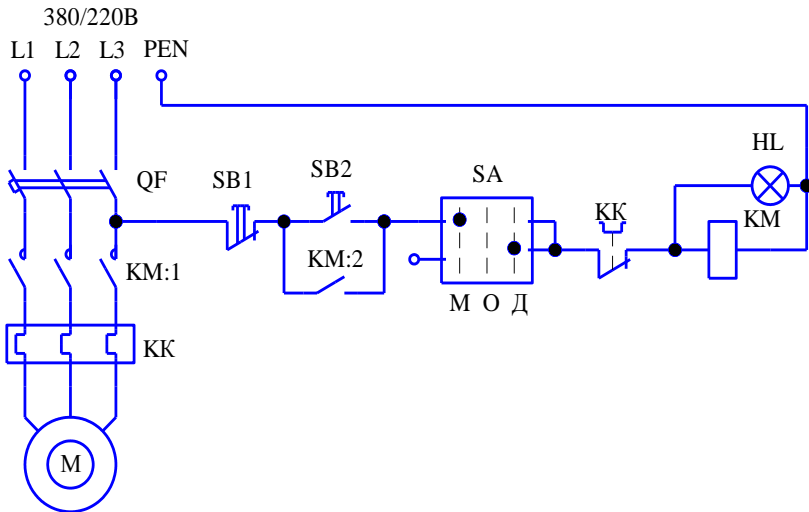
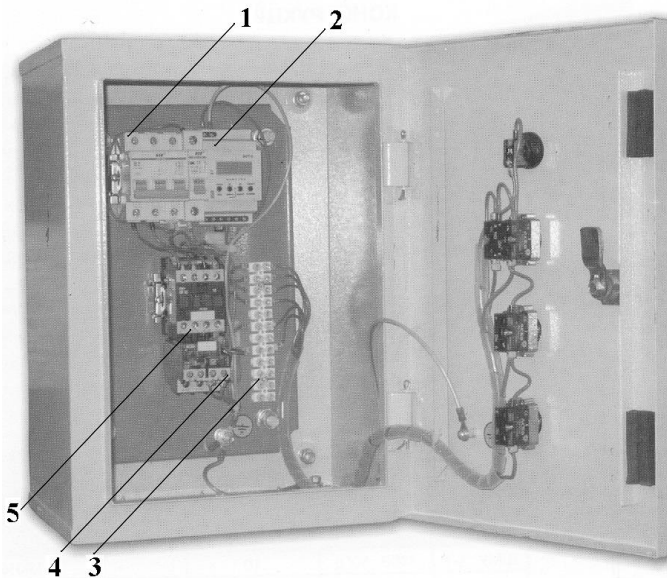


Рисунок 3.12 – Принципова електрична схема ящика керування асинхронним двигуном серії Я5000

3.3.9 Ящики керування освітленням

Ящики керування освітленням призначені для ручного або автоматичного, місцевого чи дистанційного (з диспетчерського пункту) керування освітлювальними мережами або електроустановками житлових чи суспільних приміщень, відкритих або критих територій. Прикладом такого електротехнічного пристрою є ящики керування освітленням серії ЯУО96 (рис. 3.13), що можуть керувати роботою освітлювальних приладів із будь-якими штучними джерелами світла (лампами розжарювання, ДРЛ, ДРІ, люмінесцентними, галогенними та ін.).



*Рисунок 3.13 – Ящик керування освітленням
серії ЯУО96: 1 – ввідний автомат; 2 – фотореле;
3 – клемні колодки; 4 – реле теплове; 5 – контактор*

Ці пристрої забезпечують:

- увімкнення/вимкнення освітлювальних установок від сигналу фотодатчика після досягнення заданого рівня освітленості;
- увімкнення/вимкнення освітлювальних установок у задані періоди часу (наприклад, під час перерви в школі) згідно з передбаченою програмою;
- ручне ввімкнення/вимкнення освітлювальних установок за допомогою кнопок, розміщених зовні на дверях ящика;
- увімкнення/вимкнення освітлювальних установок і мереж за допомогою пристроїв телемеханіки від диспетчерських пунктів енергослужб.

Технічні характеристики ящиків керування освітленням серії ЯУО96 такі:

- номінальна напруга змінного синусоїдального струму – 660/380 В;
- частота – 50 Гц;
- номінальний струм – до 160 А;
- верхня межа уставки освітленості – 2200 лк;
- нижня межа уставки освітленості – 220 лк.

Конструктивно ящик керування освітленням складається з двох частин – металевої шафи навісного виконання та виносної фотоголовки.

Усередині металевої шафи (рис. 3.13) розміщують:

- силову частину: автоматичний вимикач (1) і магнітний пускач (контактор (5) та реле теплове (4));
- апаратуру керування: фотореле (2), клемні колодки (3), а в ящику серії ЯОУ9601 – таймер режимів.

Ящики виготовляють трьох типів:

1) ЯУО9601 забезпечує як ручний, так і автоматичний режим керування освітленням лише в часі, у часі й за рівнем освітленості, лише за рівнем освітленості;

2) ЯУО9602 забезпечує як ручний, так і автоматичний режими керування лише за рівнем освітленості;

3) ЯУО9603 забезпечує ручний та автоматичний режими керування освітленістю за програмою, що функціонує відповідно до таймера.

3.3.10 Ящики обліку електроенергії з рубильником

У системах електропостачання споруд і будинків суспільного призначення з електроприймачами III категорії використовують ящики обліку електроенергії з рубильником типу ЯУР (рис. 3.14), а для II категорії – типу ЯУРП. Вони призначені для приймання й обліку активної електроенергії в трифазних мережах із глухозаземленою нейтраллю напругою 380/220 В і частотою 50 Гц, а також для захисту ліній, що відходять, від перевантажень і струмів короткого замикання. Їх виготовляють у вигляді металевих шаф одностороннього обслуговування в навісному виконанні.

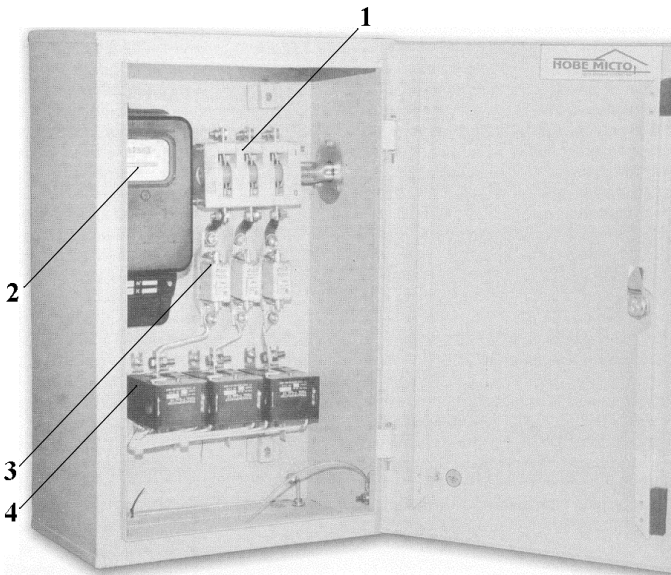


Рисунок 3.14 – Ящик обліку електроенергії з рубильником серії ЯУР: 1 – рубильник; 2 – лічильник; 3 – запобіжники; 4 – трансформатори струму

Усередині шафи встановлюють:

- рубильник (1) на два положення «ввімкнено – вимкнено» (у ящиках типу ЯУР) або перекидний рубильник для забезпечення живлення від двох незалежних джерел (у ящиках типу ЯУРП);
- трифазний лічильник активної електроенергії (2);
- вимірювальні трансформатори струму (4);
- запобіжники (3);
- колодку типу КИ, що забезпечує закорочення вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів струму, відключення струмових кіл лічильника й кіл напруги в кожній фазі лічильника під час їх заміни.

Принципова електрична схема ящика обліку з рубильником серії ЯУР наведена на рисунку 3.15. Ящик до мережі живлення підключають за допомогою рубильника QS.

Для загального захисту від струмів короткого замикання служать запобіжники FU1–FU3. В електричній схемі на рисунку 3.15 а захист від струмів короткого замикання в лініях, що відходять, здійснюють за допомогою запобіжників FU4–FU15, а в електричній схемі на рисунку 3.14 б – за допомогою автоматичних вимикачів QF1–QF4.

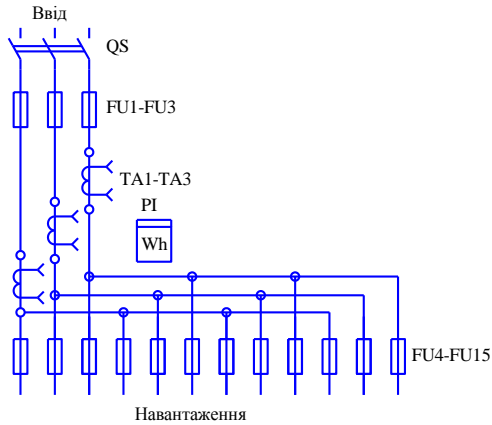
Живлення струмових обмоток трифазного лічильника активної енергії здійснюють за допомогою трансформаторів струму ТА1–ТА3. Технічні характеристики ящиків обліку серії ЯУР, ЯУРП наведені в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Технічні характеристики ящиків обліку

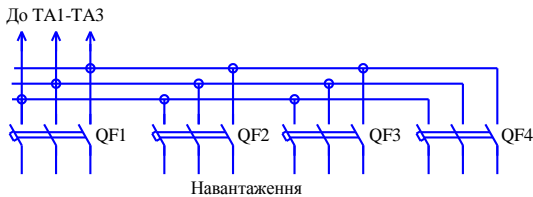
<i>Тип</i>	<i>I_{ном}, А</i>	<i>Тип апарату захисту</i>	<i>Максимальний коефіцієнт трансформації</i>
ЯУР-100М-21У3	100	ППН-33, NT-00	–
ЯУР-100-21У3	100	ППН-33, NT-00	100/5
ЯУР-250-21У3	250	ППН-35, NT-1	300/5
ЯУР-400-21У3	400	ППН-37, NT-2	400/5
ЯУРП-100М-21У3	100	ППН-33, NT-00	–
ЯУРП-100-21У3	100	ППН-33, NT-00	100/5
ЯУРП-250-21У3	250	ППН-35, NT-1	300/5
ЯУРП-400-21У3	400	ППН-37, NT-2	400/5
ЯУР-П-250-21У3	250	ППН-35	300/5

Продовження табл. 3.11

Тип	$I_{ном}, A$	Тип апаратів захисту	Максимальний коефіцієнт трансформації
ЯУР-П-400-21У3	400	ППН-37	400/5
ЯУР-А-250-21У3	250	ВА47-29	300/5
ЯУР-А-400-21У3	400	АЕ2056М	400/5
ЯУРП-П-250-21У3	250	ППН-35	300/5
ЯУРП-П-400-21У3	400	ППН-37	400/5
ЯУРП-А-250-21У3	250	ВА47-29	300/5
ЯУРП-А-400-21У3	400	АЕ2056М	400/5



а)



б)

**Рисунок 3.15 – Електрична схема ящика обліку
з рубильником серії ЯУР:
а) із запобіжниками; б) з автоматичними вимикачами**

3.3.11 Щитки квартирні

Щитки квартирні встановлюють у квартирі або приватному будинку. Вони призначені для приєднання до них групової мережі, від якої живляться світильники, штепсельні розетки й стаціонарні електроприймачі квартири чи приватного будинку.

Прикладом такого електрообладнання може бути щиток квартирний типу ЩК2109 (рис. 3.16). Ці щитки виготовляють для одностороннього обслуговування утепленого виконання.



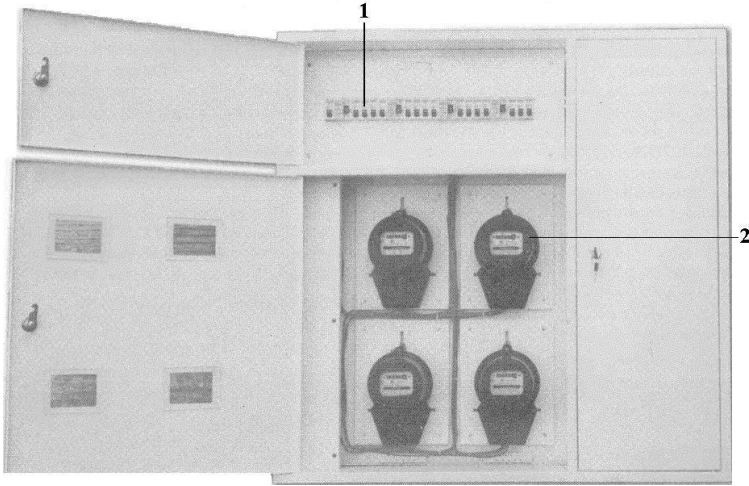
*Рисунок 3.16 – Щиток
квартирний типу ЩК2109:
1 – ввідний автоматичний
вимикач; 2 – лічильник;
3 – автоматичні вимикачі
групової мережі;
4 – клемна колодка*

3.3.12 Поверхові розподільні щитки

Поверхові розподільні щитки встановлюють на клітці сходів, у холі або коридорі на поверсі багатоповерхових житлових будинків. Вони виконують функції вводу, розподілу та обліку електричної енергії, захисту від перевантажень і

коротких замикань у групових лініях електропостачання квартир.

Прикладом такого електрообладнання можуть бути поверхові розподільні щитки серії ЩС (рис. 3.17), призначені для заміни щитків серії ЩЭ1.



*Рисунок 3.17 – Поверховий розподільний щиток серії ЩС:
1 – автоматичні вимикачі; 2 – лічильники*

Принципова електрична схема поверхового розподільного щитка зображена на рисунку 3.18.

У щитку відбувається розподіл електричної енергії між чотирма квартирами одного поверху. Облік електричної енергії здійснюється однофазними лічильниками активної електричної енергії ПІ1–ПІ4. На ввіді групової мережі кожної квартири встановлені два ввідних автомати (наприклад, для першої квартири – QF2, QF3), які забезпечують підключення групової електромережі квартири до розподільної мережі будинку, захист від перевантажень, струмів короткого замикання й відключення лічильника в разі його заміни.

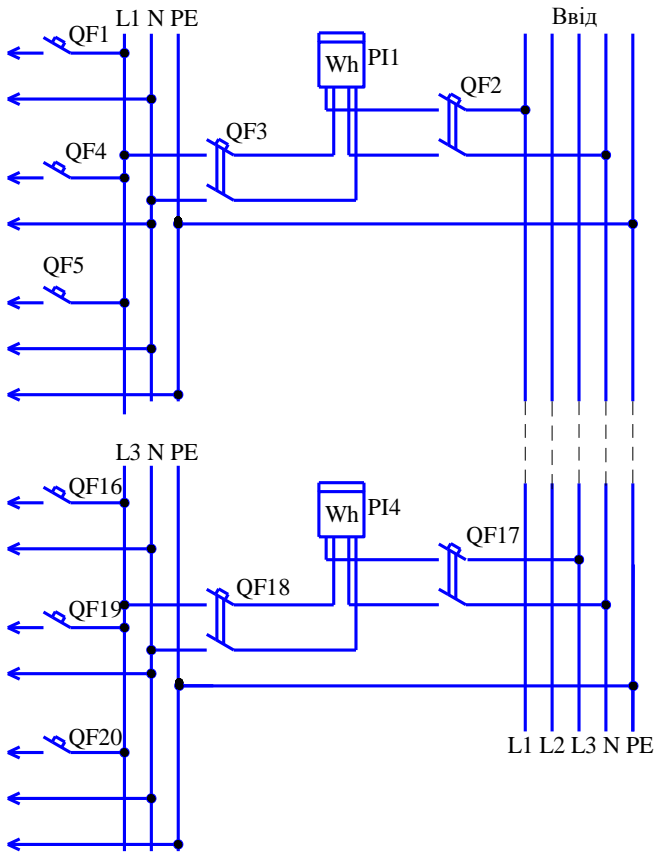


Рисунок 3.18 – Електрична схема поверхового розподільного щитка

Кожна з мереж квартири має також свої автоматичні вимикачі (наприклад, для першої квартири: QF1 – автоматичний вимикач освітлювальної мережі; QF4 – автоматичний вимикач мережі штепсельних розеток; QF5 – автоматичний вимикач електроплити). В електрощитку є нейтральна N і захисна PE шини.

3.4. Пристрої захисного вимкнення

Питанням безпеки під час користування електроприймачами в житлових будинках, спорудах і будинках суспільного призначення приділяють особливу увагу, тому що більшість користувачів не мають спеціальних електротехнічних знань щодо принципу дії електротехнічних пристроїв і методів їх безпечного використання. Особлива категорія користувачів – діти, які, незважаючи на заходи застороги дорослих, за певних умов можуть мати доступ до електротехнічних пристроїв побутового користування. Крім того, в окремих електрифікованих будівлях можуть знаходитися тварини, які також за певних умов можуть контактувати з електротехнічним обладнанням. А тому електромережа в житлових будинках, спорудах і будинках суспільного призначення повинна мати надійну систему захисту людей і тварин від ураження електричним струмом.

Поряд із традиційними електричними апаратами захисту, такими як запобіжники плавкі й автоматичні вимикачі, останнім часом усе ширше використовують **пристрої захисного вимкнення** (ПЗВ) (*рос.* УЗО – «устройство защитного отключения»).

Пристроєм захисного вимкнення називають швидкодійний захисний вимикач, що в разі досягнення (перевищення) диференційним струмом заданого значення за визначених умов експлуатації повинен спричинити роз'єднання контактів.

У країнах-членах Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), до якої належить і Україна, ПЗВ обов'язково оснащують всі споруджувані й ті, що реконструюють, житлові будинки й будинки суспільного призначення. Також діють вимоги обов'язкового застосування ПЗВ під час експлуатації пересувних електроустановок, об'єктів сільського господарства й будівельних майданчиків, зовнішнього освітлення та світлової реклами тощо. У цих

країнах на сьогодні використовують близько мільярда ПЗВ, установлених у будівлях житлового й суспільного призначень.

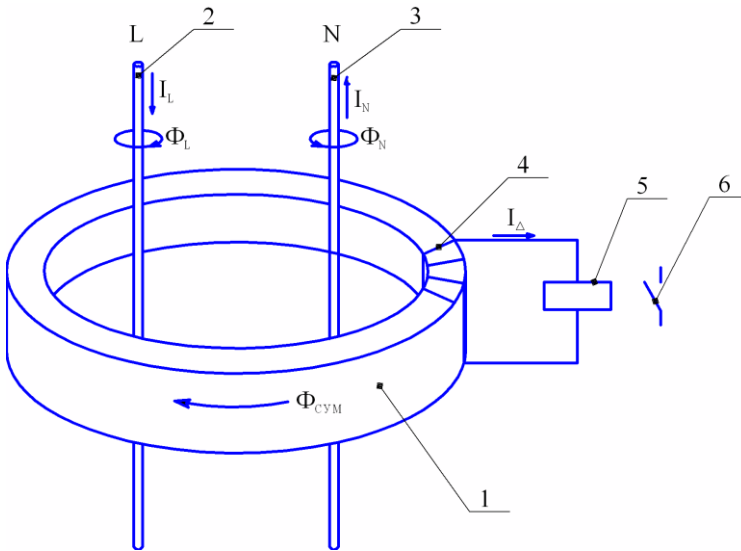
Досвід експлуатації ПЗВ за кордоном і в Україні підтвердив високу ефективність роботи цих пристроїв як засобів захисту від ураження електричним струмом людей і тварин. Застосування ПЗВ доцільне й виправдане з соціальних та економічних причин в електроустановках усіх типів і різного призначення.

ПУЕ [38] і ГОСТ 12.4.155-85 [6] визначають класифікацію та загальні технічні вимоги щодо ПЗВ.

3.4.1 Принцип дії пристроїв захисного вимкнення

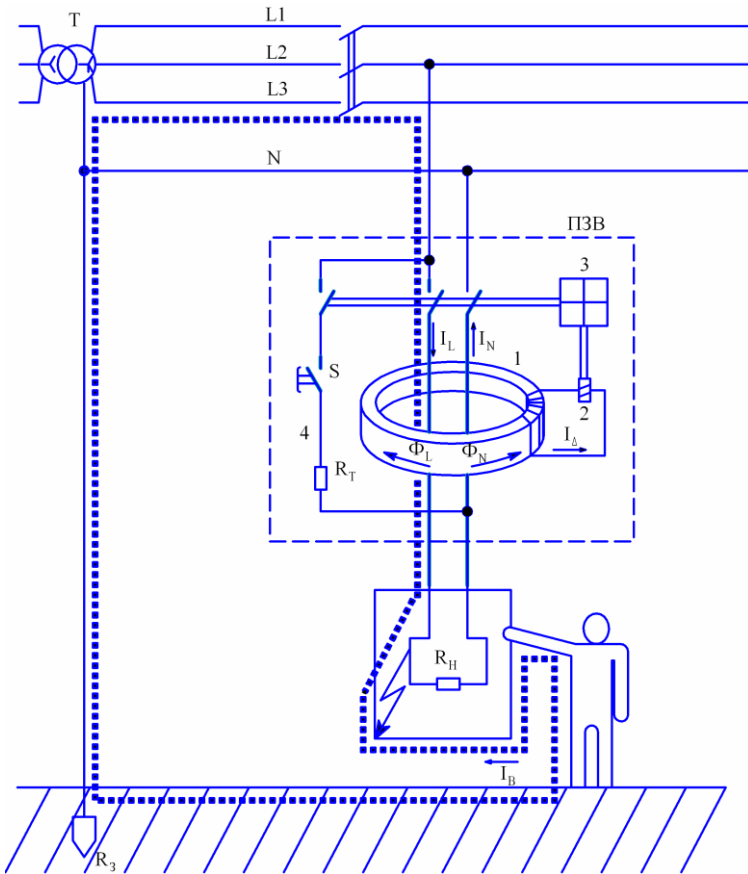
Функціонально ПЗВ – швидкодійний захисний вимикач, що реагує на диференційний струм у провідниках, що підводять електроенергію до електроспоживача або окремого електроприймача.

Основною складовою частиною ПЗВ є диференційний трансформатор струму (рис. 3.19). У ньому відбувається порівняння поточних значень двох і більше (у чотириполюсних ПЗВ – 4) струмів за амплітудою й фазою з мінімальною похибкою. Якщо струми в нейтральному N і фазному L провідниках, що виконують функцію первинних обмоток, однакові, то однаковими будуть і магнітні потоки ($\Phi_N = \Phi_L$), що вони створюють, а сумарний магнітний потік $\Phi_{\text{сум}}$ дорівнюватиме нулю. Лише за різниці струмів між I_N і I_L , можливої лише за наявності струмів витоку, в осерді (1) виникає магнітний потік $\Phi_{\text{сум}}$, що зумовлює появу ЕРС у вторинній обмотці (4) і протікання струму I_d через сприймальний елемент (5) пускового органа. Замикання контакту (6) пускового органа зумовлює появу сигналу на миттєве відключення електроприймача.



**Рисунок 3.19 – Складові частини ПЗВ:
1 – осердя; 2, 3 – фазний і нейтральний провідники;
4 – вторинна обмотка; 5 – сприймальний елемент;
6 – контакт пускового органа**

Для підвищення чутливості диференційного трансформатора струму його осердя (1) виготовляють зі спеціального високоякісного аморфного (некристалічного) заліза, що забезпечує високу чутливість, лінійність характеристики намагнічування, температурну стабільність і стабільність у часі. Пусковий орган виготовляють на чутливих швидкодійних магнітоелектричних реле прямої дії або електронним. Принцип роботи ПЗВ пояснимо на прикладі схеми (рис. 3.20).



*Рисунок 3.20 – До пояснення принципу дії ПЗВ:
 1 – осердя; 2 – сприймальний елемент пускового органа;
 3 – виконавчий механізм пускового органа;
 4 – кнопка*

Під час дотику людини до відкритих струмопровідних частин або корпусу електроприймача, у якому є електричне пробивання ізоляції чи погіршення її електроізоляційних властивостей, нейтральним провідником N протікатиме лише струм навантаження, а фазним провідником L, крім струму

навантаження, протікатиме ще й додатковий струм – струм витоку I_B . Струми I_L і I_N будуть нерівними між собою. Різними будуть і магнітні потоки Φ_N та Φ_L , що приведе до появи сумарного магнітного потоку $\Phi_{\text{сум}}$, а водночас і струму I_Δ , що протікатиме через сприймальний елемент пускового органа (2).

Якщо струм I_Δ перевищує значення вставки сприймального елемента (2) пускового органа, останній спрацьовує й впливає на виконавчий механізм (3). Виконавчий механізм (3), що зазвичай складається з пружинного привода, спускового механізму й групи силових контактів, миттєво розмикає електричний ланцюг живлення електроприймача й унеможливує ураження електричним струмом людини.

Для періодичного контролю функціональної здатності ПЗВ передбачили ланцюг тестування з підключеними послідовно обмежувальним резистором R і кнопкою S . Після натискання кнопки (4) штучно створюється диференційний струм і спрацьовує ПЗВ. Це означає, що ПЗВ перебуває в робочому стані.

3.4.2 Класифікація пристроїв захисного вимкнення

ПЗВ класифікують так:

- **за призначенням:**

- без убудованого захисту від надструмів;
- з убудованим захистом від надструмів;

- **за способом керування:**

- такі, що функціонально не залежать від напруги.

Вони, у свою чергу, бувають:

- такими, що автоматично розмикають силові контакти в разі зникнення напруги з витримкою часу або без неї, а після відновлення напруги одні моделі ПЗВ автоматично повторно замикають контакти свого основного ланцюга, інші залишаються у відключеному стані;

– такими, що не розмикають силові контакти в разі зникнення напруги. Є також два варіанти виконання ПЗВ цієї групи. У першому варіанті після зникнення напруги пристрій не розмикає своїх контактів, але зберігає здатність розімкнути силовий ланцюг після виникнення диференційного струму. У другому варіанті (у разі відсутності напруги) пристрої не здатні зробити вимкнення після виникнення диференційного струму;

– такі, що функціонально залежать від напруги;

• **за способом установки:**

– такі, що застосовують для стаціонарної установки за нерухою електропроводки;

– такі, що застосовують в установках переносного типу й шнурового приєднання;

• **за кількістю полюсів і шляхів для струму:**

– двополюсні з двома захищеними полюсами;

– чотириполюсні з чотирма захищеними полюсами;

• **за умовами регулювання диференційного струму, що вимикає:**

– з одним значенням номінального диференційного струму, що вимикає;

– із кількома фіксованими значеннями диференційного струму, що вимикає;

• **за умовами функціонування в разі наявності складової постійного струму:**

– ПЗВ типу АС, що реагують на синусоїдальний змінний диференційний струм, що повільно наростає або змінюється стрибкоподібно;

– ПЗВ типу А, що реагують як на синусоїдний змінний диференційний струм, так і на пульсуючий постійний диференційний струм, що повільно наростає або змінюється стрибкоподібно;

• **за наявністю затримки в часі:**

– без затримки в часі – тип загального застосування;

– із затримкою в часі – типи S та G;

• **за способом захисту від зовнішніх впливів:**

– захищеного виконання, що не потребують для своєї експлуатації захисної оболонки;

– незахищеного виконання, для експлуатації яких необхідна захисна оболонка;

• **за способом монтажу:**

– поверхневого монтажу;

– утопленого монтажу;

– панельно-щитового монтажу;

• **за характеристикою миттєвого розчіплювання** (для ПЗВ з убудованим захистом від надструмів):

– типу В;

– типу С;

– типу D.

3.4.3 Нормативні параметри пристроїв захисного вимкнення

Нижче наведені основні нормативні параметри, за якими вибирають ПЗВ.

• **Номінальна напруга (U_n)** – діюче значення напруги, за якої забезпечується функціональна здатність ПЗВ ($U_n = 220, 380 \text{ В}$).

• **Номінальний струм (I_n)** – значення струму, що ПЗВ може пропускати у тривалому режимі роботи ($I_n = 6; 16; 25; 40; 63; 80; 100; 125 \text{ А}$).

• **Номінальний диференційний струм, що вимикає ($I_{\Delta n}$)** – значення диференціального струму, що спричиняє вимкнення відповідно до заданих умов експлуатації ($I_{\Delta n} = 0,006; 0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 0,5 \text{ А}$).

• **Номінальний диференційний струм, що не вимикає ($I_{\Delta n o}$)** – значення диференційного струму, що не спричиняє вимкнення відповідно до заданих умов експлуатації ($I_{\Delta n o} = 0,5 I_{\Delta n}$).

• **Граничне значення надструму, що не вимикає (I_{nm})** – мінімальне значення надструму, що не вимикає, за симетричного навантаження дво- й чотириполюсних або несиметричного навантаження чотириполюсних ПЗВ ($I_{nm} = 6 I_n$).
Примітка: надструмом називають будь-який струм, що перевищує номінальне значення струму навантаження.

• **Номінальна здатність на ввімкнення та вимкнення (комутаційна здатність) (I_m)** – діюче значення очікуваного струму, що ПЗВ може вмикати, пропускати й вимикати відповідно до заданих умов експлуатації без порушення його функціональної здатності. Мінімальне значення $I_m = 10 I_n$ або 500 А (вибирають більше значення).

• **Номінальна здатність на ввімкнення й вимкнення за диференційним струмом ($I_{\Delta m}$)** – діюче значення очікуваного диференційного струму, що ПЗВ може вмикати, пропускати та вимикати відповідно до заданих умов експлуатації без порушення його функціональної здатності. Мінімальне значення $I_{\Delta m} = 10 I_n$ або 500 А (вибирають більше значення).

• **Номінальний умовний струм короткого замикання (I_{nc})** – діюче значення очікуваного струму, що може витримати ПЗВ, захищений пристроєм захисту від коротких замикань, відповідно до заданих умов експлуатації без незворотних змін, що порушують його функціональну здатність ($I_{nc} = 3\ 000; 4\ 500; 6\ 000; 10\ 000\ A$).

• **Номінальний умовний диференційний струм короткого замикання ($I_{\Delta c}$)** – діюче значення очікуваного диференційного струму, що може витримати ПЗВ, захищений пристроєм захисту від коротких замикань відповідно до заданих умов експлуатації без незворотних змін, що порушують його функціональну здатність ($I_{\Delta c} = 3\ 000; 4\ 500; 6\ 000; 10\ 000\ A$).

• **Номінальний час вимкнення (T_n)** – проміжок часу між моментом раптового виникнення диференційного струму, що вимикає, і моментом гасіння дуги на всіх полюсах.

Стандартні значення максимального часу відключення ПЗВ типу АС за будь-якого номінального струму навантаження й заданих нормами значеннях диференційного струму не повинні перевищувати наведених у таблиці 3.12.

Значення максимального часу вимкнення, зазначені в таблиці 3.12, поширюються також на ПЗВ типу А, але водночас випробування ПЗВ типу А проводять за значень струмів $I_{\Delta n}$, $2 I_{\Delta n}$, $5 I_{\Delta n}$ і $500 A$ з коефіцієнтом 1,4 (за $I_{\Delta n} > 0,01 A$) та з коефіцієнтом 2 (за $I_{\Delta n} \leq 0,01 A$).

Таблиця 3.12 – **Максимально допустимий час вимкнення ПЗВ типу АС**

<i>Час вимкнення, с</i>			
$I_{\Delta n}$	$2 I_{\Delta n}$	$5 I_{\Delta n}$	$500 A$
0,3	0,15	0,04	0,04

Стандартні значення допустимого часу вимкнення й невимкнення для ПЗВ типу S за будь-якого номінального струму навантаження понад 25 A і значеннях номінального диференційного струму понад 0,03 A не повинні перевищувати наведених у таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – **Допустимий час вимкнення і невимкнення для ПЗВ типу S**

<i>Диференційний струм</i>	$I_{\Delta n}$	$2 I_{\Delta n}$	$5 I_{\Delta n}$	$500 A$
<i>Максимальний час вимкнення, с</i>	0,5	0,2	0,15	0,15
<i>Мінімальний час невимкнення, с</i>	0,13	0,06	0,05	0,04

3.4.4 Приклади конструктивного рішення пристроїв захисного вимкнення

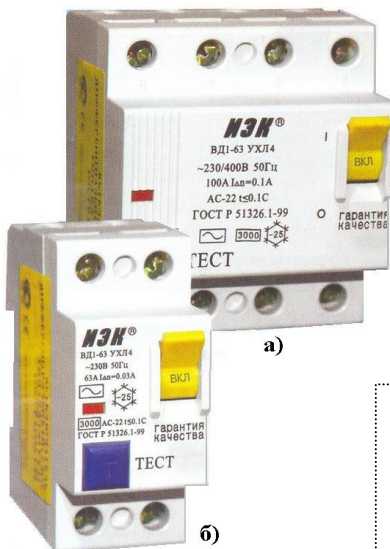
Із багатьох ПЗВ закордонного й вітчизняного виробництва, що використовують в електропостачальних системах житлових будинків споруд і будинків суспільного призначення розглянемо лише найбільш типові.

3.4.4.1 Вимикачі диференційні ВД1-63

Вимикачі диференційні серії ВД1-63 (рис. 3.21) – електромеханічні пристрої, призначені для виконання таких функцій:

- робочого ввімкнення/вимкнення відповідно до навантаження в межах номінального значення струму;
- зі вставками на 10, 30 і 100 мА: для захисту від ураження людини електричним струмом у разі випадкового ненавмисного дотику до струмопровідних частин електроустановки з пошкодженою ізоляцією;
- зі вставками 300 і 500 мА: для запобігання загорань і пожеж унаслідок протікання струмів витoku на землю.

Ці захисні електричні апарати виготовляють дво- (типу ВД1-63 2Р, рис. 3.26 б) і чотириполюсними (типу ВД1-63 4Р, рис. 3.26 а). Вони призначені для роботи в одно- й трифазних колах змінного синусоїдного струму відповідно. Їх основні технічні характеристики наведені в таблиці 3.14.



*Рисунок 3.21 – Вимикачі
диференційні типів:
а) ВД1-63 4Р;
б) ВД1-63 2Р*

Перевагами вимикачів диференційних серії ВД1-63 є:

- відсутність власного споживання електроенергії;
- можливість збереження функцій захисту від ураження електричним струмом і загорань за будь-яких коливань напруги в мережі і навіть у разі обривання нейтрального провідника;
- простота конструкції та надійність роботи;
- модульний принцип виконання та можливість простого й надійного кріплення на монтажну DIN-рейку.

Таблиця 3.14 – Основні технічні характеристики вимикачів диференційних

Характеристика	Тип	
	ВД1-63 2P	ВД1-63 4P
Номінальна робоча напруга U_e , В	230	230/400
Номінальна частота, Гц	50	
Номінальний струм I_n , А	16,25,32,40,50,63,80,100	
Номінальний диференційний струм, що вимикає (вставка) $I_{\Delta n}$, mA	10, 30, 100, 300	30, 100, 300, 500
Кількість полюсів	2	4
Номінальний диференційний струм, що не вимикає	0,5 $I_{\Delta n}$	
Номінальна найбільша диференційна здатність умикання й вимикання $I_{\Delta m}$, А	800	
Номінальний умовний диференційний струм короткого замикання $I_{\Delta c}$, А	3 000	
Час умикання за номінального диференційного струму T_n , не довший за, мс	40	

Недоліком вимикачів диференційних серії ВД1-63 можна вважати те, що ці електричні апарати не можуть виконувати функцій захисту від перенавантажень і струмів короткого замикання, а тому зазвичай послідовно з ними підключають

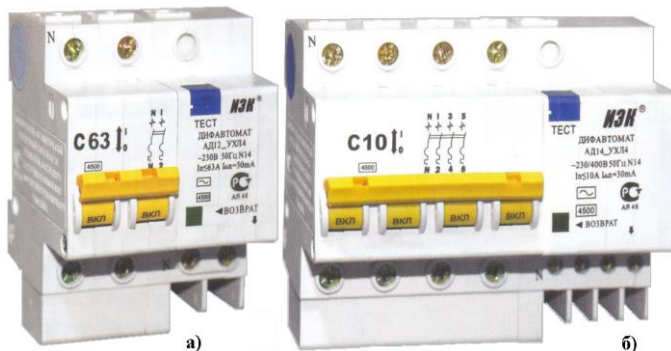
інші електричні апарати, що виконують цю функцію, наприклад автоматичні вимикачі чи запобіжники.

На електричних схемах вимикачі диференційні зображують умовним графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в п. 54 додатка Б.

3.4.4.2 Автомати диференційні АД-12 та АД-14

Автомати диференційні серій АД-12 і АД-14 (рис. 3.22) – комбіновані електричні апарати захисту. Крім основних функції ПЗВ, вони також виконують функцію захисту від надструмів, а певні модифікації цих електричних апаратів виконують ще й функцію захисту від імпульсних перенапруг у мережі.

Конструктивною особливістю автоматів диференційних АД-12 та АД-14 є те, що вони у своєму складі мають електронний підсилювач із пороговим пристроєм, виконавчий електромагніт і джерело живлення. Наявність цих складових забезпечує значно більшу швидкодію, ніж у вимикачів диференційних серії ВД-63. Їх основні технічні характеристики наведені в таблиці 3.15.



*Рисунок 3.22 – Автомати диференційні:
а) АД-12; б) АД-14*

Переваги автоматів диференційних серій АД-12, АД-14:

- наявність трьох/чотирьох видів захисту;
- висока швидкодія;
- наявність індикації спрацювання (кнопка «Возврат» на лицевій панелі);
- покращена конструкція електронного модуля.

Недоліком можна вважати те, що ці електричні апарати мають більш складну конструкцію, порівнюючи з вимикачами диференційними.

Таблиця 3.15 – Основні технічні характеристики автоматів диференційних

<i>Характеристика</i>	<i>Тип</i>	
	<i>АД-12</i>	<i>АД-14</i>
Номінальна робоча напруга U_e , В	230	230/400
Номінальна частота, Гц	50	
Номінальний струм I_n , А	6,10,16,20,25, 32,40,50,63	16,20,25, 32,40,50,63
Номінальний диференційний струм, що вимикає (вставка), $I_{\Delta n}$, mA	10, 30, 100, 300	30, 100, 300
Кількість полюсів	2	4
Номінальна найбільша комутаційна здатність, I_{cw} , А	4 500	

На електричних схемах автомати диференційні зображують умовним графічним і буквеним позначеннями, як зазначено в п. 55 додатка Б.

3.4.5 Особливості використання пристроїв захисного вимкнення залежно від системи заземлення

3.4.5.1 Система ТТ

У системі ТТ нейтраль джерела живлення заземлена, а всі відкриті провідникові частини електроустановки приєднані до заземлення, електрично не залежного від заземлення нейтралі

джерела живлення. У реальних умовах здійснити автоматичне вимкнення живлення електроустановки системи ТТ за допомогою автоматичних вимикачів із вагомих причин (необхідності забезпечення великої кратності струму короткого замикання, низького опору пристрою заземлення та ін.) проблематично.

Ефективно вирішити проблему автоматичного вимкнення живлення допомагає застосування чутливих ПЗВ, схема підключення яких зображена на рисунку 3.23. Така схема забезпечує необхідні умови електробезпеки в системі ТТ. Водночас номінальний струм уставки ПЗВ (номінальний диференційний струм, що вимикає) повинен бути меншим, ніж значення струму замикання на заземлені відкриті провідні частини за напруги на них 50 В відносно зони нульового потенціалу.

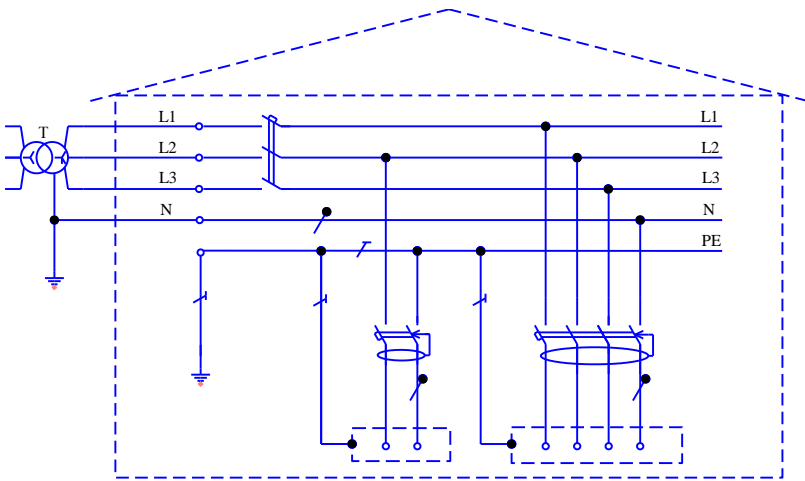


Рисунок 3.23 – Електрична схема підключення ПЗВ у системі ТТ

Це означає, що в електроустановках переважної кількості житлових будинків (індивідуальних житлових будинків, котеджів, дачних будинків та ін.), де не завжди є можливість

установити заземлювач із необхідними нормативними параметрами, потрібно застосовувати систему ТТ із обов'язковим установленням ПЗВ. У такому разі вимоги до значення опору заземлювача R_3 залежно від номінального диференційного струму, що вимикає $I_{\Delta n}$, значно знижують (див. табл. 3.16).

Таблиця 3.16 – Допустимі значення опору заземлювача

$I_{\Delta n}, \text{mA}$	10	30	100	300	500
R_3, Om	5 000	1 666	500	166	100

3.4.5.2 Система TN

Система TN має три різновиди: TN-C, TN-S і TN-C-S. Електричні мережі цієї системи є найбільш поширеними для електричних мереж житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення.

Спільним для всіх трьох різновидів системи TN є те, що в цих мережах усі відкриті провідні частини електроустановок необхідно приєднувати до глухозаземленої нейтральної точки джерела живлення за допомогою захисних провідників. Основна умова електробезпеки в мережі цієї системи полягає в тому, щоб значення струму під час короткого замикання між фазним провідником і відкритою провідною частиною перевищувало величину струму спрацьовування захисного пристрою за нормований час. У разі використання ПЗВ значення струму короткого замикання потрібно замінити на значення номінального диференційного струму I_n , що вимикає. Водночас завдання забезпечення низького значення опору «фаза – нуль», що необхідно вирішувати в разі використання захисту від надструму, замінюють на перевірку функціональної здатності ПЗВ захисного провідника. Контроль опору ланцюга «фаза – нуль» варто робити лише на вхідних затискачах ПЗВ.

Із трьох різновидів мереж системи TN **мережа системи TN-C** є найбільш широко використовуваною. Захисним провідником у цій системі є PEN-провідник, що одночасно виконує функції нейтрального й захисного провідників. Іноді, наприклад у чотирипровідних трифазних мережах, це може бути перешкодою для використання ПЗВ, тому для забезпечення надійного захисту окремих електроприймачів відкриті провідникові частини електроприймачів приєднують до PEN-провідника з боку джерела живлення. На рисунку 3.24 зображена схема використання ПЗВ в електроустановці системи TN-C.

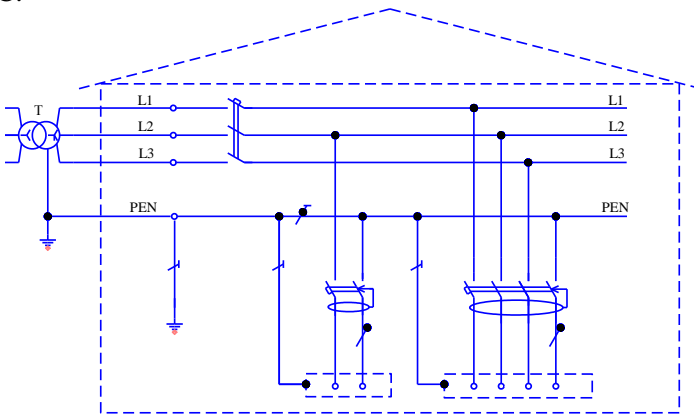


Рисунок 3.24 – Електрична схема підключення ПЗВ у системі TN-C

Другий різновид мереж системи TN – **система мереж TN-S** – сучасніша й здебільшого електробезпечна. У цій системі мереж використовують самостійний захисний PE-провідник і нейтральний N-провідник, що прокладають роздільно, починаючи від джерела живлення. На рисунку 3.25 наведена схема застосування ПЗВ в електроустановці системи TN-S.

Третій різновид системи TN – це **система мереж TN-C-S**. У цій системі провідник PEN ділять на окремі провідники PE і N, наприклад у груповому щитку. У такому разі, як і в мережі системи TN-S, провідники PE і N потрібно прокласти роздільно, а їх з'єднання після точки розподілу неприпустиме.

На рисунку 3.26 зображена схема застосування ПЗВ в електроустановці системи TN-C-S.

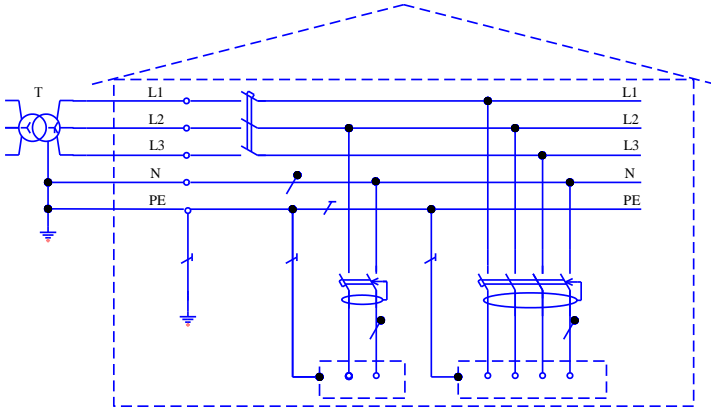


Рисунок 3.25 – Електрична схема підключення ПЗВ у системі TN-S

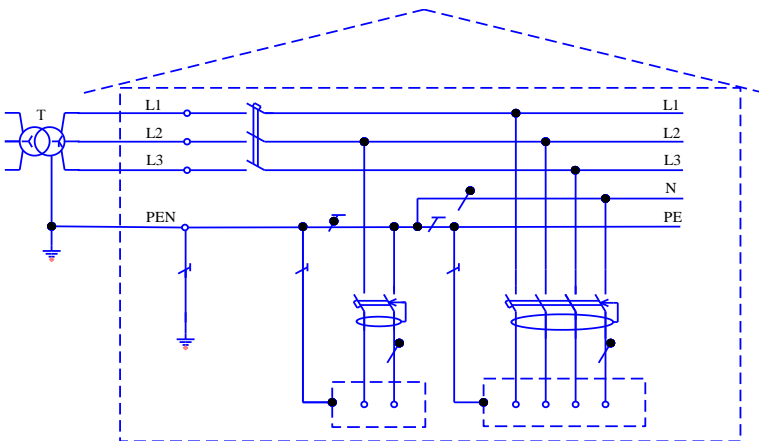


Рисунок 3.26 – Електрична схема підключення ПЗВ у системі TN-C-S

3.4.5.3 Система IT

У мережах системи IT (рис. 3.27) нейтральна точка джерела живлення повністю ізольована від землі або пов'язана з нею за допомогою підключення з великим опором (наприклад, через заземлювальний дугогасильний реактор). Ці мережі відносно землі мають визначений активний і ємнісний опори, що й зумовлюють струми витоку або струми замикання на землю.

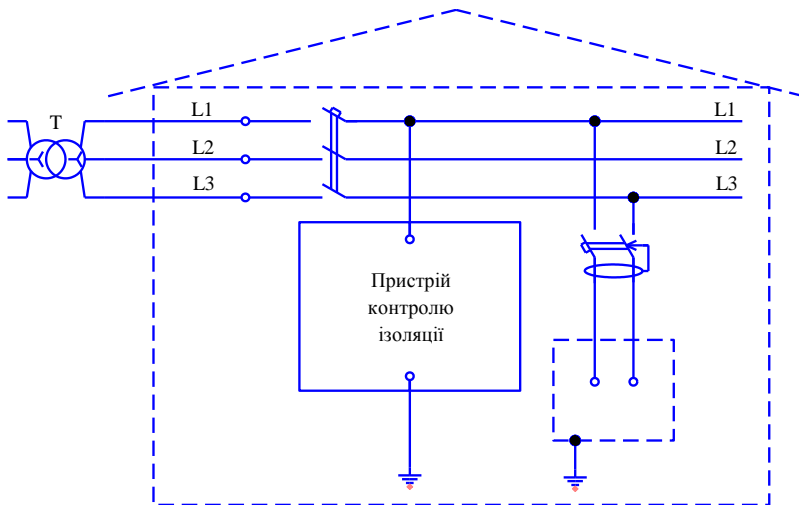


Рисунок 3.27 – Електрична схема підключення ПЗВ у системі IT

У системі IT значення струму замикання на землю обумовлене станом ізоляції мережі щодо землі. Якщо стан ізоляції гарний (великий опори щодо землі), струми витоку й замикання на землю дуже малі. У разі прямого дотику людини до струмопровідних частин електроустановки струм через тіло людини також обумовлений опором ізоляції, і за опору ізоляції, що перевищує певне значення, такий дотик не становить небезпеки для життя.

Таким чином, рівень опору ізоляції в мережах системи IT є фактором, що визначає як надійність, так і електробезпеку їх експлуатації. Оскільки в цих мережах дуже важливо підтримувати опір ізоляції на високому рівні, введення автоматичного пристрою постійного контролю ізоляції є обов'язковим електрозахисним заходом.

ПЗВ є другим засобом електрозахисту в цій системі мереж. Обидва пристрої функціонують злагоджено, але не впливають на роботу один одного: пристрої контролю ізоляції подають сигнал на вимкнення під час першого замикання на землю, і якщо до усунення першого замикання відбувається повторне замикання на землю, спрацьовує ПЗВ.

Основна вимога до використання ПЗВ у мережах системи IT – установлювати його якнайближче до електроприймача.

3.4.6 Основні норми й правила використання пристроїв захисного вимкнення

Норми й правила використання ПЗВ в Україні визначають такі нормативні документи, як ДБН В.2.5.23-2003 [18], ПУЕ [38] та ін. Нижче наведені основні положення з цих документів щодо використання ПЗВ в електроустановках житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення:

- у житлових будинках ПЗВ рекомендують установлювати на квартирних щитках. Дозволено установлювати їх і на поверхових щитках;
- у житлових будинках не можна використовувати ПЗВ, що автоматично вимикають споживача від мережі, після зникнення або недопустимого спадання напруги мережі. У цих випадках ПЗВ повинне зберігати функціональну здатність на термін, не менший ніж 5 с, у разі зниження напруги до 50 % від номінального;
- на групових лініях, що живлять штепсельні розетки для переносних електричних приладів, рекомендують передбачати ПЗВ із номінальним диференціальним струмом спрацювання, не більшим за 30 мА;

- установка ПЗВ обов'язкова, якщо пристрій захисту від надструмів (автоматичний вимикач, запобіжник) не забезпечує заданого часу автоматичного вимкнення, що дорівнює 0,4 с за номінальної напруги 220 В, й установка не охоплена системою зрівняння потенціалів або розетки перебувають зовні приміщень, у приміщеннях, особливо небезпечних чи з підвищеною небезпекою (наприклад, ванних і душових приміщеннях квартир або номерів готелів);

- для сантехнічних кабін, ванних і душових потрібно встановлювати ПЗВ зі струмом спрацювання 10 мА, якщо на них виділена окрема лінія, і струмом спрацювання 30 мА в інших ситуаціях (наприклад, у разі використання однієї лінії для сантехнічної kabіни й кухні);

- у житлових будинках можна використовувати ПЗВ типу «А», що реагують як на змінні, так і на пульсуючі струми uszkodжень, або «АС», що реагують лише на змінний струм витоку. Джерелом пульсуючого струму є, наприклад, пральні машини з регуляторами швидкості, регульовані джерела світла, телевізори, відеомагнітофони, персональні комп'ютери та ін.;

- необхідно використовувати переважно ПЗВ, що є єдиним апаратом з автоматичним вимикачем, що забезпечує захист від надструмів. Використання ПЗВ у групових лініях, що не мають захисту від надструмів, без додаткового апарата, що забезпечує цей захист, заборонене;

- в усіх ситуаціях ПЗВ повинне забезпечувати надійну комутацію ланцюгів навантаження з урахуванням можливих перевантажень;

- у разі використання ПЗВ, що не має захисту від надструмів, потрібно проводити розрахункову перевірку ПЗВ у режимі надструмів з урахуванням захисних характеристик апарата захисту від надструмів;

- послідовну установку ПЗВ потрібно виконувати відповідно до вимог селективності. За дво- й багатоступеневих схем ПЗВ, розміщені ближче до джерела живлення, повинні мати вставку й у три рази більший час спрацювання, ніж ПЗВ, розміщені ближче до споживача;

- у зоні дії ПЗВ нейтральний провідник не повинен мати з'єднання із заземленими елементами й захисним провідником;

-
- допускається приєднання до одного ПЗВ кількох групових ліній через окремі автоматичні вимикачі (запобіжники);
 - установлення ПЗВ у лініях, що живлять стаціонарно встановлене устаткування й світильники, а також у загальних мережах освітлення не обов'язкове;
 - сумарна величина струму витоку мережі з урахуванням підключених стаціонарних і переносних електроприймачів у нормальному режимі роботи не повинна перевищувати $1/3$ номінального струму ПЗВ. Якщо немає даних про струм витоку електроприймачів, їх потрібно приймати з розрахунку $0,3 \text{ мА}$ на 1 А струму навантаження, а струм витоку мережі – з розрахунку 10 мкА на 1 м довжини фазного провідника;
 - для підвищення рівня захисту від загорання внаслідок замикань на заземлені частини, коли величина струму недостатня для спрацювання максимального струмового захисту, на вводі в квартиру, індивідуальний будинок і т. д. рекомендують установлювати ПЗВ зі струмом спрацювання до 300 мА ;
 - якщо ПЗВ передбачений для захисту від ураження електричним струмом і загорання або лише для захисту від загорання, він повинен вимикати як фазний, так і нейтральний провідники. У такому разі захист від надструмів у нейтральному провіднику не потрібний.

3.5 Внутрішні мережі

3.5.1 Основні вимоги до електропроводок і кабельних ліній

Внутрішні мережі житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення складаються з **розподільних** (від ВП, ВРП, ГРЩ до розподільних пристроїв і щитків) та **групових мереж** (від щитків і розподільних пристроїв до світильників, штепсельних розеток та інших електроприймачів).

Повний перелік вимог до внутрішніх мереж зазначений у [18], а нижче наведені лише певні з них:

- дозволено приєднувати кілька стояків до окремої лінії. На відгалуженнях до кожного стояка, що живить квартири житлових будинків, що мають більше ніж п'ять поверхів, необхідно встановлювати апарат керування, спільний з апаратом захисту;

- у житлових будинках світильники сходових кліток, вестибюлів, холів, поверхових коридорів та інших внутрішніх приміщень, розміщених поза квартирами, повинні житися окремими лініями від ВРП або окремих групових щитків, що живляться від ВРП. Приєднувати ці світильники до поверхових і квартирних щитків не можна;

- для сходових кліток і коридорів, що мають природне освітлення, рекомендовано передбачати автоматичне або диспетчерське керування електричним освітленням з урахуванням природного освітлення;

- живлення електроустановок нежитлового фонду рекомендовано виконувати окремими лініями.

- у будинках потрібно застосовувати кабелі й проводи з мідними жилами;

- для житлових будинків установлені такі найменші допустимі перерізи мідних провідників:

- для групової мережі – $1,5 \text{ мм}^2$;

- для розподільної мережі до групових щитків – $2,5 \text{ мм}^2$;

- для розподільної мережі (стояків) живлення квартир – 4 мм^2 ;

- дозволене прокладання проводів і кабелів ліній живлення квартир разом із проводами й кабелями групових ліній робочого освітлення сходових кліток, поверхових коридорів та інших приміщень усередині будинків у загальній трубі, загальному коробі чи каналі з негорючих або важкогорючих будівельних конструкцій із помірною димоутворювальною здатністю відповідно до ГОСТ 12.1.044;

- мережу від поверхового розподільного щитка до квартири слід виконувати в окремій трубі або каналі, тобто окремо від групової мережі інших квартир. Дозволено прокладати до

12 проводів групових мереж квартир житлових будинків в одному каналі;

- в усіх будинках лінії групової мережі, прокладені від групових, поверхових і квартирних щитків до світильників загального освітлення, штепсельних розеток і стаціонарних електроприймачів, повинні бути трипровідними (фазний L-, нейтральний N- та захисний РЕ-провідники). Заборонене об'єднання нейтральних і захисних провідників різних групових ліній. Нейтральний та захисний провідники не можна підключати на щитках під спільний контактний затискач.

- **Вибирати переріз** провідників потрібно так:

- однофазні дво- й трипровідні лінії, а також трифазні, чотири- та п'ятипровідні лінії, що живлять однофазні електроприймачі, повинні мати переріз нейтральних N-провідників, що дорівнює перерізу фазних провідників;

- трифазні, чотири- й п'ятипровідні лінії, що живлять трифазні електроприймачі навантаження, повинні мати переріз нейтральних N-провідників, рівний перерізу фазних провідників до 16 мм^2 по міді і 25 мм^2 по алюмінію, а за більшого перерізу – не менше за 50 % перерізу фазних провідників;

- переріз PEN-провідників повинен бути не меншим ніж переріз N-провідників і не меншим за 10 мм^2 по міді та 16 мм^2 по алюмінію незалежно від перерізу фазних провідників;

- переріз РЕ-провідників повинен дорівнювати перерізу фазних до 16 мм^2 , 16 мм^2 за перерізу фазних провідників від 16 до 35 мм^2 і 50 % перерізу фазних провідників за більших перерізів;

- переріз РЕ-провідників, що не входять до складу кабелів, повинен бути не меншим за $2,5 \text{ мм}^2$ за наявності механічного захисту й 4 мм^2 за його відсутності.

3.5.2 Електричні схеми розподільної мережі багатоповерхових будинків

На вибір схеми розподільної мережі багатоповерхового будинку впливають багато факторів, основні з яких: кількість поверхів і секцій, призначення будинку, кількість квартир (службових приміщень) на одному поверсі, вид плит для приготування їжі та ін. Нижче наведені рекомендації щодо вибору кількості стояків житлового будинку:

- у будинках із плитами на газоподібному й твердому паливі за кількості поверхів до 10, а також з електроплитами за кількості поверхів до 5 зазвичай планують один стояк на одну секцію будинку (рис. 3.28 а), але кількість стояків може бути й більшою, якщо цього потребують конструктивні особливості будинку або це підтверджують техніко-економічні розрахунки;

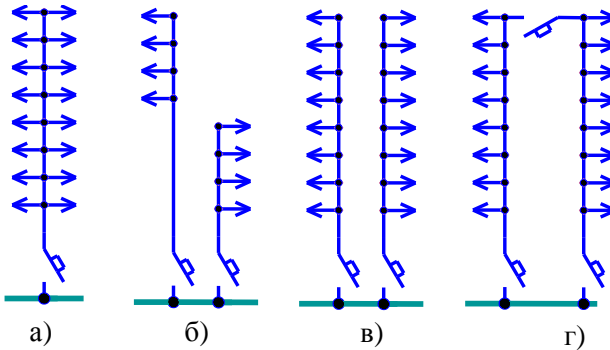


Рисунок 3.28 – Схеми стояків багатоповерхового житлового будинку

- у будинках з електроплитами за кількості поверхів понад 5 і до 17 планують один стояк на секцію з підключенням на кожному поверсі до чотирьох квартир (рис. 3.28 а) або два стояки з підключенням до першого 40 % квартир, розміщених на верхніх поверхах, а до другого – 60 % квартир, розміщених на нижчих поверхах (рис. 3.28 б);

• у будинках понад 17 поверхів планують два стояки на секцію з підключенням до чотирьох квартир на кожному поверсі (рис. 3.28 в, г).

У багатоповерховому будинку від ВРП можуть прокладати:

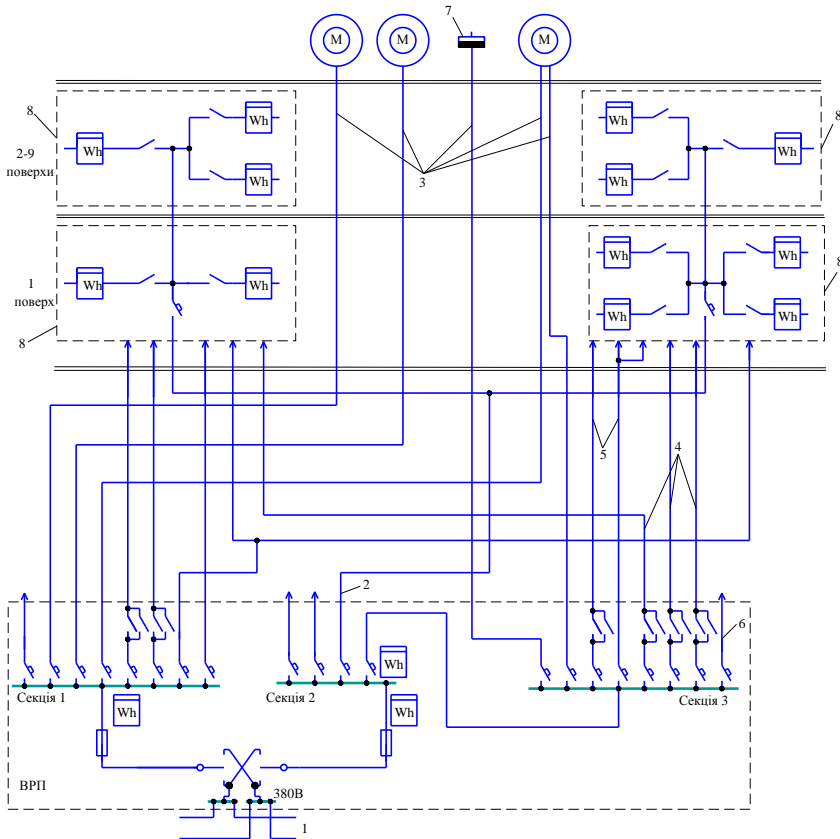
- лінії живлення квартир;
- силові лінії живлення ліфтів;
- групові лінії робочого евакуаційного й аварійного освітлення;
- групові лінії штепсельних розеток для підключення механізмів прибирання (наприклад, пилососів);
- лінії, що живлять розміщені в житловому будинку підприємства та установи;
- лінії живлення зовнішньої реклами й ілюмінації та ін..

Спрощена принципова електрична схема розподільної мережі багатоповерхового житлового будинку зображена на рисунку 3.29. Згідно зі схемою функції приймання, розподілу, загального обліку споживаної електроенергії та захисту від перевантажень і струмів короткого замикання виконує ВРП, що живиться магістральними лініями (1) від двох джерел живлення.

Живлення поверхових розподільних щитів (8) здійснюється магістральними лініями (2). Розподіл електроенергії від поверхових розподільних щитів між окремими квартирами з 2-го по 9-й поверхи зазвичай однотипний. Винятком часто є 1-й поверх, на якому можуть знаходитися домоуправління або заклади суспільного призначення.

Окремими лініями відбувається живлення:

- силових споживачів (ліфтів, насосів, вентиляторів та ін.) – лінії (3);
- мережі освітлення сходів та поверхових площадок – лінії (4);
- мережі зовнішнього освітлення – лінії (5);
- мережі освітлення підвальних приміщень – лінії (6);
- щитів ілюмінації – лінії (7).



*Рисунок 3.29 – Спрощена принципова електрична
схема розподільної мережі
дев'ятиповерхового житлового будинку*

3.5.3 Електричні схеми електропостачання окремих квартир багатоповерхових будинків

На практиці використовують велику кількість типових електричних схем групових мереж електропостачання квартир багатоповерхових будинків, що враховують як архітектурні

особливості будинку та квартири, так і електротехнічні характеристики приймачів, розміщених у квартирі. Нижче наведені певні найбільш характерні їх приклади.

3.5.3.1 Електрична схема «Мінімал»

Електричну схему «Мінімал» (рис. 3.30) використовують для електропостачання квартир багатопверхового будинку однофазною мережею за потужності навантаження до 8,8 кВт. Характерною ознакою цієї схеми є те, що розподіл електроенергії відбувається в поверховому розподільному щитку (ПРЩ). На вводі встановлений вимикач-роз'єднувач QS типу ВН-32 ($I_n = 40$ А), диференційний захист здійснюють за допомогою автомата диференційного QF1 типу АД-12 ($I_n = 40$ А, $I_{\Delta n} = 100$ мА), а захист від струмів короткого замикання та перевантажень на групових мережах освітлення й штепсельних розеток і мережі живлення електроплити забезпечують вимикачі автоматичні QF2–QF4 типу ВА47-29.

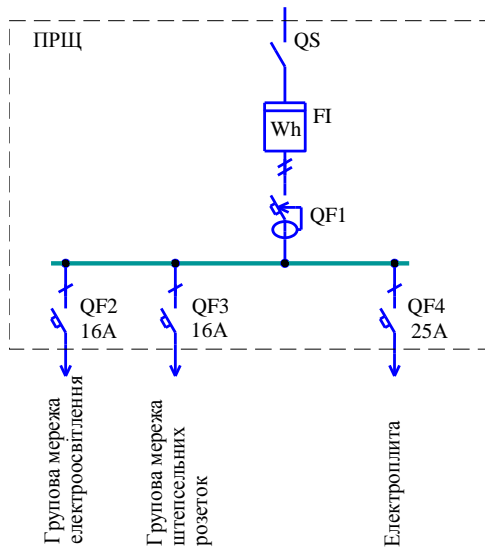


Рисунок 3.30 – Принципова електрична схема «Мінімал»

3.5.3.2 Електрична схема «Муніципал»

Електричну схему «Муніципал» (рис. 3.31) використовують, як і попередню, для електропостачання квартир у багатоповерховому будинку однофазною мережею, але за потужності навантаження до 11 кВт.

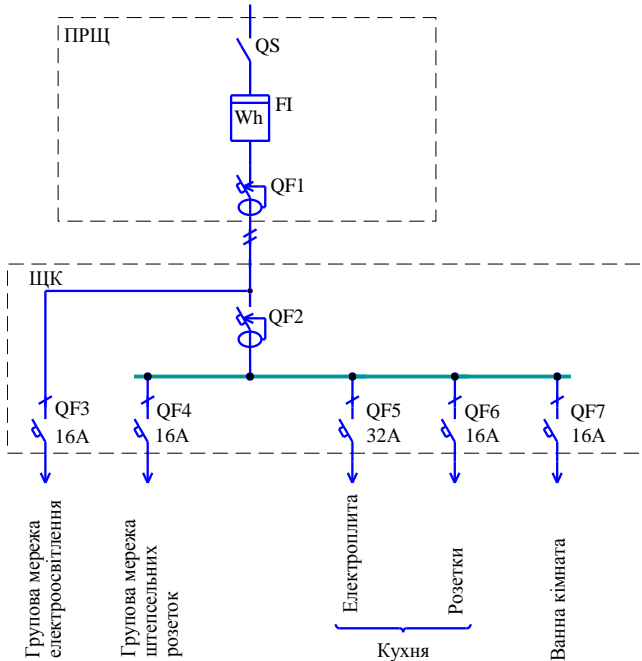


Рисунок 3.31 – Принципова електрична схема «Муніципал»

Відрізняється ця схема від попередньої й тим, що розподіл електроенергії відбувається в щитку квартирному (ЩК).

У поверховому розподільному (ПРЩ) розміщують лише вимикач-роз'єднувач QS типу ВН-32 ($I_n = 50 \text{ A}$), однофазний лічильник активної електричної енергії FI та автомат диференційний QF1 типу АД-12 ($I_n = 50 \text{ A}$, $I_{\Delta n} = 100 \text{ mA}$).

Групова мережа електроосвітлення має свою лінію, захист від перевантажень і струмів короткого замикання в якій

виконує автоматичний вимикач QF3. Іншими лініями забезпечують як диференційний захист за допомогою автомата диференційного QF2 типу АД-12 ($I_n = 50 \text{ А}$, $I_{\Delta n} = 30 \text{ мА}$), так і захист від перевантажень і струмів короткого замикання за допомогою автоматичних вимикачів QF4–QF7 типу ВА47-29.

3.5.3.3 Електрична схема «Оптималь 1»

Електричну схему «Оптималь 1» (рис. 3.32) використовують для електропостачання квартир у багатоповерховому будинку однофазною мережею за потужності навантаження до 11 кВт. Вона відрізняється від попередньої такими характеристиками:

- у щитку квартирному (ЩК) є дві системи шин. Від однієї з них окремо відходять лінія живлення групової освітлювальної мережі й лінія живлення електроспоживачів, що знаходяться у ванній кімнаті, а від другої забезпечують живлення групової мережі штепсельних розеток і мережі електроприймачів, розміщених на кухні;
- передбачені три диференційні автомати для захисту визначених мереж: QF1 – мережі електропостачання всієї квартири; QF3 – мережі електроприймачів, розміщених на кухні, та групової мережі штепсельних розеток; QF4 – електромережі ванної кімнати.

3.5.3.4 Електрична схема «Комфорт»

Електричну схему «Комфорт» (рис. 3.33) також використовують для електропостачання квартир у багатоповерховому будинку однофазною мережею за потужності навантаження до 11 кВт, але вона відрізняється від схеми «Оптималь 1» тим, що, по-перше, у ній лише одна система шин, а, по-друге, електромережа групових штепсельних розеток має окремий диференційний захист (QF3), функцію якого виконує автомат диференційний типу АД12.

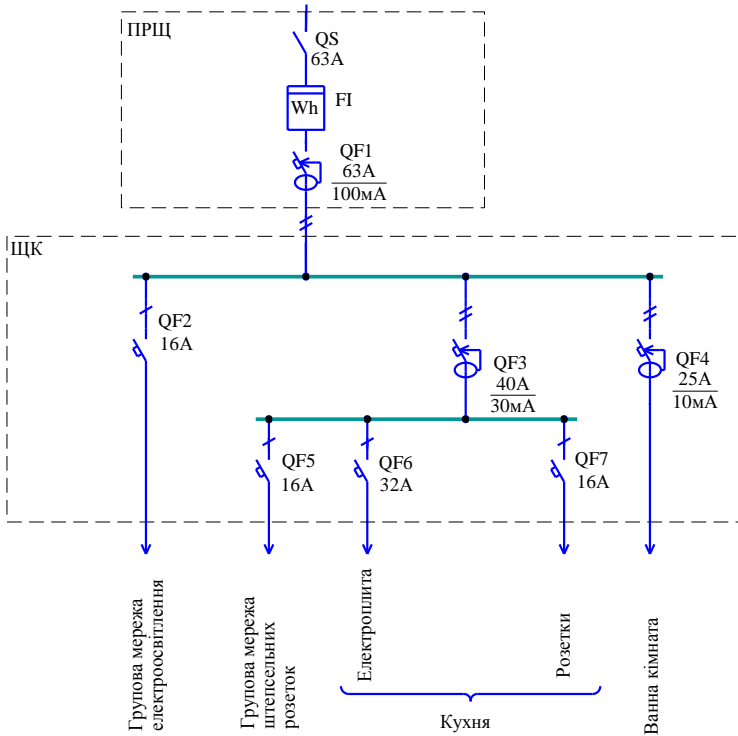


Рисунок 3.32 – Принципова електрична схема електропостачання квартири «Оптималь 1»

3.5.3.5 Електричні схеми «Прима» та «Екстра»

Електричні схеми «Прима» (рис. 3.34) та «Екстра» (рис. 3.35) використовують для електропостачання квартир у багатоповерховому будинку трифазною мережею за потужності навантаження до 11 кВт. Ці дві схеми від попередніх відрізняються такими характеристиками:

- у поверховому розподільному щиті (ПРЩ) установлені триполюсний вимикач-роз'єднувач QS типу ВН-32, трифазний лічильник активної енергії FI та чотириполюсний автомат диференційний QF1 типу АД14;

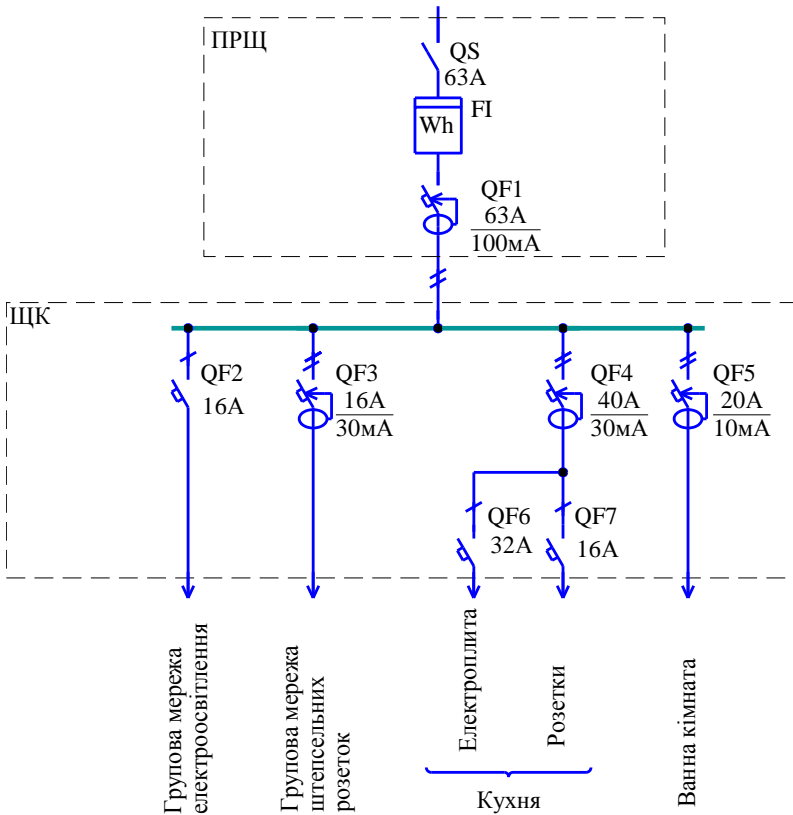


Рисунок 3.33 – Принципова електрична схема електропостачання квартири «Комфорт»

- у щитку квартирному (ЩК) відбувається розподіл енергії одно- та трифазними мережами. Захист від перевантажень і струмів короткого замикання в груповій мережі освітлення виконує автоматичний вимикач QF2 типу ВА47-29. В інших мережах передбачений диференційний захист: у групових мережах штепсельних розеток, розеток кухні та ванної кімнати (сауни) – диференційними двополюсними автоматами

типу АД12; у мережі живлення електроплити – диференційним чотириполюсним автоматом типу АД14.

Між собою схеми «Прима» та «Екстра» відрізняються тим, що остання призначена для квартир із більшими площами й відповідно більш розгалуженими електромережами.

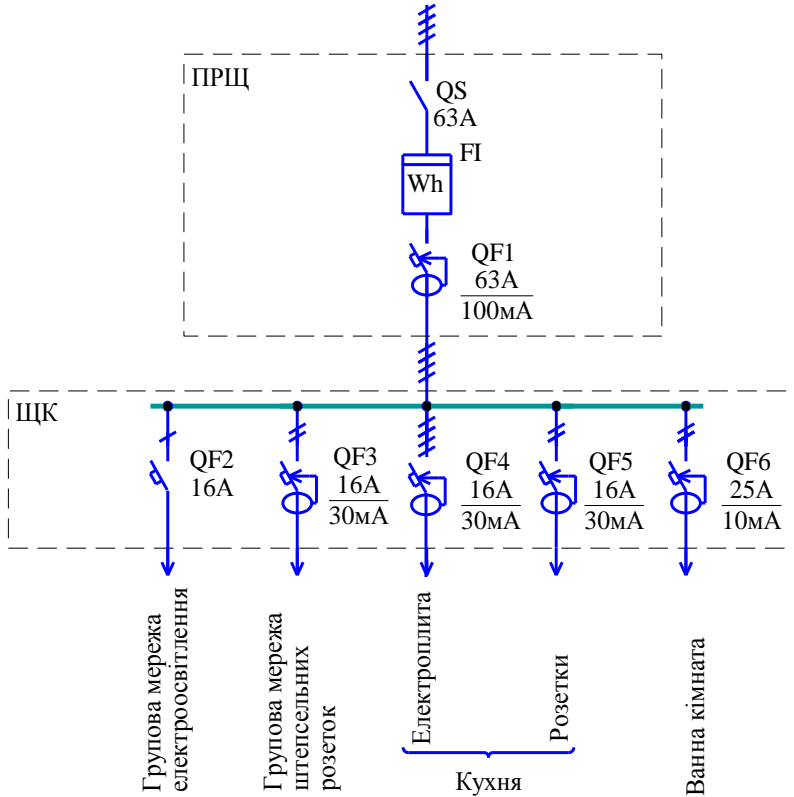


Рисунок 3.34 – Принципова електрична схема електропостачання квартири «Прима»

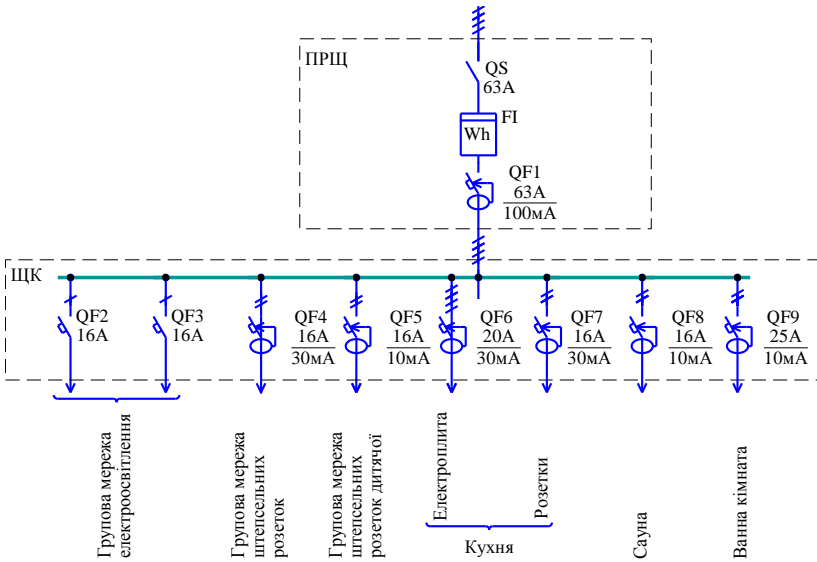


Рисунок 3.35 – Принципова електрична схема електропостачання квартири «Екстра»

3.5.4 Електричні схеми внутрішніх мереж котеджів

Оскільки переважну кількість котеджів будують за індивідуальними проектами, схеми внутрішніх мереж таких будівель також мають індивідуальне виконання, що враховує кількість поверхів, вид електроприймачів, їх розміщення, установлену потужність та ін. Але всі можливі схеми можна поділити на дві групи:

- 1) з однофазним уводом;
- 2) із трифазним уводом.

Прикладом схеми першої групи може бути схема, зображена на рисунку 3.36.

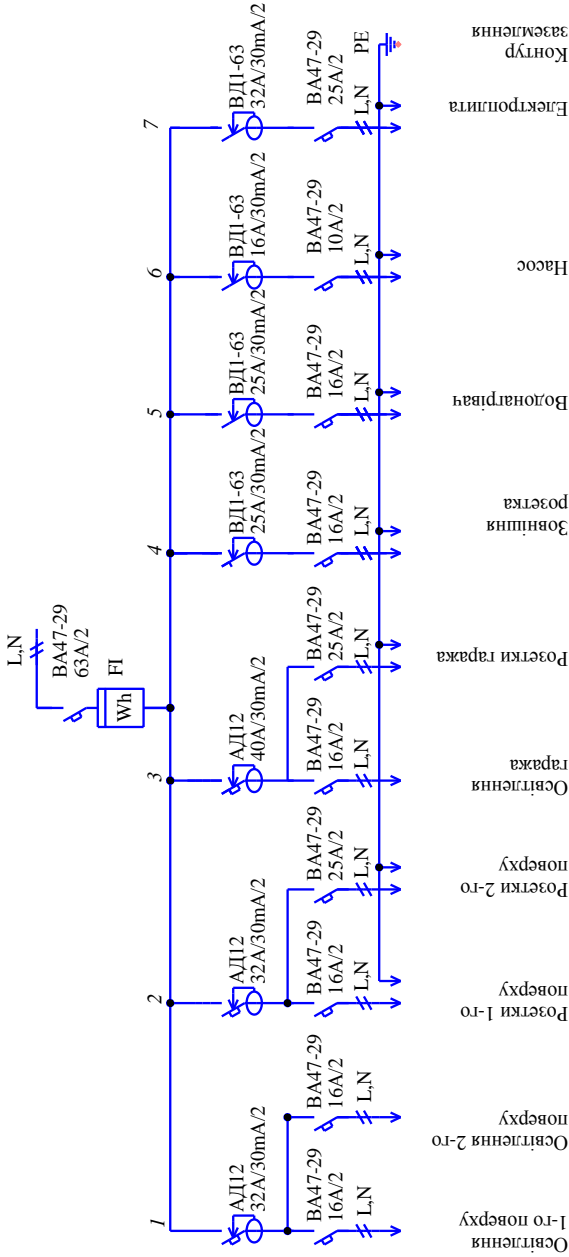


Рисунок 3.36 - Принципова електрична схема внутрішньої електромережі котеджу з однофазним вводом

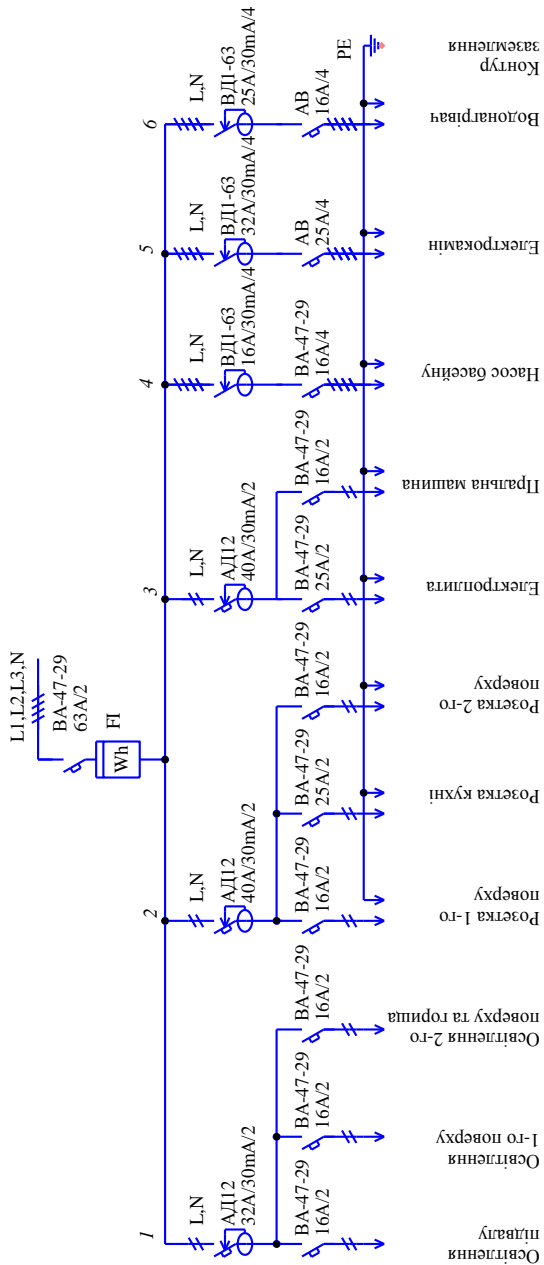


Рисунок 3.37 - Принципова електрична схема внутрішньої електромережі котеджу з трифазним вводом

На ввіді встановлюють вимикач автоматичний типу ВА47-29, що забезпечує не лише вмикання/вимикання всієї внутрішньої мережі в нормальних режимах роботи, а й захист від перевантажень і струмів короткого замикання.

Як окремі групові мережі (освітлення, штепсельних розеток), так і мережі окремих силових електроприймачів (водонагрівач, насос, електроплити) мають окремий диференційний захист, що виконують:

- на лініях 1–3 – автомати диференційні типу АД12;
- на лініях 4–7 – вимикачі диференційні типу ВД1-63.

Крім того, на кожній із ліній встановлюють автоматичні вимикачі типу ВА47-29, що забезпечують захист від перевантажень і струмів короткого замикання.

Ця схема забезпечує три види захисту: диференційний, від перевантажень і від струмів короткого замикання.

Приклад електросхеми другої групи зображений на рисунку 3.37. У цій схемі використані як двополусні (автомати диференційні типу АД12 і вимикачі автоматичні типу ВА47-29), так і чотириполусні електричні апарати (вимикачі автоматичні типу ВА47-29 та вимикачі диференційні типу ВД1-63). Ця схема, як і попередня, забезпечує три види захисту: диференційний, від перевантажень та від струмів короткого замикання.

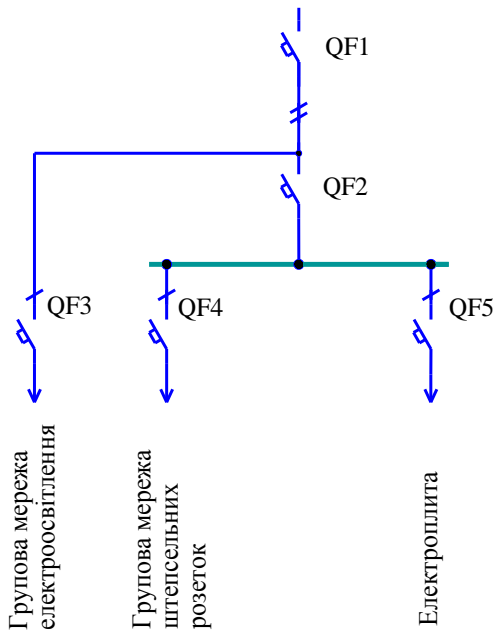
3.6 Забезпечення селективності роботи електричних апаратів захисту

Селективність роботи кількох електричних апаратів захисту (запобіжників, автоматичних вимикачів, ПЗВ) за їх послідовного підключення в схемах електропостачання полягає в тому, що в разі виникнення надструму на відгалуженні до визначеного електроприймача повинен спрацювати найближчий до цього електроприймача електричний апарат захисту, а всі інші спрацювати не повинні.

Методи забезпечення вимог селективності окремих видів електричних апаратів захисту мають свої особливості. Ми в цьому розділі розглядаємо їх окремо для автоматичних вимикачів, запобіжників і ПЗВ.

3.6.1. Забезпечення селективності роботи автоматичних вимикачів

Відповідно до електричної схеми (рис. 3.38), у якій функції електричних апаратів захисту виконують автоматичні вимикачі, селективність буде забезпечена, якщо після появи надструмів, наприклад у мережі живлення електроплити, вимкнеться лише автоматичний вимикач QF5.



*Рисунок 3.38 – До пояснення селективності роботи
автоматичних вимикачів*

Відключення послідовно підключених із QF5 автоматичних вимикачів QF2 і QF1 під час цього не відбувається, а це означає, що не порушується й

електропостачання групових мереж електроосвітлення та штепсельних розеток, що функціонують у нормальному режимі. Аналогічно під час протікання надструмів на ділянці з автоматичним вимикачем QF2 повинне відбутися вимкнення лише цього електричного апарата, що приведе до припинення електропостачання електроплити й електроприймачів групової мережі штепсельних розеток. Водночас автоматичний вимикач QF1 за умови селективності повинен залишитися в увімкненому стані. За цієї умови електропостачання електроприймачів, підключених до групової мережі електроосвітлення, не порушиться.

Селективність захисту автоматичними вимикачами забезпечується визначеним вибором їх розчіплювачів. Вибір розчіплювачів автоматичних вимикачів за умови селективності виконують із використанням часо-струмових характеристик $t = f(I_n)$, наведених у паспорті на електричний апарат. Прикладом такої часо-струмової характеристики автоматичного вимикача може бути характеристика, наведена на рисунку 3.39. Верхня й нижня криві обмежують можливе розкидання реальних значень часу спрацювання, що гарантує підприємство-виробник цього електричного апарата.

Під час вибору автоматичних вимикачів для забезпечення селективності їх роботи додержуються такої послідовності:

1) для кожної ділянки вибирають за довідниками автоматичні вимикачі за умов:

$$I_n \geq I_p, I_e \geq I_p, I_{cu} \geq I_{к.з.}, \quad (3.13)$$

де I_n – номінальний струм теплового розчіплювача, А;

I_p – розрахункове значення номінального струму ділянки, А;

I_e – номінальний струм електромагнітного розчіплювача, А;

I_{cu} – номінальна гранична найбільша вимикальна здатність автоматичного вимикача, А;

$I_{к.з.}$ – розрахункове значення струму короткого замикання, А.

2) за часо-струмовими характеристиками вибраних автоматичних вимикачів визначають значення затримки в часі спрацювання для кожного електричного апарата.

3) перевіряють селективність роботи послідовно підключених автоматичних вимикачів. Час спрацювання

автоматичних вимикачів повинен збільшуватися в напрямку від електроприймачів до джерела живлення.

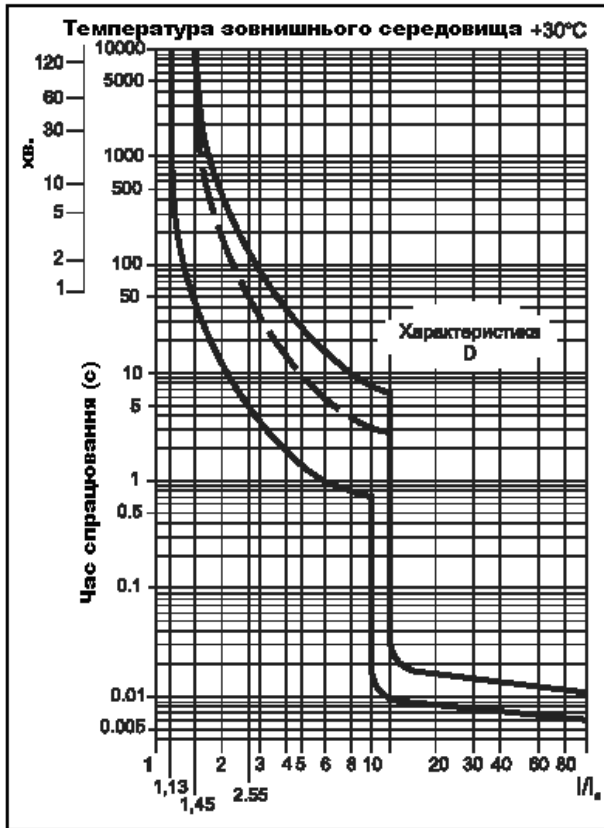


Рисунок 3.39 – Часо-струмова характеристика автоматичного вимикача

Під час вибору автоматичних вимикачів, до яких безпосередньо підключені електроприймачі (на рис. 3.38 – QF3–QF5), урахувують таке:

а) для захисту від перевантажень асинхронних двигунів, що функціонують у тривалому режимі роботи з невеликою

частотою пусків і тривалістю пусків до 2,5 с, доцільно вибрати **автоматичні вимикачі з тепловим розчіплювачем**.

Номінальний струм I_n розчіплювача визначають за формулами:

- для нерегульованого розчіплювача:

$$I_n \geq I_{\text{ндв}}; \quad (3.14)$$

- для регульованого розчіплювача:

$$I_n \geq 1,25 \cdot I_{\text{ндв}}, \quad (3.15)$$

де $I_{\text{ндв}}$ – номінальний струм електродвигуна, А;

б) для захисту від перевантажень асинхронних двигунів, що функціонують у повторно-короткочасному режимі роботи з важкими умовами пуску, доцільно також вибрати **автоматичні вимикачі з тепловим розчіплювачем**, а номінальний струм визначати за формулами:

- для нерегульованого розчіплювача:

$$I_n \geq 1,25 \cdot I_{\text{ндв}}; \quad (3.16)$$

- для регульованого розчіплювача:

$$I_n \geq (1,25 - 1,5) \cdot I_{\text{ндв}}. \quad (3.17)$$

В автоматичних вимикачах із тепловими розчіплювачами необхідно враховувати можливість короткочасних перевантажень струмом, пов'язаних із особливостями роботи визначених електроприймачів. Так, наприклад, під час пусків асинхронних двигунів пускові струми на час пуску можуть у 5–7 разів перевищувати номінальні значення струму, а тому час спрацювання автоматичного вимикача повинен бути більшим за час пуску двигуна й не допускати помилкових вимкнень упродовж пуску. Конструкція більшості автоматичних вимикачів із тепловим розчіплювачем дозволяє регулювати значення струму спрацювання розчіплювача;

в) автоматичні вимикачі з електромагнітним розчіплювачем використовують для захисту від струмів короткого замикання.

Номінальний струм I_c електромагнітного розчіплювача визначають за формулами:

- для асинхронних двигунів із короткозамкненим ротором:

$$I_c \geq (1,5 - 1,8) \cdot I_{\text{пуск. дв.}}, \quad (3.18)$$

де $I_{\text{пуск. дв.}}$ – пусковий струм двигуна, А;

- для асинхронних двигунів із фазним ротором:

$$I_c \geq (2,5 - 3,0) \cdot I_{\text{ндв}}; \quad (3.19)$$

- в освітлювальних і силових мережах, якщо немає істотних пускових струмів:

$$I_c \geq I_{\text{н max}}, \quad (3.20)$$

де $I_{\text{н max}}$ – максимально можливе значення струму в нормальному режимі роботи;

- в освітлювальних і силових мережах за значних пускових струмів:

$$I_c \geq (1,25 - 1,5) I_{\text{н max}}. \quad (3.21)$$

Автоматичні вимикачі з електромагнітним розчіплювачем не реагують на струми перевантаження, якщо їх значення менші за номінальний струм розчіплювача. Ці автоматичні вимикачі спрацювають у разі виникнення струму короткого замикання. Згідно з вимогами ПУЕ, струм короткого замикання повинен не менше ніж у три рази перевищувати значення номінального струму електромагнітного розчіплювача автоматичного вимикача;

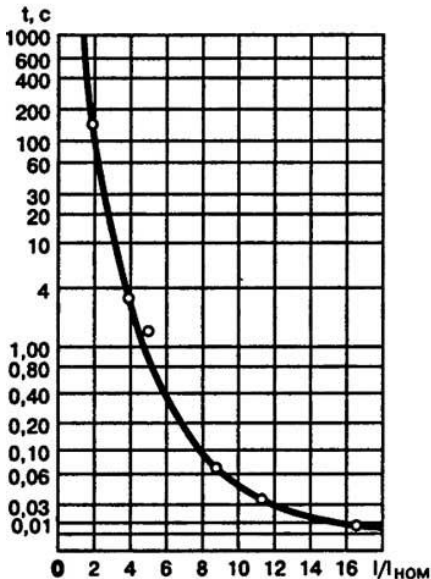
г) автоматичні вимикачі з **напівпровідниковим розчіплювачем** допускають регулювання номінального робочого струму, вставки по струму спрацювання в зоні струмів к. з. та вставки часу спрацювання в зоні струмів перевантаження.

Дуже важливим є те, щоб верхня межа значень струмів короткого замикання для автоматичного вимикача незалежно від виду розчіплювача була не меншою за реальні значення струмів короткого замикання. Лише за цієї умови можливі надійне спрацювання й подальша робота автоматичного вимикача.

3.6.2 Забезпечення селективності роботи запобіжників

Умови забезпечення селективності роботи послідовно підключених запобіжників є такими самими, як і для автоматичних вимикачів. Досягають селективності роботи цих електричних апаратів підбором вставок плавких, за якого в разі виникнення надструмів у певному електроприймачі відбувається перегорання вставки плавкої лише запобіжника (запобіжників), до якого безпосередньо підключений цей електроприймач. Інші запобіжники залишаються функціонально здатними.

Вибір вставок плавких за умови селективності виконують із використанням часо-струмових характеристик $t = f(I/I_{ном})$, наведених у паспорті на запобіжник з обов'язковим урахуванням розкидання реальних значень часу спрацювання, що гарантує підприємство-виробник цього запобіжника (рис. 3.40).



*Рисунок 3.40 –
Часо-струмова
характеристика
запобіжників
серії ПН-2*

Під час вибору запобіжників для забезпечення селективності їх роботи додержуються такої послідовності:

1) для кожної ділянки за номінальним струмом вставки плавкої $I_{n \text{ вст.}}$ вибирають із довідників запобіжники за умов:

• для запобіжників із великою тепловою інерцією (здатних витримувати значні короткочасні перевантаження):

$$I_{n \text{ вст.}} \geq I_p, \quad (3.22)$$

де I_p – розрахункове значення номінального струму ділянки, А;

• для запобіжників неінерційних (із малою тепловою інерцією) повинна виконуватись умова (3.22), а також умова:

$$I_{n \text{ вст.}} \geq I_{\text{max}}/\alpha, \quad (3.23)$$

де I_{max} – максимальне значення короткострокового струму перевантаження (наприклад, пускового струму асинхронного двигуна);

α – поправковий коефіцієнт. Його величина залежить від режиму перевантаження та дорівнює:

2,5 – для освітлювальних і силових мереж за незначних пускових струмів;

1,5–2,0 – для освітлювальних та силових мереж за значних пускових струмів;

2) за часо-струмовими характеристиками вибраних запобіжників знаходять значення затримки в часі спрацювання для кожного електричного апарата;

3) виконують перевірку селективності роботи послідовно підключених запобіжників. Час спрацювання запобіжників повинен збільшуватися в напрямку від електроприймачів до джерела живлення.

В одній і тій самій мережі як апарати захисту можуть використовувати однотипні й неоднотипні запобіжники. Як показує практика, в разі встановлення однотипних запобіжників напругою до 1 кВ селективність їх роботи буде забезпеченою, якщо вставки плавкі послідовно підключених сусідніх запобіжників відрізнятимуться не менше ніж на два ступеня за шкалою їх номінальних струмів (див. табл. 2.15).

3.6.3 Забезпечення селективності роботи пристроїв захисного вимкнення

Для забезпечення селективності роботи послідовно підключених ПЗВ потрібно враховувати дещо інші фактори, ніж для вирішенні цього питання за допомогою автоматичних вимикачів і запобіжників. Основні з них:

- **висока швидкостія**, вимірювана десятими й сотими частками секунди. Цей фактор зумовлює те, що практично дуже важко або просто неможливо забезпечити (за певних умов) селективність спрацювання послідовно підключених однотипних ПЗВ, якщо номінальні диференційні струми, що вимикають, відрізняються на один ступінь за шкалою їх номінальних значень, наприклад 10 і 30 мА, 30 і 100 мА і т. д.;

- **можливість швидкої зміни струму витоку**. На практиці можливе не лише поступове плавне збільшення значення струму витоку, обумовлене старінням ізоляції, появою незначних дефектів та ін., а й миттєве його збільшення, спричинене електричним пробоем ізоляції, її механічним пошкодженням тощо.

Ці два фактори можуть призвести під час виникнення аварійного режиму роботи до одночасного спрацювання кількох послідовно підключених ПЗВ і тим самим не забезпечити селективності їх роботи.

Одним із дієвих способів забезпечення селективності роботи ПЗВ є застосування модифікацій ПЗВ із затримкою спрацювання – ПЗВ з індексами S і G. Ці модифікації ПЗВ мають значно більші значення часу спрацювання (ПЗВ S мають більші значення, ніж ПЗВ G), порівнюючи з ПЗВ загального призначення.

Можливість забезпечення селективності роботи ПЗВ загального призначення й ПЗВ із затримкою спрацювання наочно демонструє рисунок 3.41. Різниця в часі спрацювання, вимірювана кількома десятками мілісекунд, ПЗВ загального призначення (крива 1) і ПЗВ із затримкою в часі (крива 2) на

практиці забезпечує надійний селективний захист в електричних схемах із двома й трьома рівнями селективності.

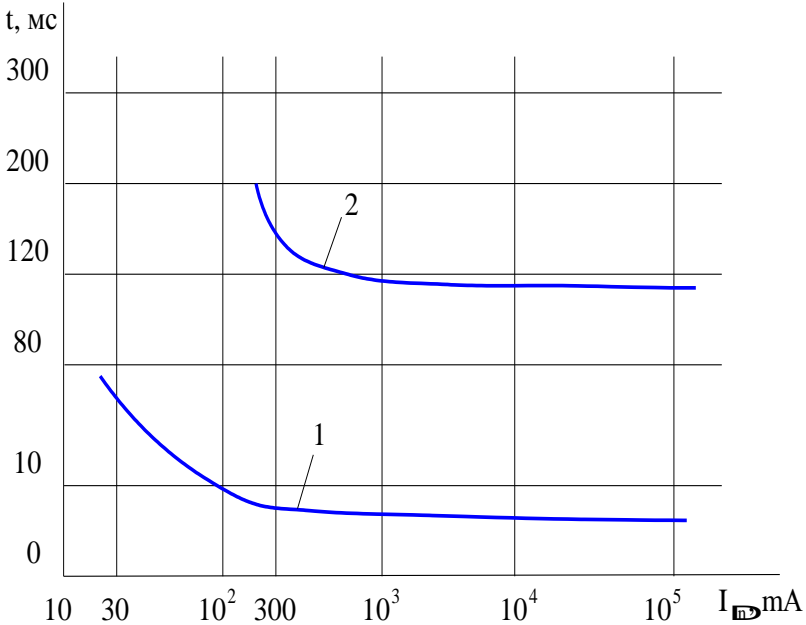
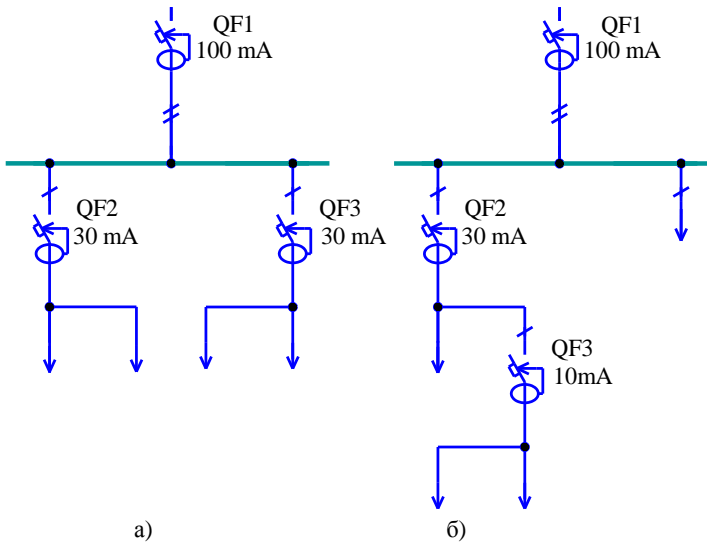


Рисунок 3.41 – Часо-струмові характеристики ПЗВ:

1 – загального призначення, $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$;

2 – типу S, $I_{\Delta n} = 100 \text{ mA}$

Приклади таких схем зображені на рисунку 3.42. У дворівневій схемі (рис. 3.42 а) функції QF1 виконує ПЗВ типу S, а функції QF2 і QF3 – ПЗВ загального призначення. У трирівневій схемі (рис. 3.42 б) функції QF1 виконує ПЗВ типу S, функції QF2 – ПЗВ G, а QF3 – ПЗВ загального призначення.



*Рисунок 3.42. – Електричні схеми з ПЗВ:
а) дворівнева; б) триврівнева*

Контрольні запитання та завдання

1. Які основні завдання електричного розрахунку освітлювальної мережі?
2. Зробіть порівняльний аналіз схем електропостачання будинків до і понад 5 поверхів (рис. 3.3).
3. Дайте визначення, назвіть основні складові частини та призначення ввідних і ввідно-розподільних пристроїв.
4. Назвіть і зробіть стислий аналіз основного електрообладнання електропостачальної системи житлових будинків, споруд та будинків суспільного призначення.
5. Дайте визначення, розкажіть принцип дії й назвіть основні нормативні параметри пристроїв захисного вимкнення.
6. Які особливості використання пристроїв захисного вимкнення в системах TT, TN, IT?

7. Що спільного й чим відрізняються вимикачі диференційні та автомати диференційні?

8. Які основні вимоги до електропроводок і кабельних ліній внутрішніх мереж житлових будинків, споруд та будинків суспільного призначення.

9. Зробіть аналіз електричних схем розподільних мереж багатоповерхових будинків (рис. 3.28).

10. Зробіть порівняльний аналіз електричних схем групових мереж квартир багатоповерхових будинків (рис. 3.30, 3.31, 3.32, 3.33, 3.34, 3.35).

11. Зробіть порівняльний аналіз електричних схем внутрішніх мереж котеджів (рис. 3.36, 3.37).

12. У чому полягає селективність роботи електричних апаратів захисту? Які особливості її забезпечення автоматичними вимикачами й запобіжниками?

13. Які особливості забезпечення селективності захисту пристроями захисного вимкнення?

Розділ 4

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Структура електропостачальної системи промислового підприємства залежить від багатьох факторів, основні з яких: віддаленість підприємства від джерела живлення (електростанції або районної підстанції), категорії електроприймачів, номінальні напруги основних силових електроприймачів та їх установлені потужності, територіальне розміщення структурних підрозділів та ін.

Незважаючи на велику різноманітність промислових підприємств, а відповідно й схемних та конструктивних рішень, електропостачальна система повинна відповідати таким основним вимогам:

- **економічності**, що полягає в тому, щоб капітальні й експлуатаційні витрати були мінімальними;

- **надійності електропостачання**, що повинна відповідати категорії електроприймачів, розміщених на підприємстві;

- **раціонального вибору значень номінальних напруг** на всіх ділянках від джерела до електроприймачів із мінімальною кількістю ступенів трансформації;

- **забезпеченню необхідної якості електроенергії** на електроприймачах;

- **безпеки та зручності** обслуговування й експлуатації;

- **можливості перспективного розвитку** без корінної реконструкції.

В електропостачальній системі промислового підприємства розрізняють електричні мережі **зовнішнього та внутрішнього електропостачання**.

До електричних мереж зовнішнього електропостачання належать мережі живлення напругою 6–330 кВ, що забезпечують передавання електроенергії від джерела живлення (електростанції, енергосистема) до приймального пункту промислового підприємства (вузлової розподільної підстанції, головної понижувальної підстанції, підстанції глибокого вводу, центрального розподільного пункту).

До електричних мереж внутрішнього електропостачання зазвичай належать розподільні мережі напругою 6–10 кВ, що забезпечують розподіл електроенергії між приймальними пунктами окремих структурних підрозділів підприємства (корпусами, цехами, дільницями).

4.1 Схеми зовнішнього електропостачання

Зовнішнє електропостачання промислових підприємств можуть здійснювати від енергосистеми, власної електростанції або комбіновано: від енергосистеми та власної електростанції.

Схемні рішення електропостачальної системи промислового підприємства можуть бути різноманітними. На рисунку 4.1 зображені найбільш типові спрощені схеми електропостачання.

Для підприємств малої й середньої потужностей, розміщених безпосередньо біля джерела живлення або на відстані до 10 км, економічним є використання електричної схеми без трансформації (рис. 4.1 а). За такої схеми електричну енергію від джерела живлення на напрузі 6, 10 або 20 кВ постачають підприємству.

Для підприємств, значно віддалених від джерела живлення та великої потужності, доцільне використання схеми з трансформацією електроенергії в місці переходу від зовнішнього до внутрішнього електропостачання (рис. 4.1 б). За такої схеми електроенергію від енергосистеми до трансформаторної підстанції підприємства передають на напрузі

35–330 кВ, а потім на території підприємства здійснюють її розподіл на напрузі 6–20 кВ між РП і цеховими ТП.

Для підприємств із надвеликими потужностями раціональним є використання електричної схеми із глибоким вводом (рис. 4.1 в). За такої схеми електропостачання електроенергію від джерела живлення постачають безпосередньо на територію підприємства на напрузі 35–330 кВ без трансформації. У схемах із напругою 35 кВ безпосередньо близько від будівель цехів розміщують понижувальні трансформатори, у яких відбувається трансформація на одну або дві напруги й безпосереднє живлення електроприймачів. За більш високих напруг використовують проміжні трансформатори з напругою на виході 6–20 кВ.

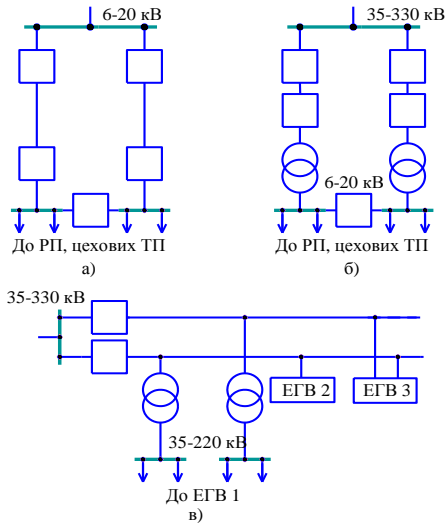


Рисунок 4.1 – Схеми зовнішнього електропостачання промислового підприємства: а) безтрансформаторна; б) трансформаторна; в) із глибоким вводом

Останніми роками характерною особливістю електропостачання промислових підприємств є все частіше використання компактних власних електростанцій. Наявність

таких електростанцій дозволяє частково зменшити залежність підприємства від енергопостачальних організацій, але зазвичай передбачає паралельне функціонування власної електростанції з енергосистемою. Водночас схема електропостачання підприємства обов'язково передбачає наявність електричних зв'язків генераторного розподільного пристрою з розподільним пристроєм пункту приймання електроенергії від енергосистеми відповідної напруги 6, 10 або 20 кВ.

4.2 Схеми внутрішнього електропостачання

Для внутрішнього електропостачання найбільш типові **радіальні й магістральні схеми**.

На вибір виду схем, крім факторів, зазначених на початку цього розділу, також істотно впливають і такі: урахування конкретних особливостей процесу виробництва, наявність окремих електроприймачів або електроспоживачів із різкозмінним навантаженням, необхідність відокремлення силових електромереж від мереж освітлення.

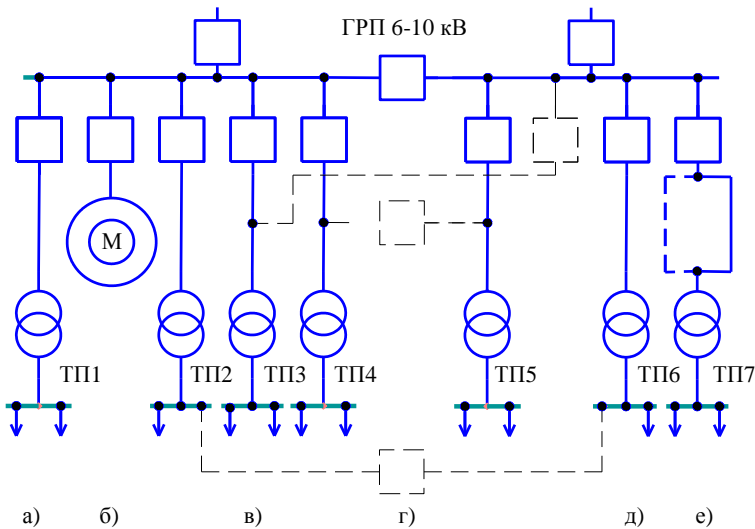


Рисунок 4.2 – Схеми радіального живлення

Радіальна схема передбачає передавання електроенергії від головного розподільного пункту (ГРП) до кожної цехової ТП (рис. 4.2 а) або силового електроприймача (рис. 4.2 б) окремими ЛЕП без відгалужень для живлення інших електроприймачів. Таку схему використовують переважно для електропостачання відповідальних і потужних електроприймачів. Недоліками цієї схеми є необхідність використання значно більшої, ніж у магістральній, кількості електричних апаратів і збільшення загальної довжини ЛЕП підприємства. Цю схему використовують для електроприймачів III категорії.

Для підвищення надійності електропостачання електроприймачів II категорії в радіальних схемах використовують різні види резервування:

- резервну магістраль із боку високої напруги (рис. 4.2 в);
- резервну перемичку з боку високої напруги між сусідніми ТП (рис. 4.2 г);
- резервну перемичку з боку низької напруги між сусідніми ТП або шинними магістралями цехового електропостачання (рис. 4.2 д);
- резервну лінію високої напруги (рис. 4.2 е).

Характерною особливістю всіх видів резервування в радіальних схемах електропостачання є те, що резервні магістралі, лінії й перемички в нормальних режимах перебувають під напругою, але без навантаження, і вмикаються під навантаженням лише в разі виникнення аварійного режиму роботи.

Магістральна схема забезпечує почергове підключення ТП і РП та є більш поширеною за їх компактно улаштованого розміщення на території підприємства. Найпоширенішими видами магістральних схем є:

- **одиначна магістральна схема без резервування** (рис. 4.3 а), що має найбільш просте схемне рішення, потребує найменшої кількості електричних апаратів і забезпечує найменші витрати кабелю. До магістралі підключають 2–3 трансформатори одиничною потужністю 1 000–2 500 кВА або 4–5 потужністю 100–630 кВА. Така схема, порівнюючи з іншими магістральними, має найнижчу надійність електропоста-

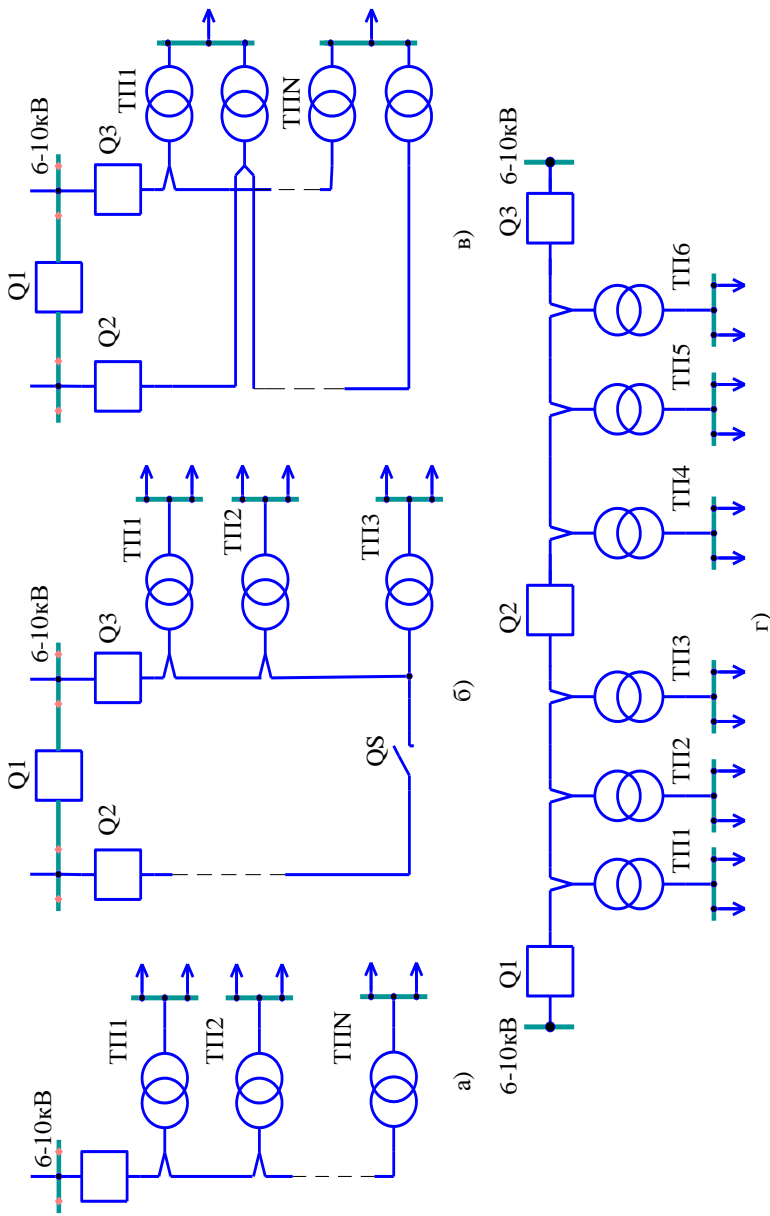


Рисунок 4.3 - Схеми магістрального живлення

чання, тому її використовують лише для живлення електроприймачів III категорії;

- **одиначна магістральна схема з резервуванням** (рис. 4.3 б), що має резервну перемичку, яка в нормальному режимі перебуває під напругою, але без навантаження. У разі виникнення аварійного режиму виконують відповідні переключення вимикачів Q2, Q3 та роз'єднувача QS, і електропостачання відбувається резервною перемичкою. Таку схему доцільно використовувати для електропостачання електроприймачів III і II категорій;

- **подвійна наскрізна магістральна схема** (рис. 4.3 в), яку можна використовувати для електропостачання електроприймачів III, II і I категорій, тому що в разі виходу з ладу однієї магістралі в ній передбачене ручне або автоматичне переключення на живлення від іншої магістралі. Ця схема передбачає значно більшу, ніж у попередніх, кількість електричних апаратів і збільшення довжини ЛЕП.

- **магістральна схема з двостороннім живленням** (рис. 4.3 г), яку в нормальному режимі можна розділити на дві одиначні магістральні схеми за допомогою вимикача Q2. Використання такої схеми найбільш доцільне за умови, якщо цехові ТП розміщені між двома незалежними джерелами живлення. У разі виникнення аварійного режиму живлення електроприймачів здійснюють від одного джерела. Переріз провідників потрібно розраховувати на цей режим роботи. Така схема часто є найбільш економічною, оскільки не передбачає «холодного» резерву магістралі. Її можна використовувати для електроприймачів III, II та I категорій. Завдяки наявності вимикача Q2 схема дозволяє зменшити струми короткого замикання, спростити релейний захист, полегшити обслуговування.

4.3 Основні складові електропостачальної системи промислового підприємства

В електропостачальній системі промислового підприємства можна виділити три основні складові:

- 1) лінії електропередавання (ЛЕП);
- 2) трансформаторні підстанції;
- 3) розподільні пристрої.

4.3.1 Лінії електропередавання

ЛЕП призначені для передавання й розподілу електричної енергії від джерела живлення до електроспоживачів. Згідно з ПУЕ [38] їх класифікують на повітряні й кабельні.

4.3.1.1 Повітряні лінії електропередавання

Відповідно до ПУЕ повітряною лінією електропередавання називають споруду для передавання електричної енергії проводами, розміщеними просто неба й закріпленими за допомогою ізоляторів та арматури на опорах або кронштейнах, стінах будівель та інженерних спорудах.

Повітряні ЛЕП класифікують:

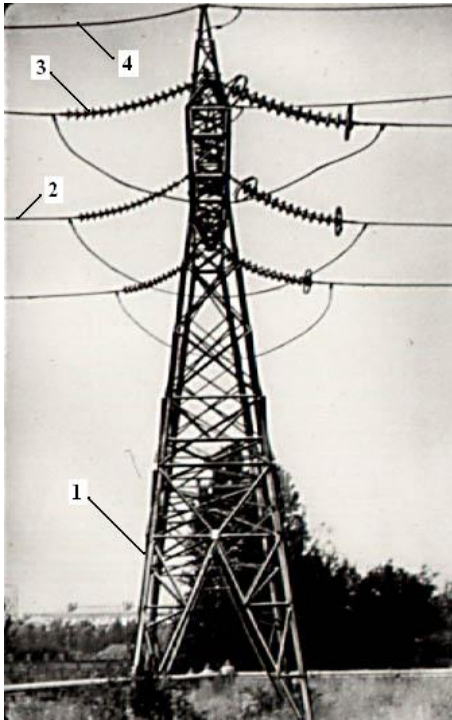
- за величиною напруги: до 1 кВ та понад 1 кВ;
- за видом проводу: повітряні лінії із застосуванням неізольованих та ізольованих проводів.

ПУЕ рекомендує для повітряних ліній електропередавання із застосуванням неізольованих проводів використовувати скорочення ПЛ, а для повітряних ліній електропередавання із застосуванням ізольованих проводів – ПЛІ.

4.3.1.1.1 Повітряні лінії електропередавання із застосуванням неізольованих проводів

Основними складовими ПЛ є (рис. 4.4):

- опори;
- проводи;
- блискавкозахисні троси;
- ізолятори.



*Рисунок 4.4 –
Складові частини ПЛ:
1 – опора;
2 – фазний провід;
3 – гірлянда
ізоляторів;
4 – блискавкозахисний
трос*

Опори

Згідно з ПУЕ залежно від матеріалу опори ПЛ можуть бути: залізобетонними, дерев'яними, дерев'яними із залізобетонними приставками й металевими, а за місцем установлення та призначенням:

- **проміжні**, що встановлюють на прямих ділянках траси. Ці опори в нормальному режимі роботи не сприймають зусиль, спрямованих уздовж ПЛ;

- **анкерні**, що встановлюють для обмеження анкерного прогону, а також у місцях зміни кількості, марок і перерізу проводів. Ці опори повинні сприймати в нормальному режимі роботи зусилля від різниці натягу проводів, спрямованого вздовж ПЛ. (*Примітка:* анкерний прогін (рос. пролет) – відстань

між двома анкерними опорами, на яких жорстко закріплені проводи);

- **кутові**, що встановлюють у місцях зміни напрямку траси ПЛ. Ці опори в нормальному режимі роботи повинні сприймати сумарне навантаження від натягу проводів суміжних прогонів. Вони можуть бути проміжного й анкерного типів;

- **кінцеві**, що встановлюють на початку й у кінці ПЛ, а також у місцях кабельних вставок. Ці опори є опорами анкерного типу та повинні сприймати в нормальному режимі роботи односторонній натяг усіх проводів;

- **відгалужувальні**, на яких здійснюють відгалуження від ПЛ;

- **перехресні**, на яких здійснюють перетин ПЛ двох напрямків.

Відгалужувальні й перехресні опори можуть бути всіх зазначених вище типів.

За конструкцією опори бувають:

- одно- та дволанцюговими;
- із вертикальним, горизонтальним і трикутним розміщенням проводів;
- одностійковими, порталними, типу «чарка», з відтяжками, вузько- та широкобокими.

Проводи

Для ПЛ використовують неізольовані алюмінієві (А), сталеалюмінієві (АС), сталеалюмінієві підсилені (АСУ) або зі сплавів алюмінію (АН, АЖ) проводи (рис. 4.5).

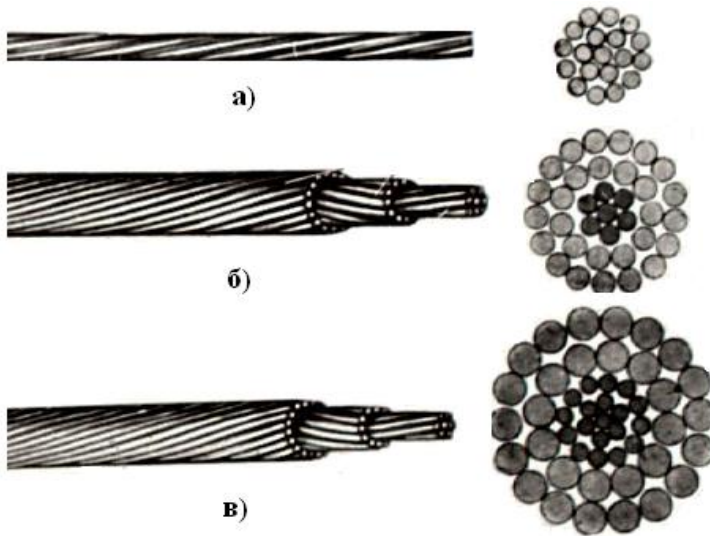
Залежно від конструктивного виконання й матеріалу проводи для ПЛ класифікують на:

- **однодротові**, що виготовляють у вигляді одного алюмінієвого дроту;

- **багатодротові**, що виготовляють у вигляді декількох скручених дротів лише алюмінієвих чи алюмінієвих і сталевих;

- **однорідні**, усі дроти яких алюмінієві;

- **комбіновані**, що мають як алюмінієві, так і сталеві дроти.



*Рисунок 4.5 – Проводи для ПЛ:
а – алюмінієвий марки А; б – сталюалюмінієвий марки АС;
в – сталюалюмінієвий підсилений марки АСУ*

Проводи для ПЛ мають стандартні значення перерізу: 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 270, 300, 400, 500, 600 мм².

Блискавкозахисні троси

Блискавкозахисні троси призначені для захисту ПЛ від атмосферних перенапруг. Їх використовують на ПЛ із залізобетонними й металевими опорами. Причому при напрузі 35 кВ їх встановлюють лише на підходах до електростанцій і ТП, а при напрузі 110 кВ і більше – по всій довжині лінії. На ПЛ із дерев'яними опорами, а також при напругах менше 35 кВ блискавкозахисні троси зазвичай не використовують.

Блискавкозахисні троси – багатодротові сталеві троси марок ТК-9,1 (за напруг до 150 кВ) та ТК-11,0 (за напруг понад 150 кВ). Вони мають такі стандартні значення перерізів: 35, 50, 70 мм².

Ізолятори

Ізолятори призначені для закріплення на них фазних проводів та ізоляції їх від опор. Для ПЛ використовують **лінійні ізолятори** різних конструкцій. Найбільш поширеними з лінійних ізоляторів є **штирьові** (рис. 4.6 а) та **підвісні** (рис. 4.6 б). Штирьові лінійні ізолятори використовують у ПЛ напругою до 35 кВ включно, а підвісні ізолятори – напругою понад 35 кВ.

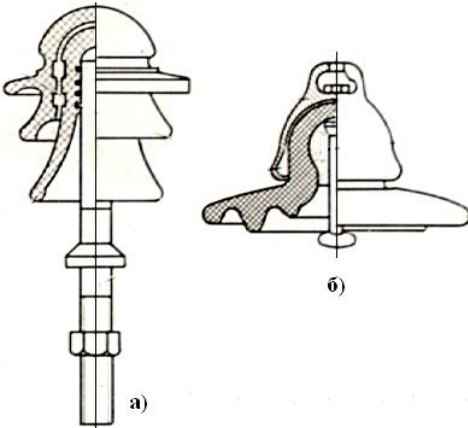


Рисунок 4.6 –
Ізолятори для ПЛ:
а) штирьовий;
б) підвісний

Ізолятори виготовляють із порцеляни, скла й полімерних матеріалів. Вони повинні відповідати вимогам, що визначають їх електричну й механічну характеристики.

До **електричних характеристик** ізоляторів належать напруги: номінальна, пробивна, розрядна, витримувані в сухому стані та під дощем.

Основною **механічною характеристикою** ізоляторів є мінімальне руйнівне навантаження.

Кілька ізоляторів, з'єднаних між собою, створюють гірлянду (рис. 4.7). Кількість ізоляційних елементів у гірлянді значно залежить від напруги та умов довкілля, що зумовлюють певний рівень ізоляції.



Рисунок 4.7 – Гірлянда з трьох підвісних ізоляторів

Основні види робіт

До основних видів робіт, що виконують на ПЛ під час їх експлуатації, належать:

- періодичні й позачергові огляди лінії. Згідно з [37] періодичні огляди потрібно здійснювати не рідше ніж один раз на рік. Під час оглядів перевіряють загальний стан усіх складових лінії та виявляють недоліки й несправності. Результати огляду занотовуються у «Листок огляду» встановленого зразка;

- розчищення траси, що передбачає періодичне очищення від порослі й дерев, видалення звалень сміття та ін.

- проведення поточних і капітальних ремонтів на лінії;

- контроль за утворенням ожеледі та її усунення;

- профілактичні перевірки та вимірювання лінійної ізоляції, контактних з'єднань, ізоляторів.

4.3.1.1.2 Повітряні лінії електропередавання із застосуванням ізольованих проводів

У повітряних лініях електропередавання із застосуванням ізольованих проводів використовують самоутримний ізольований провід (СП). СП – це скручені в джгут ізольовані жили, що не потребують спеціального утримного троса. Механічне навантаження в СП може сприймати утримна жила або всі провідники джгута. Згідно з ПУЕ, ізоляцію жил СП потрібно виготовляти зі зшитого світлостабілізованого поліетилену, стійкого до впливу зовнішнього середовища. Як зазначали вище, ПУЕ рекомендують для повітряних ліній електропередавання напругою до 1 кВ із СП використовувати скорочення ПЛІ. Для повітряних ліній електропередавання напругою понад 1 кВ ПУЕ рекомендують використовувати захищені проводи (ПЛЗ), у яких поверх струмопровідної жили накладена екструдована полімерна захисна ізоляція, що внеможливує коротке замикання між проводами в разі їх доторкання та зменшує ймовірність замикання на землю.

Перші ПЛІ, побудовані у Фінляндії ще в 1976 р., підтвердили свої переваги над ПЛ. Тому на цей час ПЛІ широко використовують у більшості країн світу, зокрема й в Україні. У ПУЕ [38] зазначено, що під час спорудження та реконструкції повітряних ліній до 1 кВ потрібно використовувати СП.

Щодо ПЛІ рекомендують використовувати такі поняття:

1) **магістраль** – відрізок повнофазної ПЛІ від живильної трансформаторної підстанції до найбільш віддаленої точки. До магістралі можуть приєднувати лінійні відгалуження й відгалуження до вводів;

2) **відгалуження від ПЛІ** – лінія електропередавання, приєднана одним кінцем до магістральної (основної) лінії живлення;

3) **відгалуження від ПЛІ до вводу в будівлю (споруду)** – ділянка проводів від опори ПЛІ, на якій виконане відгалуження до конструкції вводу на будівлі (споруді).

Основними складовими повітряних ПЛЛ є:

- опори;
- самоутримний ізолюваний провід;
- лінійна арматура.

Опори

Залежно від матеріалу опори ПЛЛ можуть бути: залізобетонними, дерев'яними, дерев'яними із залізобетонними приставками.

За місцем установлення та призначенням опори ПЛЛ класифікують аналогічно опорам ПЛ: проміжні, анкерні, кутові, відгалужувальні, перехресні.

Самоутримний ізолюваний провід

На сьогодні в Україні використовують СПП як вітчизняних, так і закордонних виробників. Прикладом вітчизняного виробника СПП є підприємство ЗАТ «Завод «Південькабель», що виготовляє СПП напругою до 1 кВ таких типів [72]:

- **СПП-1, СПП-1А** – проводи самоутримні з алюмінієвими фазними струмопровідними жилами, ізоляцією зі світлостабілізованої термопластичної полімерної композиції, нейтральною утримною жилою з алюмінію зі сталевим осердям або з алюмінієвого сплаву високої міцності. (Літера «А» відповідає ізолюваній утримній жилі);

- **СПП-2, СПП-2А** – проводи самоутримні з алюмінієвими фазними струмопровідними жилами, ізоляцією зі світлостабілізованої зшитої полімерної композиції, нейтральною утримною жилою з алюмінію зі сталевим осердям або з алюмінієвого сплаву високої міцності;

- **СПП-4** – провід самоутримний з алюмінієвими струмопровідними жилами, ізоляцією зі світлостабілізованої термопластичної полімерної композиції;

- **СПП-5** – провід самоутримний з алюмінієвими струмопровідними жилами, ізоляцією зі світлостабілізованого зшитого поліетилену;

• **СП-5нг** – провід самоутримний з алюмінієвими струмопровідними жилами, ізоляцією зі світлостабілізованої зшитої полімерної композиції, що не поширює горіння.

СП за ознаками навантаження на провідники класифікують на (рис. 4.8):

– з неізолюваною утримною нейтральною жилою (СП-1, СП-2);

– з ізолюваною утримною нейтральною жилою (СП-1А, СП-2А);

– без утримної жили (СП-4, СП-5, СП-5нг), у яких механічне навантаження проводів сприймають усі струмопровідні жили.

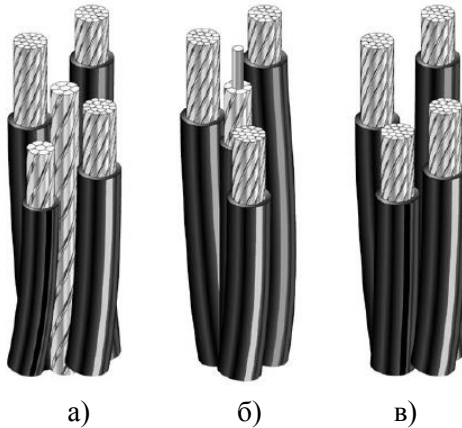


Рисунок 4.8 – Різновиди самоутримних ізолюваних проводів [72]: а) СП-1, СП-2; б) СП-1А, СП-2А; в) СП-4, СП-5, СП-5нг

Підприємство ЗАТ «Завод «Південькабель» [72] також виготовляє СП напругою понад 1 кВ типу СП-3 – самоутримний одножилний провід зі світлостабілізованого зшитого поліетилену.

Лінійна арматура

Кріплення СП до опор не потребує використання ізоляторів, тому що його виконують за допомогою спеціальної лінійної арматури.

На рисунку 4.9 зображений приклад кріплення до анкерної опори магістралі ПЛІ без відгалуження, а на рисунку 4.10 – до прохідної опори магістралі ПЛІ з відгалуженням.

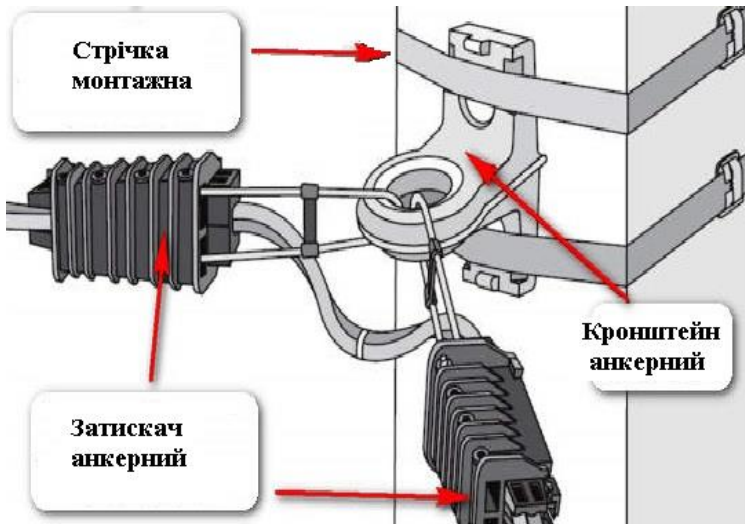


Рисунок 4.9 – Приклад кріплення магістралі ПЛІ без відгалуження до анкерної опори

На рисунку 4.10 зображено, що за допомогою стрічки монтажно́ї (3) до опори (2) кріплять комплект проміжний підвіски (5) та кронштейн анкерний (6). Магістраль СП (1) утримують за допомогою комплекту проміжного підвіски (5), а відгалуження СП (8) кріплять за допомогою кронштейну анкерного (6) через затискач анкерний (7).

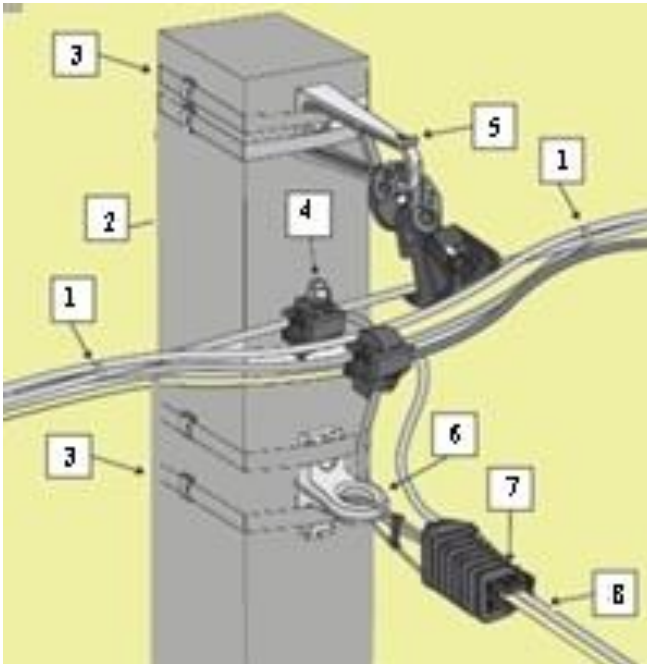


Рисунок 4.10 – До пояснення способу кріплення СПП за допомогою лінійної арматури: 1 – магістраль СПП; 2 – опора; 3 – стрічка монтажна; 4 – затискач відгалужувальний ізолюваний; 5 – комплект проміжний підвіски; 6 – кронштейн анкерний; 7 – затискач анкерний; 8 – відгалуження СПП

Електричне з'єднання струмопровідних жил магістралі СПП (1) із струмопровідними жилами відгалуження СПП (8) здійснюють за допомогою затискача відгалужувального ізолюваного (4), що забезпечує надійний електричний контакт методом проколювання ізоляції жил СПП. Надійний електричний контакт забезпечують використанням або динамометричного ключа, або затискача зі зривальною голівкою. Водночас в обох випадках завдяки додержанню необхідного зусилля забезпечують місцеве проколювання ізоляції й надійне

контактування зубів контактів затискача зі струмопровідними жилами СП без пошкодження матеріалу жил.

Характерно те, що під'єднання відгалуження до магістралі з використанням проколювальних затискачів дозволене за наявності напруги на струмопровідних жилах СП магістралі.

Основні види робіт

Повний перелік видів робіт, що виконують на ПЛІ під час їх експлуатації, та періодичність їх проведення наведені в [72], а нижче зазначена лише частина з цього переліку:

- періодичні огляди (один раз на два роки) та після стихійних явищ;
- перевірка стану опор і їх елементів;
- вимірювання опору «фаза – нуль»;
- перевірка стану проводів та лінійної арматури;
- перетягування СП;
- усунення ненадійних контактів у місцях відгалуження СП.

Переваги ПЛІ над ПЛ:

- значне зменшення ширини траси лінії, що є особливо актуальним у разі проходження високовольтних трас через густонаселені міські райони;
- висока технологічність робіт під час будівництва ПЛІ на 30–40 % скорочує терміни будівельних та обсяги монтажних робіт і водночас потребує менш кваліфікованого персоналу, ніж під час будівництва ПЛ;
- простота конструктивного виконання опор (відсутність траверс та ізоляторів);
- істотне зниження навантаження на опори в зонах інтенсивного утворення ожеледі й налипання мокрого снігу;
- можливість кріплення кронштейнів до будь-якого типу стояків опор (залізобетонних, дерев'яних) без застосування спеціальних траверс і крюків;
- збільшення довжини прольоту;

- підвищення надійності роботи лінії завдяки відсутності ізоляторів, унеможливлення контактування фазних проводів під дією вітру або внаслідок дотикання гілок дерев, зменшення обривів проводів завдяки істотному зростанню механічної міцності спеціальних проводів, відсутності вимикань системи, спричинених накиданням різних струмопровідних предметів на проводи та ін.;

- спрощення та здешевлення експлуатації ліній завдяки їх конструктивному виконанню;

- значне підвищення електробезпеки як для обслуговувального персоналу, так і для населення завдяки відсутності оголених струмопровідних частин;

- полегшення виконання робіт на лінії, пов'язаних із підключенням нових споживачів;

- ускладнення можливості розкрадання електричної енергії.

4.3.1.2 Кабельні лінії електропередавання

Кабельними лініями називають лінії, у яких передавання й розподіл електричної енергії відбувається силовими електричними кабелями, що можуть розміщуватися в траншеях, виритих у землі; спеціальних каналах або тунелях; закріплюватися на стінах будівель чи спеціальних опорах.

Кабель (рис. 4.11) – це один або більше ізольованих провідників (жил), що зазвичай розміщують в одній металевій чи неметалевій оболонці, поверх якої залежно від вимог, пов'язаних з умовами прокладання й експлуатації, може бути зміцнювальне й захисне покриття.

В електропостачальних системах промислових підприємств використовують багато різноманітних кабелів, класифікація яких наведена на рисунку 4.12.

Усі силові кабелі залежно від номінальної напруги поділяться на дві групи.

До першої групи належать кабелі низької напруги. Вони призначені для роботи в електричних мережах з напругою до 35 кВ включно й можуть мати гумову, паперову або пластмасову ізоляцію. Випуск силових кабелів із гумовою

ізоляцією на сьогодні обмежений, а найбільш поширеними є кабелі з пластмасовою ізоляцією, тому що вони прості у виготовленні, зручні для монтажу й експлуатації.

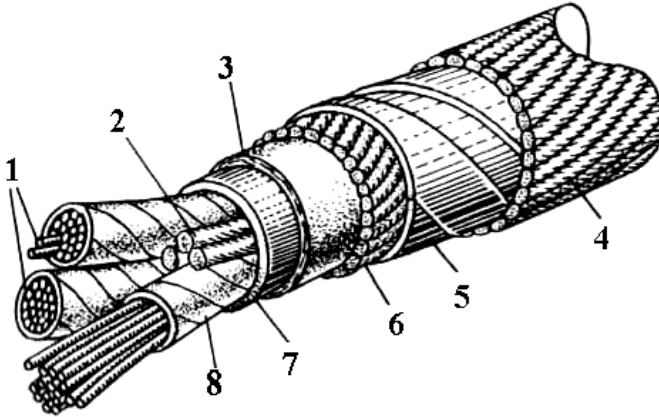


Рисунок 4.11 – Складові частини силового кабелю:

- 1 – струмопровідні жили; 2 – заповнювачі;*
- 3 – поясна ізоляція; 4 – захисне покриття;*
- 5 – зміцнювальне покриття; 6 – заповнювач;*
- 7 – свинцева оболонка; 8 – фазна ізоляція*

Кабелі першої групи залежно від призначення виготовляють одно-, дво-, три- й чотирижильними (рис. 4.13). Дво- та чотирижильні кабелі найчастіше використовують у мережах до 1 кВ, а одно- й трижильні – у мережах 6–35 кВ.

Струмопровідні жили кабелю можуть мати круглий, сегментний, секторний або трикутний переріз. Для одно-, дво- та трижильних кабелів площа перерізу всіх трьох фаз однакова. Чотирижильні кабелі можуть мати жили як однакового, так і різного перерізу. У чотирижильних кабелях, призначених для роботи в трифазних чотирипровідних системах, зазвичай четверта (нейтральна) жила має менший переріз, ніж три фазні жили.

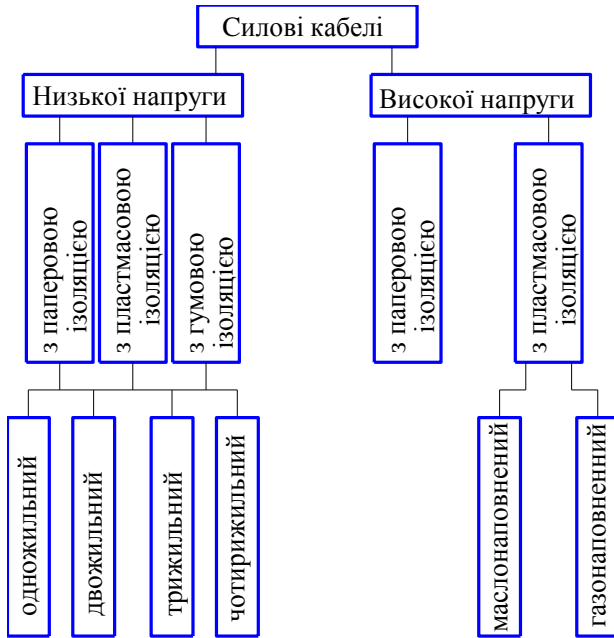
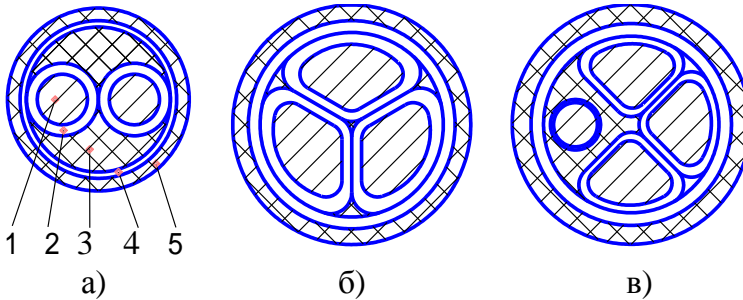


Рисунок 4.12 – Класифікація силових кабелів

Маркують силові кабелі літерами, що позначають матеріал струмопровідних жил, ізоляції, оболонки й тип захисного покриття. Якщо кабель має мідні жили, то в маркуванні кабелю матеріал жили не зазначають, а для кабелів з алюмінієвими жилами використовують літеру А на початку маркування.

Наступна літера в маркуванні позначає матеріал ізоляції. Водночас, якщо кабель має паперову просочену ізоляцію, літерного позначення в маркуванні немає. Поліетиленову ізоляцію позначають літерами «Пв», полівінілхлоридну – «В», а гумову – «Р» (*рос. резиновая*).

Потім у маркуванні йде літера, що позначає тип захисної оболонки: «а» – алюмінієва, «С» – свинцева, «П» – поліетиленова, «В» – полівінілхлоридна, «Р» – гума.



*Рисунок 4.13 – Перерізи силових кабелів низької напруги:
1 – струмопровідна жила; 2 – фазна ізоляція;
3 – поясна ізоляція; 4 – свинцева або алюмінієва оболонка;
5 – захисне покриття*

Наприклад, маркування силового кабелю АПВВ 3х95/16–10 означає: кабель трижильний з алюмінієвими струмопровідними жилами перерізом 95 мм^2 (3 x 95), має поліетиленову ізоляцію й оболонку з полівінілхлоридного пластику. Цифри 16–10 означають переріз екрана (16 мм^2) і номінальну напругу (10 кВ).

Кабелі **другої групи** призначені для роботи в електромережах 110 кВ і вище. В електропостачальних системах промислових підприємств їх використання обмежене, тому в цьому розділі їх не розглядаємо. Докладна інформація про кабелі цієї групи наведена в [60].

Основні види робіт

До основних видів робіт, що проводять на кабельних лініях під час їх експлуатації, належать:

- **періодичні огляди кабельних ліній.** Під час виконання цього виду роботи перевіряють відсутність на трасі сміття, побутових і промислових викидів, злиття хімічно активних

рідин, розмивання або зсуву ґрунту, виконання неузгоджених земляних чи будівельних робіт та ін.

Результати оглядів записують у журнал дефектів і неполадок установленої форми.

Терміни проведення періодичних оглядів трас кабельних ліній наведені в таблиці 4.1;

- **заходи з попередження пошкоджень кабельних ліній**, до яких належать: установлення й регулярне поновлення задовільного стану на всій довжині траси реперів і попереджувальних плакатів, забезпечення справного стану дверей, люків, кришок на входах у тунелі, колектори, шахти та ін;

Таблиця 4.1 – Терміни проведення оглядів кабельних ліній

<i>№ пор.</i>	<i>Характеристика прокладання траси кабелю</i>	<i>Термін, місяців</i>
1	Траси кабелів, прокладених у землі	3
2	Траси кабелів, прокладених під удосконаленим покриттям на території міст	12
3	Траси кабелів, прокладених у тунелях, колекторах, шахтах і на залізничних мостах	6
4	Кабельні колодязі	6

- **ремонтні роботи**, до яких належать: усунення дефектів і неполадок на кабельній трасі (розмивів, обвалів, накопичення води, сміття та ін.), усунення дефектів кінцевих муфт і кабельних конструкцій, перемонтаж з'єднувальних і кінцевих муфт, що не витримали профілактичних випробувань підвищеною напругою; монтаж з'єднувальних муфт на місцях пошкодження кабелю після профілактичних випробувань, відновлення бирок, покажчиків і попереджувальних плакатів. Якщо ремонтні роботи супроводжуються земляними роботами, обов'язкове встановлення огорожі навколо місця виконання земляних робіт, вивішування попереджувальних плакатів та укріплення стін траншеї;

- **контроль за нагріванням кабелю** здійснюють під час максимуму навантаження в місцях перетину електричного

кабелю з теплопроводами або великою кількістю інших силових кабелів;

- **фазування кабельних ліній під напругою** виконують після ремонту лінії, пов'язаного із заміною з'єднувальних і кінцевих муфт;

- **випробування кабельних ліній підвищеною випрямленою напругою** здійснюють згідно із [37] у процесі експлуатації не частіше ніж раз на рік, а також кожного разу після проведення ремонтних, будівельних та інших робіт, пов'язаних із розкриттям траси. Для випробування кабелів напругою понад 1 кВ використовують переносні або мобільні установки, що забезпечують підведення до кабелю підвищеної напруги. Згідно з [37] тривалість випробувань у процесі експлуатації – 5 хв. Випробування кабелів напругою до 1 кВ проводять мегаомметром напругою 2 500 В упродовж 1 хв;

- **визначення місця пошкодження кабелю.** Зазвичай цю роботу виконують двома етапами. На першому визначають зону пошкодження, а на другому – місце пошкодження. Для цього можуть використовувати різні методи., найбільш поширені з яких імпульсний, акустичний та індукційний. Імпульсний метод передбачає вимірювання часу між моментом посилення жилами кабелю імпульсів постійного струму й моментом повернення відбитого імпульсу від місця пошкодження кабелю. Акустичний метод базується на прослуховуванні у визначеній зоні пошкодження розрядів від імпульсів, посланих кабельною лінією. Індукційний метод ґрунтується на прослуховуванні сигналів від генератора звукової частоти за допомогою акустичного кабелешукача.

4.3.2 Трансформаторні підстанції

ТП промислових підприємств виконують функції приймання з боку високої напруги, трансформації та розподілу електричної енергії з боку низької напруги.

Аналогічно до ТП міських і сільських районів, розглянутих у другому розділі, ТП промислових підприємств

мають три основні частини: РУ з боку високої напруги, один чи більше силових трансформатори й РУ з боку низької напруги.

Залежно від функцій, що виконують ТП в електропостачальній системі підприємства, їх поділяють на:

- **вузлові розподільні підстанції**, що одержують електроенергію від енергосистеми на напрузі 35–330 кВ і розподіляють її з частковою трансформацією або без неї лініями глибокого вводу на напрузі 35 кВ між іншими підстанціями підприємства й окремими електроприймачами;

- **головні понижувальні підстанції** на напруги 35–220/6–20 кВ;

- **підстанції глибокого вводу** на напруги 35/0,4–0,69 кВ і 110–220/6–20 кВ;

- **цехові трансформаторні підстанції** на напруги 6–20/0,4–0,69 кВ;

Залежно від розміщення й способу комплектації ТП класифікують так:

- **відкриті**, у яких усе чи основне силове обладнання знаходиться на відкритому повітрі;

- **закриті**, у яких усе обладнання розміщують у спеціальній будівлі.

Вибір закритого чи відкритого варіанта ТП промислового підприємства базується на техніко-економічних розрахунках відповідно до основних переваг та недоліків.

До переваг відкритих ТП (рис. 4.14) належать:

- менша вартість будівельної частини підстанції;
- кращий доступ підймально-транспортних засобів до основного обладнання, що значно спрощує та здешевлює проведення поточних і капітальних ремонтів;

- вища пожежна безпека;
- кращі умови відведення тепла основного електрообладнання;

- зручність підведення повітряних ЛЕП.

Основний недолік відкритих ТП – безпосередній атмосферний вплив на обладнання.



Рисунок 4.14 – Відкрита трансформаторна підстанція

Переваги закритих ТП:

- менша вартість апаратури;
- стабільність умов обслуговування в усі пори року та впродовж доби;
- вища надійність електрообладнання завдяки більш стабільним умовам його функціонування;
- займають меншу площу.

Недоліками закритих ТП є більша вартість будівельних робіт і підвищення небезпеки під час виконання ремонтних робіт, пов'язаної з обмеженими площами й об'ємами приміщень.

4.3.2.1 Електричні схеми трансформаторних підстанцій

На рисунку 4.15 зображені найбільш характерні спрощені схеми живлення ТП промислових підприємств з боку первинної напруги.

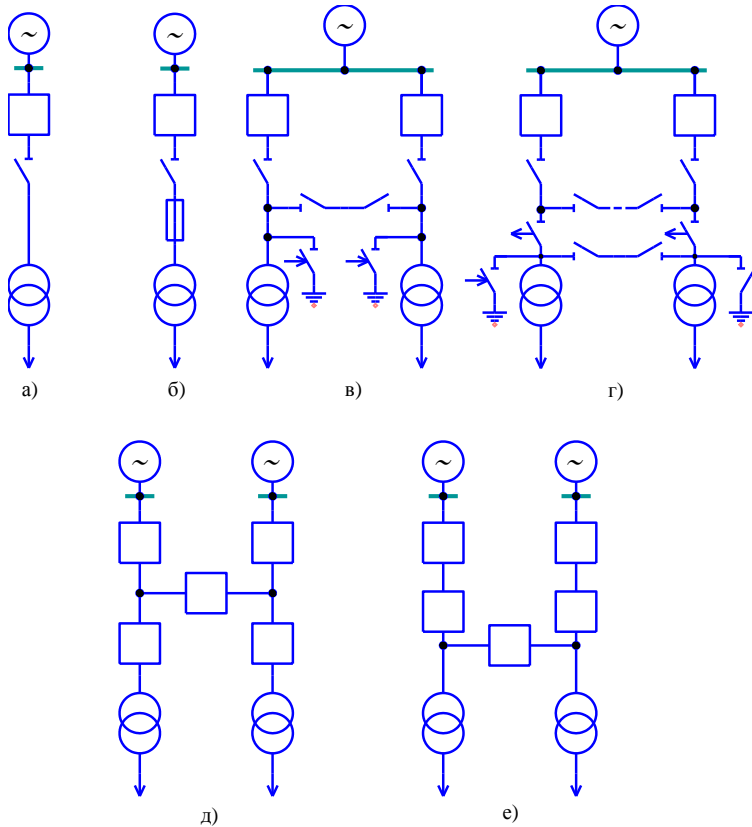


Рисунок 4.15 – Схеми трансформаторних підстанцій із боку первинної напруги: а) з роз'єднувачем; б) із роз'єднувачем та запобіжником; в) із короткозамикачами; г) із короткозамикачами й відокремлювачами; д, е) місткові

• **Схема з роз'єднувачем** (рис. 4.15 а) є найбільш простою й забезпечує найменшу надійність. Її використовують за радіального живлення, коли підстанція розміщена безпосередньо близько від джерела живлення (власної

електростанції) або на невеликій відстані від нього. Найчастіше таку схему використовують на підприємствах, на яких є значні запилення або агресивні випаровування, що негативно впливають на роботу електрообладнання. Зменшення кількості електричних апаратів зменшує кількість місць забруднення та корозії й тим самим підвищує надійність. Ця схема найбільш доцільна для електропостачання приймачів III категорії, але в разі використання пристроїв АВР із боку низької напруги її можна використовувати й для вищих категорій.

• **Схема з роз'єднувачем і стріляючим запобіжником** (рис. 4.15 б). Таку схему використовують для відкритих ТП за потужності трансформатора до 6300 кВА. Порівнюючи з попередньою, ця схема забезпечує вищу надійність захисту завдяки швидкодії запобіжника. Вона проста в експлуатації й економна, але має й низку істотних недоліків, основні з яких: труднощі в забезпеченні селективності спрацювання запобіжників з електричними апаратами захисту з боку низької напруги; розкид часу спрацювання запобіжників, що перебувають у різних фазах; можливість виникнення неповнофазного режиму роботи в разі спрацювання одного з трьох запобіжників; значні втрати часу, необхідного для заміни запобіжників після їх спрацювання.

• **Схему з короткозамикачами** (рис. 4.15 в) використовують в електропостачальних системах підприємств, коли живлення відбувається від РУ станції або підстанції за схемою блоку «радіальна лінія – трансформатор». У разі виникнення аварійного режиму роботи трансформатора під дією релейного захисту вмикається короткозамикач, що створює штучне коротке замикання в лінії, що, у свою чергу, зумовлює відключення вимикача на головній ділянці лінії.

• **Схема з короткозамикачами та відокремлювачами** (рис. 4.15 г). Ця схема призначена також для роботи в системі блоку «радіальна лінія – трансформатор», але складніша за попередню, тому що, крім короткозамикачів, потребує наявності й відокремлювачів. Але вона забезпечує вищу надійність і безпеку.

• **Місткові схеми** використовують на двотрансформаторних підстанціях. Їх характерною ознакою є наявність перемичок. У містковій схемі, наведеній на рисунку 4.15 д, перемичка приєднана між вимикачами й лініями. Найбільш раціонально таку схему використовувати в разі нерівномірного графіка навантаження й невеликої довжини ліній. У містковій схемі, зображеній на рисунку 4.15 е, перемичка приєднана між вимикачами й трансформаторами. Найбільш раціонально таку схему використовувати в разі рівномірного графіка навантаження та великої довжини ліній.

На рисунку 4.16 зображені найбільш характерні спрощені схеми ТП промислових підприємств з боку вторинної напруги.

• **Схема з однією несекціонованою системою шин** (рис. 4.16 а) найпростіша, її можна використовувати для електропостачання електроприймачів III категорії. Недолік такої схеми в тому, що після пошкодження шин, під час проведення ремонтних робіт або ревізій шин та електричних апаратів порушується електропостачання всіх електроприймачів.

• **Схема з одинарною секціонованою системою збірних шин** (рис. 4.16 б) переважно поширена в електропостачальних системах промислових підприємств. Ця схема забезпечує живлення кожної секції збірних шин від окремого трансформатора.

У нормальному режимі роботи секції функціонують окремо й секційний вимикач Q перебуває у вимкненому стані. У разі виникнення аварійного режиму на одній із ліній живлення та її відключення живлення знеструмленої секції шин поновлюють завдяки вмиканню секційного вимикача Q. Таку схему можна використовувати для електропостачання електроприймачів будь-якої категорії.

• **Схема з двома системами збірних шин** (рис. 4.16 в) значно складніша за попередні, тому що передбачає використання значно більшої кількості електричних апаратів, збільшення сумарної довжини збірних шин, використання складної системи спеціальних блокувань та ін. Але, незважаючи на зазначене вище та відносну складність експлуатації, її

широко використовують на великих підстанціях промислових підприємств з електроприймачами II та I категорій.

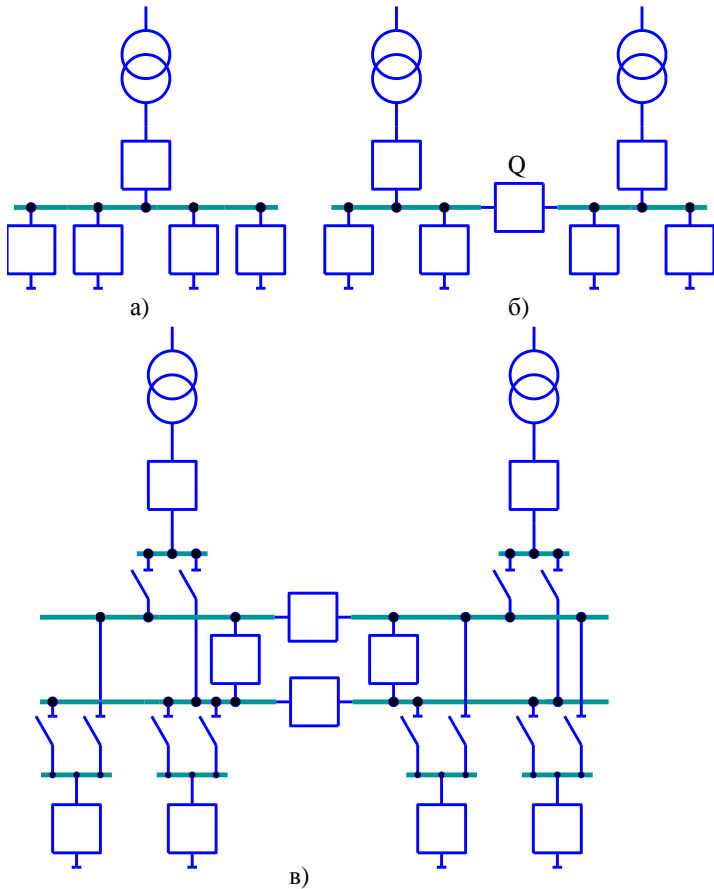


Рисунок 4.16 – Схеми трансформаторних підстанцій із боку вторинної напруги:
a) з несекціонованою системою збірних шин;
б) з одною системою збірних шин;
в) із двома системами збірних шин

• **Повна схема типової ТП із двообмотковими трансформаторами без реакторів** зображена на рисунку 4.17. У цій схемі з боку первинної напруги підключені короткозамикачі й відокремлювачі, а в РУ з боку вторинної напруги задіяні дві секції збірних шин.

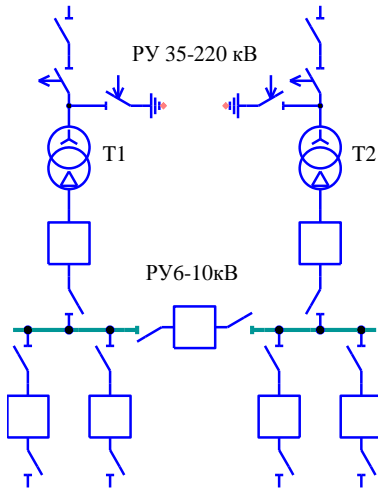
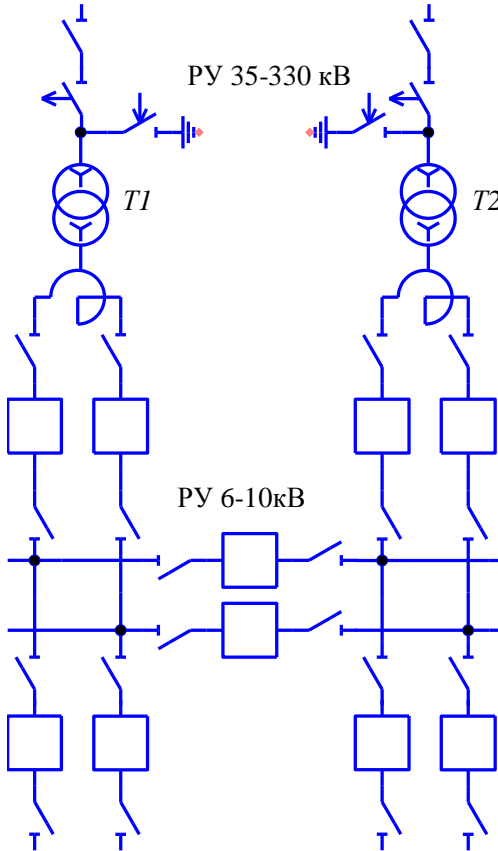


Рисунок 4.17 – Схема ТП із двообмотковими трансформаторами без реакторів

• **Повна схема типової ТП із двообмотковими трансформаторами та реакторами** наведена на рисунку 4.18. Її доцільно використовувати на підприємствах з електроприймачами, що мають різкозмінний ударний характер навантаження. Для цього в схемі додатково використовують здвосні групові реактори, що забезпечує вищу якість електроенергії на збірних шинах під час ударних навантажень, а також сприяє підвищенню залишкової напруги на збірних шинах під час коротких замикань на лініях за реакторами.

Якщо є необхідність мати декілька значень вторинних напруг, використовують схеми з триобмотковими трансформаторами. Прикладом такої схеми може бути схема, зображена на рисунку 4.19.

Така схема дозволяє забезпечити змішане електропостачання на підприємстві як зі звичайним, так і з глибоким вводами. Для компенсації реактивної потужності до шин 6–10 кВ підключають конденсаторні батареї СВ.



*Рисунок 4.18 – Схема ТП
із двообмотковими трансформаторами
й груповими здвоєними реакторами*

4.3.2.2 Комплектні трансформаторні підстанції

КТП для промислових підприємств аналогічно до КТП для міських і сільських районів, розглянутих у п. 2.3.3, виготовляють із повністю або частково закритих шаф та блоків з умонтованими в них силовими апаратами й пристроями захисту та автоматики, поставляють на місце експлуатації в зібраному або повністю підготовленому для збирання стані.

В електропостачальній системі промислового підприємства КТП використовують зазвичай як **цехові трансформаторні підстанції**.

Залежно від місця розміщення КТП класифікують на:

- **зовнішньої установки** (скорочене позначення – КТПН: Н – *рос.* «наружной установки»), що розміщують на території підприємства безпосередньо близько до будівлі цеху. КТПН належать до відкритих ТП;

- **убудовані**, основне обладнання яких розміщують у спеціальних убудованих у будівлю цеху приміщеннях, але часто забезпечують доступ до трансформаторів зовні;

- **прибудовані** до будівлі цеху, що можуть бути повністю закритими або розміщеними зовні біля стіни цеху трансформаторами;

- **дахові**, у яких основне обладнання розміщують на даху будівлі цеху;

- **підземні**, що розміщують нижче від рівня підлоги цеху в спеціальному заглибленні;

- **внутрішньоцехові**, що розміщують безпосередньо в цеху, спеціальному приміщенні або на виділеній площі цеху з використанням легкої сітчастої огорожі, що забезпечує доступ до КТП лише спеціальному обслуговуючому персоналу. Водночас КТП розміщують у мертвих зонах підіймально-транспортних механізмів, що знаходяться в цеху. Ці КТП найбільш широко використовують в електропостачальних системах промислових підприємств, тому що їх спорудження потребує значно менших капітальних витрат на будівельну частину підстанції, зменшуються терміни будівництва, монтажу та налагодження

обладнання, довжина струмопроводів із боку низької напруги, покращаються умови обслуговування й ремонту.

Прикладом КТП для промислових підприємств можуть бути КТП серій КТП-250–2500\6–10\0,4-У3 (рис. 4.20) і 2КТП-250–2500\6–10\0,4-У3, призначені для електропостачання електроустановок трифазного змінного струму напругою 6–10\0,4 кВ і частотою 50 Гц із заземленою або ізольованою нейтраллю з боку низької напруги. Підстанції виготовляють на потужності 250, 400, 630, 1 000, 1 600 і 2 500 кВА.

До складу КТП входять:

- **установка з боку високої напруги (РУВН):**

- шафа глухого вводу (короб для кабельного вводу);
- шафа з вимикачем навантаження з дистанційним вимиканням;
- шафа з вимикачем навантаження з ручним приводом;
- шафа з вакуумним вимикачем серії ВВ\TEL із максимальним струмовим захистом;

- **силовий трансформатор.** У підстанціях серії КТП використовують один, а серії 2КТП – два трансформатори. Для підстанцій потужністю 250 і 400 кВА використовують лише масляні трансформатори типу ТМФ, а для підстанцій потужністю 630–2500 кВА – масляні типу ТМЗ і сухі типу ТСЗГЛ. КТП із масляними трансформаторами використовують на промислових підприємствах у районах із помірним кліматом від –40 до +40 °С, а з сухими трансформаторами – від +1 до +40 °С;

- **розподільна установка з боку низької напруги (РУНН), що містить:**

- шафи вводу низької напруги;
- шафи ліній, що відходять, у яких установлюють вимикачі стаціонарного або висувного типів;
- секційну шафу (лише для серії 2КТП).

Технічні характеристики КТП для промислових підприємств наведені в таблиці 4.2.

Спрощена електрична схема КТП-250–2500\6–10\0,4-У3 зображена на рисунку 4.21.

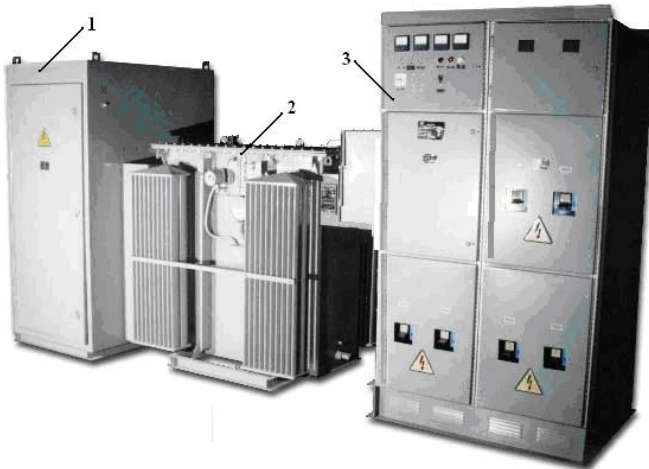


Рисунок 4.20 – КТП250\10\0,4-U3 (вигляд зовні):

1 – РУ з боку високої напруги;

2 – силовий трансформатор;

3 – РУ з боку низької напруги

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики
КТП-250–2500\6–10\0,4-U3

<i>Параметр</i>	<i>КТП-250</i>	<i>КТП-400</i>	<i>КТП-630</i>	<i>КТП-1000</i>	<i>КТП-1600</i>	<i>КТП-2500</i>
Потужність трансформатора, кВА	250	400	630	1 000	1 500	2 500
Номінальна напруга РУВН, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10
Номінальна напруга РУНН, кВ	0,4	0,4	0,4; 0,69	0,4; 0,69	0,4; 0,69	0,4; 0,69
Номінальний струм збірних шин РУВН, кА	0,25	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Номінальний струм збірних РУНН, кА	0,4	0,58	0,91	1,45	2,31	3,61

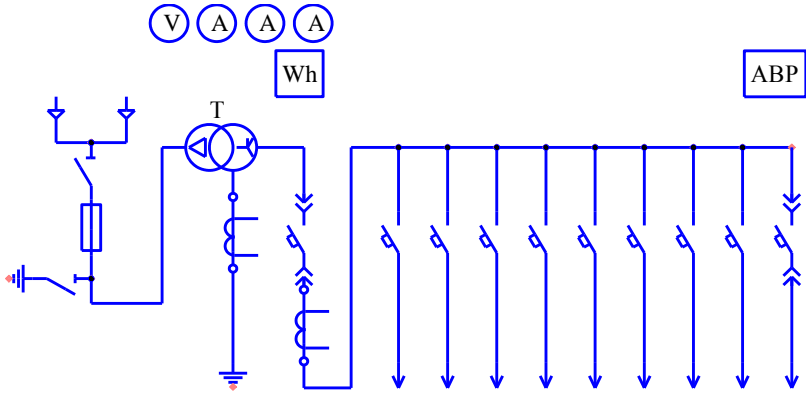


Рисунок 4.21 – Однолінійна принципова електрична схема КТП-250–2500\6–10\0,4–У3

4.3.2.3. Вибір потужності, кількості трансформаторів і місця розміщення трансформаторних підстанцій

Для визначення необхідної потужності трансформаторів ТП промислового підприємства враховують такі основні фактори:

- величину розрахункових навантажень;
- темпи перспективного зростання навантажень;
- навантажувальну здатність трансформатора;
- тривалість максимумів навантаження.

Вирішальним критерієм під час вибору одиночної потужності трансформатора є мінімум приведених витрат, що визначають на підставі техніко-економічних розрахунків і порівнянь декількох можливих варіантів.

На перших стадіях проектування необхідну одиничну потужність трансформатора ТП промислового підприємства можна визначити за питомою густиною розрахункового

навантаження й повним розрахунковим навантаженням. Якщо питома густина розрахункового навантаження не перевищує $0,2 \text{ кВА/м}^2$, а повне розрахункове навантаження – $1\,000 \text{ кВА}$, більш доцільним є вибір трансформатора з потужністю до $1\,000 \text{ кВА}$. За більших значень цих параметрів значно економнішим є вибір трансформатора потужністю понад $1\,000 \text{ кВА}$.

Більш точні дані дає метод, за допомогою якого одиночну потужність трансформатора ТП визначають за розрахунковим навантаженням і коефіцієнтом економічного завантаження ($K_{ЕЗ}$) трансформатора, що розраховують за формулою:

$$K_{ЕЗ} = S_p/S_{\text{НОМ}}, \quad (4.1)$$

де S_p – розрахункова повна потужність, кВА;

$S_{\text{НОМ}}$ – номінальна повна потужність трансформатора, кВА.

Рекомендовані значення коефіцієнтів завантаження трансформаторів цехових ТП з урахуванням виду ТП і категорії електроприймачів містить таблиця 4.3.

Таблиця 4.3 – **Коефіцієнти завантаження трансформаторів цехових ТП**

$K_{ЕЗ}$	<i>Характеристика ТП і категорія електроприймачів</i>
0,65–0,7	Двотрансформаторні ТП. Основне навантаження забезпечують електроприймачі I категорії
0,7–0,8	Однотрансформаторні ТП. Основне навантаження забезпечують електроприймачі II категорії за наявності взаємного резервування перемичками з іншими підстанціями на вторинній напрузі
0,9–0,95	ТП, у яких основне навантаження забезпечують електроприймачі III або II категорій із можливістю використання складського резерву трансформатора

Важливим критерієм для розрахунку необхідної потужності трансформатора ТП є **навантажувальна здатність трансформатора** – сукупність допустимих навантажень,

систематичних та аварійних перевантажень з урахуванням теплового зносу ізоляції трансформатора. Неврахування навантажувальної здатності трансформатора може призвести до необґрунтованого завищення потужності трансформатора, а відповідно й подальшого неефективного використання його в процесі експлуатації. Як показує практика, навантаження трансформаторів ТП промислового підприємства впродовж доби істотно змінюється, і трансформатори тривалий час функціонують із навантаженням, меншим за номінальне. Це означає, що тривалий час трансформатори функціонують недовантаженими, а тому короточасні систематичні чи аварійні перевантаження можна вважати нормальними явищами в їх роботі.

Ще один критерій, від якого залежить оптимальний вибір потужності трансформатора, – **навколишнього середовища**. Зазвичай силові трансформатори розраховують на роботу за допустимих значень температури, рівних $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, а дійсна температура навіть у літній час на більшості території України не перевищує $+30\text{--}35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Урахування зазначених критеріїв дозволяє перевантажувати трансформатор без значної шкоди впродовж усього гарантійного терміну роботи, що для більшості силових трансформаторів становить 20–25 років. Проте потрібно зауважити, що робота трансформатора з перевантаженням дозволена лише за умови справної й повністю ввімкненої системи охолодження. Допустимі систематичні й аварійні перевантаження регламентує ГОСТ 14209-85 [8], а тому розрахунок необхідної потужності й вибір трансформатора потрібно виконувати відповідно до вимог цього документа.

Для визначення **необхідної кількості трансформаторів ТП** промислового підприємства враховують такі основні фактори:

- категорію електроприймачів;
- зміну навантаження впродовж доби та пори року;
- вартість електроенергії впродовж доби та пори року.

В електропостачальній системі промислового підприємства найчастіше використовують **одно-** й

двотрансформаторні підстанції. Тритрансформаторні підстанції використовують рідко. Факторами, що зумовлюють необхідність використання тритрансформаторних підстанцій, можуть бути: наявність на підприємстві потужних електроприймачів із різкозмінним характером навантаження, необхідність роздільного живлення силового й освітлювального навантаження, коли встановлення третього трансформатора більш економічно доцільне, та ін.

На великих підприємствах з електроприймачами I, II і III категорій здебільшого використовують **двотрансформаторні підстанції.** Відповідні схемні рішення ТП зумовлюють наявність двох незалежних джерел живлення та забезпечують вищу, ніж однострансформаторні підстанції, надійність електропостачання.

Переважаю двотрансформаторних підстанцій є й те, що на час роботи підприємства з малими навантаженнями впродовж доби або пори року можливе вимкнення одного з трансформаторів і за рахунок наявності перемичок із боку низької напруги забезпечувати електропостачання всіх функціонуючих на цей час електроприймачів. Такі вимкнення забезпечують створення економічно доцільного режиму роботи як трансформатора, так і всієї електропостачальної системи та є важливим критерієм вибору оптимальної кількості трансформаторів, що функціонують.

Двотрансформаторні підстанції оптимальні й щодо максимального приближення напруги 6–10 кВ до електроприймачів унаслідок зменшення сумарної довжини мереж напругою до 1 кВ.

Під час живлення від двотрансформаторних підстанцій електроприймачів I і II категорій потужність кожного з двох трансформаторів вибирають такою, щоб у разі виходу з ладу одного з них, другий міг на певний час з урахуванням переважувальної здатності взяти на себе навантаження всіх електроприймачів, що в нормальному режимі живляться від двох трансформаторів. Як спосіб для зниження навантаження на один функціонуючий трансформатор у післяаварійному режимі

можна використовувати відключення електроприймачів III категорії.

Двотрансформаторні підстанції економічно вигідні й на підприємствах лише з електроприймачами III категорії, але за умови наявності різкозмінних добових і річних графіків навантаження. Прикладами таких підприємств можуть бути ті, на яких працюють лише в одну зміну, неповний тиждень, мають сезонний графік роботи (цукрові заводи, котельні та ін.).

За наявності на підприємстві кількох пунктів приймання електроенергії, а також у разі електропостачання за схемою з глибоким вводом, можливе використання однострансформаторних ТП за умови забезпечення післяаварійного живлення електроприймачів від інших підстанцій або електростанцій. При магістральній схемі живлення однострансформаторних ТП промислових підприємств лініями 35–220 кВ найближчі підстанції необхідно підключати до різних магістральних ліній із подальшим їх використанням у післяаварійних режимах.

Однострансформаторні підстанції 6–10/0,4–0,23 кВ доцільно використовувати для електропостачання електроприймачів III категорії, що допускають переривання в електропостачанні на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента електропостачальної системи, але в схемі електропостачання потрібно передбачати перемички на вторинній напрузі, або обов'язкову наявність складського трансформатора.

Доцільність вибору одно-, дво- або тритрансформаторної підстанції промислового підприємства визначають після виконання техніко-економічних розрахунків кількох варіантів і їх порівняння. Вирішальним критерієм вибору певного варіанта, як і під час вибору потужності трансформаторів, є мінімум зведених витрат на спорудження й експлуатацію електропостачальної системи.

Основними критеріями оптимального вибору **місця розміщення ТП** промислового підприємства є:

- характер розміщення електричних навантажень на генплані підприємства;

- особливості розміщення будівельних і комунікаційних споруд;
- схеми й способи прокладання струмопроводів для передавання та розподілу електроенергії;
- умови навколишнього середовища;
- величина й характер електричних навантажень.

Проте вирішальним критерієм вибору оптимального місця розміщення ТП підприємства є мінімум сумарних зведених витрат на електричну мережу, складовою частиною якої є ця ТП. Місце розміщення підстанції промислового підприємства, вибране відповідно до вирішального критерію, називають **центром електричної мережі** або **центром електричних навантажень**. Питання, пов'язані з визначенням центра електричних навантажень усього промислового підприємства й окремих цехів, детально розглянуті в [41].

4.3.3 Розподільні пристрої

В електропостачальній системі промислового підприємства розподільні пристрої призначені для приймання й розподілу електричної енергії без трансформації в силових та освітлювальних мережах. Крім цих двох основних функцій, вони також зазвичай виконують функції захисту, контролю й обліку електричної енергії, а також забезпечують можливість виконання оперативних увімкнень/вимкнень у лініях, що відходять.

Функції розподільних пристроїв великого промислового підприємства, структурні підрозділи (цехи) якого розміщені на значній площі, можуть виконувати РП 6–10 кВ (рис. 4.22), аналогічні розглянутим у п. 2.2. Також функцію розподілу електричної енергії на напрузі 6–10 кВ можуть виконувати шинопроводи магістральні алюмінієві.

Прикладами розподільних пристроїв промислових підприємств напругою до 1 кВ можуть бути щити, панелі, шафи, щитки, шинопроводи розподільні алюмінієві та ін.

Схеми на рисунку 4.23 ілюструють взаємозв'язок між зазначеними електроустановками в електропостачальній системі

цеху промислового підприємства в разі живлення від одного (рис. 4.23 а) і двох (рис. 4.23 б) трансформаторів. Перший розподіл електричної енергії відбувається на розподільних щитах ТП, від яких електрична енергія надходить на головні силові шафи. У них відбувається розподіл електроенергії між силовими й освітлювальними розподільними пунктами, шафами, збірками, ящиками та ін. В останніх відбувається розподіл електроенергії між окремими електроприймачами.



Рисунок 4.22 – Розподільний пункт 10 кВ виробництва ВАТ «Рівненський завод високовольтної апаратури»

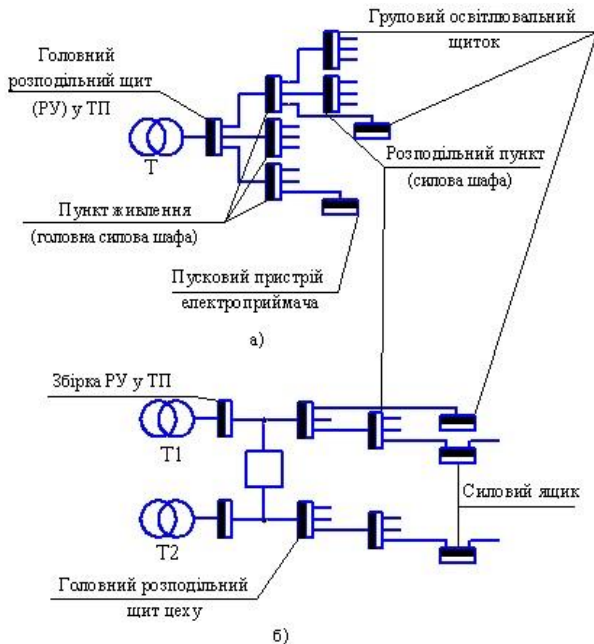
4.3.3.1 Розподільні щити

Розподільні щити комплектують з окремих панелей: ввідних, розподільних (лінійних) і секційних. На рисунку 4.24 зображена спрощена електрична схема розподільного щита, що має дві **ввідні панелі** (4 та 6), що забезпечують живлення двома лініями від різних трансформаторів. У кожній із цих панелей за допомогою вольтметра й амперметра, підключеного до трансформаторів струму, забезпечують контроль напруги та сили струму відповідно в кожній із ліній живлення. За

допомогою лічильників відбувається облік спожитої електричної енергії.

Наявність секційного роз'єднувача в **секційній панелі** (5) забезпечує можливість паралельного або роздільного живлення двох секцій збірних шин двома лініями чи живлення двох секцій однією з ліній.

Розподільні панелі (1–3, 7–9) забезпечують розподіл електроенергії, контроль навантаження за силою струму й захист від струмів короткого замикання та/або перевантажень за допомогою вимикачів автоматичних (панелі 1, 2, 8, 9) чи запобіжників плавких (панелі 3, 7), а також оперативних увімкнень/вимкнень у лініях, що відходять.



*Рисунок 4.23 – Схеми розподілу електричної енергії цеху напругою до 1 кВ під час живлення:
а) від одного трансформатора;
б) від двох трансформаторів*

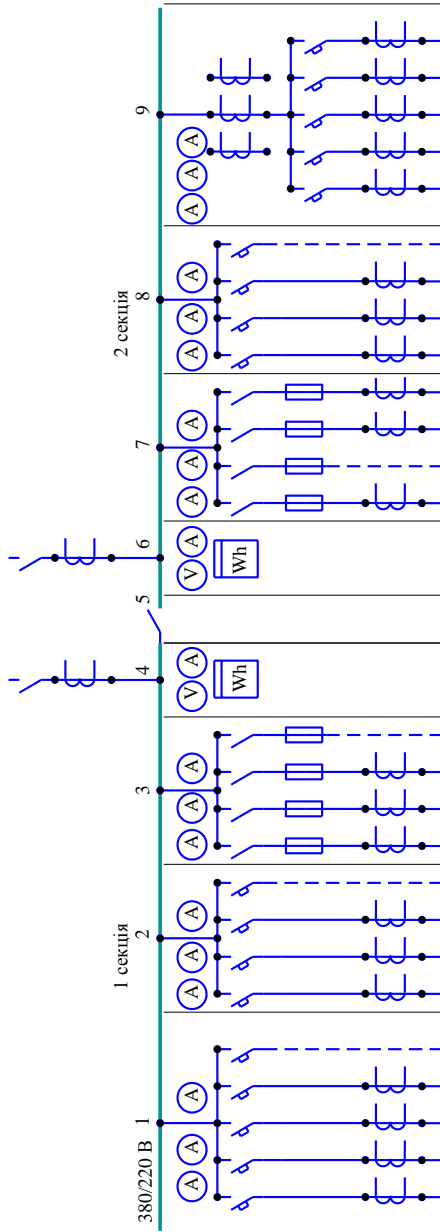


Рисунок 4.24 - Схема розподільного щита

4.3.3.2 Пункти розподільні, шафи силові, щитки освітлювальні

Прикладом **пункту розподільного** можуть бути пункти розподільні серії ПР11 і ПР11Д, розглянуті в п. 3.3.5. В електропостачальній системі цеху вони виконують функції приймання та розподілу електричної енергії між іншими розподільними пристроями (шафами, щитками, ящиками) й окремими силовими електроприймачами, захисту від перевантажень і коротких замикань та нечастих (зазвичай не більше ніж 6 за годину) оперативних увімкнень/вимкнень електричних кіл і пусків асинхронних двигунів, забезпечення захисту людей від ураження електричним струмом.

Прикладом **шафи силової розподільної**, у якій захист у лініях, що відходять, здійснюють за допомогою запобіжників плавких, можуть бути шафи силові розподільні серії СПМ-99, розглянуті в п. 3.3.6.

Шафи силові серії ШР-1 (рис. 4.25) широко використовують в електропостачальних мережах промислових підприємств. Вони призначені для приймання й розподілу електричної енергії змінного трифазного синусоїдного струму напругою 380/220 В, 50 Гц між ящиками силовими, щитками освітлювальними, окремими силовими електроприймачами та ін. У цих шафах захист від струмів короткого замикання й/або перевантажень здійснюють за допомогою автоматичних вимикачів.

Принципова електрична схема шафи силової серії ШР-1 зображена на рисунку 4.26. Сучасні зразки таких шаф комплектують ввідними вимикачами серій АЕ2066, ВА-88, ВА2004, ВА5135, струмообмежувальними або струмонеобмежувальними, з електромагнітним і тепловим розчіплювачами. На лініях, що відходять, установлюють автоматичні вимикачі серії АЕ20 із тепловим та електромагнітним розчіплювачами на номінальні струми: від 10 до 63 А – АЕ2056МП; від 80 до 125 А – АЕ2066М; від 16 до

250 А – ВА5135 (ВА5735, ВА0436); від 63 до 250 А – ВА-88, ВА2004, ВА5135.



*Рисунок 4.25 – Шафа розподільна серії ЩР-1:
1 – автомат ввідний;
2 – автомати на лініях, що відходять*

Шафи силові серії ЩР-1 виготовляють у вигляді металевих шаф одностороннього обслуговування в напільному або навісному виконанні.

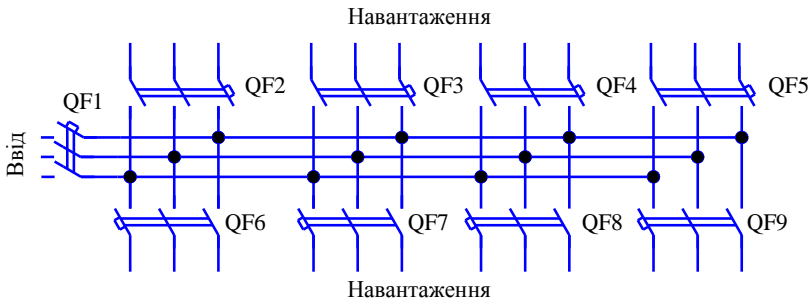
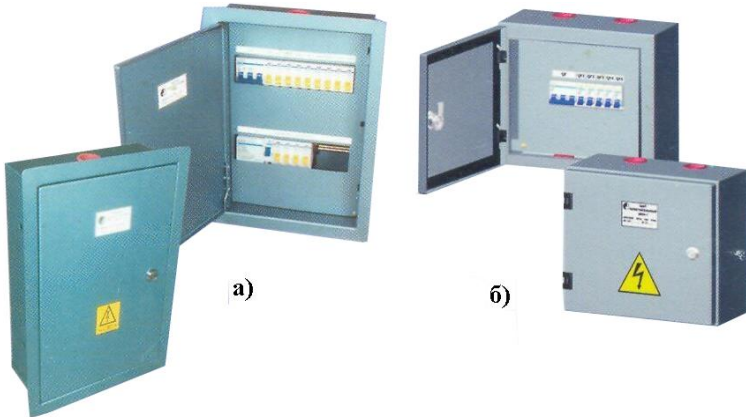


Рисунок 4.26 – Принципова електрична схема шафи розподільної серії ЩР-1

Щитки освітлювальні призначені для приймання та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму 380/220 В між електроприймачами освітлювальної мережі, оперативних увімкнень/вимкнень, а також для захисту від перевантажень і струмів короткого замикання.

Прикладами таких електроустановок можуть бути щитки освітлювальні серії ЩО-1, призначені для роботи в мережах робочого освітлення, та серії ЩОА-1, призначені для роботи в електромережах аварійного освітлення (рис. 4.27).

Щитки освітлювальні серій ЩО-1 і ЩОА-1 виготовляють у вигляді металевих шаф одностороннього обслуговування в утопленому або навісному виконанні.



*Рисунок 4.27 – Щитки освітлювальні серій:
а) ЩО-1; б) ЩОА-1*

4.4 Електричні навантаження в електропостачальних системах промислових підприємств

Під час проектування й експлуатації електропостачальних систем промислових підприємств вибір та умови роботи всіх її складових частин значно залежать від величини й характеру зміни **електричних навантажень**. Величину електричних навантажень промислового підприємства в цілому або окремого

його структурного підрозділу зазвичай визначають потужністю, споживаною всіма електроприймачами в певний момент часу. Для електроприймачів змінного струму розрізняють повне, активне й реактивне навантаження. Певні види електричних навантажень характеризують силою струму.

4.4.1 Графіки електричних навантажень

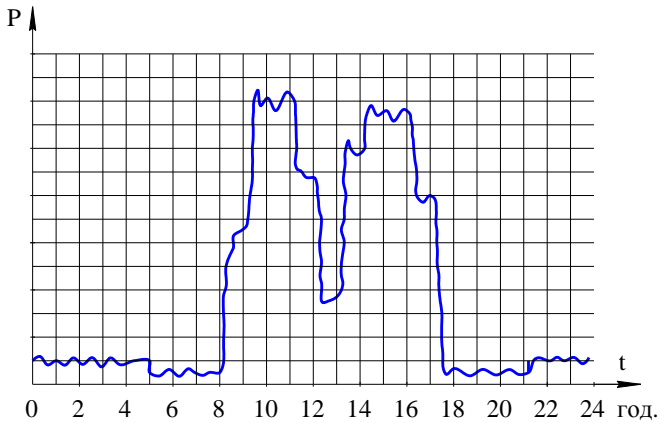
Величина електричних навантажень промислового підприємства зазвичай є змінною в часі. Зміну електричних навантажень зображають за допомогою **графіків навантаження**. Графіки навантаження зображають або у вигляді кривих миттєвих значень потужності (рис. 4.28 а), або у вигляді ступеневої кривої (рис. 4.28 б), ступені якої відповідають середнім значенням електричного навантаження за певний проміжок часу (годину, зміну, добу, місяць).

Узагальнено середнє значення навантаження за певний інтервал часу T розраховують за формулою:

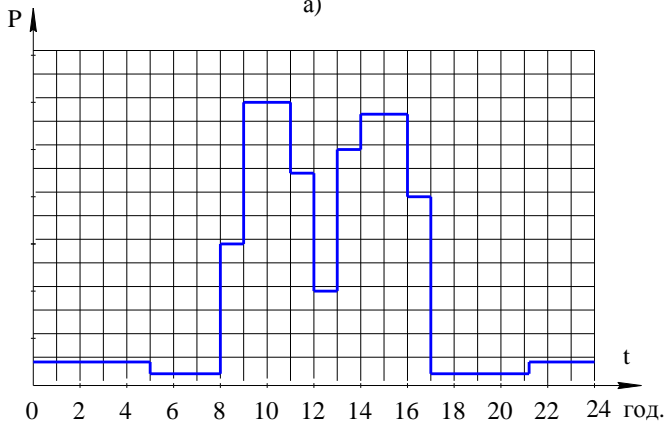
$$P_c = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt \quad . \quad (4.2)$$

Графіки навантаження можуть бути **індивідуальними**, якщо їх зображають для окремих потужних електроприймачів чи споживачів електричної енергії (наприклад, прокатний стан, компресорна станція та ін.), і **груповими** – для групи електроприймачів.

Здебільшого на практиці використовують групові графіки навантаження для всього підприємства або окремих його підрозділів. Їх цінність полягає в тому, що такі графіки мають сталий прогнозований характер, їх розглядають як типові для певної групи електроприймачів чи певного виду промислових підприємств. Аналіз таких графіків дозволяє розробити необхідні заходи для зменшення коливань навантаження, базуючись на тому, що ідеальним для джерела живлення є графік із постійним навантаженням упродовж тривалого часу (наприклад, робочої зміни).



а)



б)

*Рисунок 4.28 – Добові графіки навантаження:
а) миттєвих значень; б) середніх значень*

Залежно від тривалості в часі графіки навантаження поділяють на добові й річні.

Характерною особливістю **добових графіків навантаження** промислових підприємств є їх нерівномірність. На ступінь нерівномірності значно впливають характер виробництва й кількість робочих змін на добу. У разі роботи

підприємства в одну зміну на добовому графіку навантаження в робочий день виділяють **ранковий** (на рис. 4.28 б – із 9.00 до 11.00) і **вечірній** (із 14.00 до 16.00) **максимуми**. Для промислових підприємств будують добові графіки навантаження для робочих і вихідних днів на літній (II, III квартали) і зимовий (I, IV квартали) періоди. Для промислових підприємств або окремих їх підрозділів із роздільними силовою й освітлювальною мережами окремо будують графіки навантаження для кожної групи електроприймачів. Це пов'язане з тим, що максимуми їх навантаження не збігаються, а порівняння таких графіків дозволяє розробити заходи для зменшення нерівномірності навантаження як для кожної групи окремо, так і водночас для двох груп.

Аналіз добових графіків навантаження дозволяє розробити й реалізувати **заходи для вирівнювання навантаження** впродовж зміни або доби, прикладами яких можуть бути:

- зміщення початку й кінця робочої зміни для окремих структурних підрозділів підприємства;
- збільшення кількості робочих змін на добу;
- виявлення в електропостачальній системі підприємства потужних електроприймачів-регуляторів і розроблення графіка почергової їх роботи;
- уведення до складу електропостачальної системи підприємства власної електростанції, що в часи максимуму навантаження зменшуватиме електроспоживання від енергосистеми.

4.4.2 Види електричних навантажень

Найчастіше враховують такі види електричного навантаження:

- **середнє за добу** (або за найбільш навантажену зміну) активне $P_{с. дб}$ і реактивне $Q_{с. дб}$, **середнє за рік** активне $P_{с. р.}$ і реактивне $Q_{с. р.}$. Середнє значення навантаження за добу (рік) – це така постійна величина потужності впродовж певного часу

(добі чи року відповідно), що відповідає такому самому обсягу спожитої електроенергії, що й за реального змінного навантаження. Значення цих параметрів розраховують на основі даних добових або річних графіків навантаження за формулою:

$$P_c = \frac{\sum_{i=1}^N P_{c.i}}{N}, \quad (4.3)$$

де N – кількість інтервалів осереднення;

$P_{c.i}$ – середнє значення навантаження впродовж інтервалу осереднення;

На практиці середнє значення навантаження $P_{c.i}$ впродовж інтервалу часу осереднення Δt розраховують за формулою:

$$P_{c.i} = \frac{W_k - W_n}{\Delta t}, \quad (4.4)$$

де W_k , W_n – показання лічильника електричної енергії в кінці й на початку інтервалу часу Δt відповідно.

Значення середнього навантаження за добу (за найбільш навантажену зміну) використовують для визначення розрахункових активного й реактивного навантажень.

Значення середнього навантаження за рік використовують для визначення втрат електричної енергії.

• **середньоквадратичне $P_{c.кв}$** – це така постійна величина навантаження впродовж певного часу, що обумовлює такі самі втрати потужності в провідниках, як і за реального змінного навантаження. Значення цього параметра розраховують на основі даних добових або річних графіків навантажень за формулою:

$$P_{c.кв} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N P_{ci}^2}{N}}. \quad (4.5)$$

За нерівномірного графіка навантаження середньоквадратичне навантаження завжди більше за середнє, і ця різниця збільшується зі збільшенням нерівномірності графіка;

• **максимальне P_{\max} навантаження** дорівнює найбільшому значенню із середніх упродовж певного інтервалу часу. Залежно від величини й частоти появи за певний проміжок часу розрізняють два види максимальних навантажень:

1) **максимальне довготривале навантаження $P_{\max \Delta t}$** , характерною ознакою якого є те, що воно триває від кількох хвилин і довше. Цей показник використовують для вибору елементів електропостачальної системи за нагріванням і розрахунку максимальних втрат потужності в них; вибору вставок плавких запобіжників та теплових розчіплювачів автоматичних вимикачів;

2) **максимальне короткотривале (пікове) навантаження $P_{\max п.} (I_{\max п.})$** , характерною ознакою якого є те, що воно триває від десятих часток секунди до кількох секунд. Цей показник використовують для перевірки допустимих коливань напруги й визначення струму зрушення струмового релейного захисту;

• **розрахункове за допустимим нагріванням** – це умовне незмінне в часі навантаження, еквівалентне дійсному очікуваному змінному навантаженню за найбільш важкою тепловою дією електричного струму на струмопровідні частини електроустановок у нормальному режимі роботи – максимальній температурі нагрівання провідника або тепловому зношенню ізоляції.

Експериментально доведено, що нагрівання провідника до 95 % сталого значення температури відбувається за час, що дорівнює трьом сталим часу нагрівання ($3T_0$). Тому розрахункове навантаження визначають як максимальне із середніх значень навантажень на інтервалі $3T_0$. Для уніфікації розрахунків струмопровідних частин електроустановок до 1 кВ перерізом до 50 мм^2 за постійну часу нагрівання приймають

$T_0 = 10$ хв, а тому розрахунковим є інтервал часу тривалістю 30 хв. Для струмопровідних частин електроустановок, що мають значно більші за 10 хв значення постійної часу (зазвичай із перерізом понад 50 мм^2), приймають більші за півгодинні значення розрахункового інтервалу.

В електричних колах змінного струму визначають активне P_p , реактивне Q_p і повне S_p розрахункові навантаження. Ці показники використовують для розрахунку перерізу провідників за нагріванням, вибору потужностей і перевірки навантажувальної спроможності трансформаторів, визначення величини електричних втрат і зниження напруги, вибору потужностей перетворювальних та компенсувальних установок тощо.

Визначення розрахункових навантажень є одним із головних етапів під час проектування й реконструкції електропостачальної системи окремого структурного підрозділу або всього промислового підприємства. Правильне визначення очікуваних електричних навантажень у нормальних режимах роботи обумовлює обґрунтований вибір щодо допустимих нагрівань струмопровідних елементів, усіх складових електропостачальної системи та є основою її раціональної побудови й оптимізації техніко-економічних показників.

Якщо дійсні електричні навантаження будуть більшими, ніж розрахункові, відбудуться прискорене зношення електрообладнання, зниження надійності роботи, підвищення небезпеки для обслуговуючого персоналу.

Якщо дійсні електричні навантаження будуть значно меншими за розрахункові, капітальні витрати на створення електропостачальної системи будуть більшими за необхідні, а встановлене електрообладнання використовуватимуть недостатньо.

Відповідно до вищезазначеного робимо висновок, що від правильності визначення розрахункових навантажень значно залежать витрати як на стадії створення, так і під час експлуатації електропостачальної системи.

4.4.3 Основні електричні величини й коефіцієнти для визначення розрахункових навантажень

До основних електричних величин, що використовують для визначення електричних навантажень, належать:

- **номінальна (установлена) активна потужність одного електроприймача (P_n)** – потужність електроприймача, зазначена заводом-виробником у його паспорті. Для робочих машин із багатодвигуновим електроприводом за номінальну потужність приймають найбільшу суму номінальних потужностей тих двигунів, що згідно з технологічним процесом можуть функціонувати одночасно;

- **групова номінальна (установлена) активна потужність** – сума номінальних активних потужностей групи електроприймачів:

$$P_n = \sum_1^n P_n, \quad (4.6)$$

де n – кількість електроприймачів у групі;

- **номінальна реактивна потужність одного електроприймача (q_n)** – реактивна потужність, що споживається з мережі або віддається в мережу за номінальної активної потужності й номінальної напруги. Для синхронних двигунів – також і за номінального струму збудження;

- **групова номінальна реактивна потужність** – алгебраїчна сума реактивних потужностей електроприймачів, що належать до групи:

$$Q_n = \sum_1^n q_n = \sum_1^n P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (4.7)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_n$ – номінальний коефіцієнт реактивної потужності індивідуального електроприймача, що визначають за паспортом або з довідника;

• **групові середня активна й реактивна потужності за певний період часу**, що визначають як відношення активної W_a або реактивної W_p енергій групи електроприймачів до тривалості періоду:

$$P_c = \frac{W_a}{T}, \quad (4.8)$$

$$Q_c = \frac{W_p}{T}, \quad (4.9)$$

де T – тривалість періоду визначення навантаження.

Під час визначення розрахункових навантажень під терміном «середня активна (реактивна) потужність» розуміють найбільш імовірне значення середньої активної (реактивної) потужності за найбільш завантажену робочу зміну, а тому приймають $T = T_{зм}$. ($T_{зм}$ – тривалість робочої зміни). Також середню активну й реактивну потужності групи електроприймачів можуть визначати як суму середніх потужностей індивідуальних електроприймачів (крім резервних):

$$P_c = \sum_1^n P_c, \quad (4.10)$$

$$Q_c = \sum_1^n q_c. \quad (4.11)$$

• **коефіцієнт використання індивідуального електроприймача (k_b)**, що визначають як відношення середньої активної потужності електроприймача до її номінального значення:

$$k_b = \frac{P_c}{P_n}. \quad (4.12)$$

У таблиці 4.4 наведені розрахункові коефіцієнти використання для характерних однорідних категорій електроприймачів, що мають однакове технологічне призначення;

• **коефіцієнт використання групи електроприймачів (K_B)**, що належать до однієї категорії, визначають як

відношення середньої активної потужності групи електроприймачів до її номінального значення:

$$K_e = \frac{P_c}{P_n}. \quad (4.13)$$

Для визначення коефіцієнта використання групи електроприймачів, що належать до **різних категорій**, використовують формулу:

$$K_e = \frac{\sum_1^n (k_e \cdot p_n)}{\sum_1^n P_n}, \quad (4.14)$$

де n – кількість характерних категорій електроприймачів у групі;

• **ефективна кількість електроприймачів n_e** – це така кількість однорідних за режимом роботи електроприймачів однакової потужності, що зумовлює таке саме значення розрахункового навантаження, що й група різних за потужністю електроприймачів. Величину n_e визначають за формулою:

$$n_e = \frac{(\sum p_n)^2}{\sum p_n^2}. \quad (4.15)$$

За значної кількості електроприймачів, що мають суттєві відмінності номінальних потужностей, ефективну кількість електроприймачів можна визначити за спрощеною формулою:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum P_n}{P_{n.\max}}, \quad (4.16)$$

де $P_{n.\max}$ – номінальна потужність найбільш потужного електроприймача.

Якщо одержане за формулою (4.16) значення ефективної кількості електроприймачів n_e виявиться більшим за дійсну кількість електроприймачів n , то приймають $n_e = n$.

Таблиця 4.4 – Коефіцієнти використання й потужності електроприймачів

№ пор.	Категорія електроприймачів	Коефіцієнти	
		Використання, $k_в$	Потужності, $\cos\varphi$
1	Металорізальні верстати малосерійного виробництва, малі токарні, стругальні, довбальні, фрезерні, свердлильні, карусельні, точильні тощо.	0,12–0,14	0,4–0,5
2	Те саме для великосерійного виробництва	0,16	0,5–0,6
3	Те саме з важким режимом роботи: штампувальні преси, автомати, револьверні, обдирні, зубофрезерні, а також великі токарні, стругальні, фрезерні, карусельні, розточувальні верстати	0,17	0,65
4	Те саме з особливо важким режимом роботи: приводи молотів, кувальних машин, волочильних станків, очищувальних барабанів тощо	0,2–0,24	0,65
5	Багатошпindelні автомати	0,2	0,6
6	Крани мостові, кран-балки, тельфери, ліфти	0,15–0,35	0,5
7	Вентилятори	0,65–0,8	0,8
8	Насоси, компресори, двигун-генератори	0,7	0,85
9	Зварювальні трансформатори дугового електрозварювання	0,2	0,4
10	Печі опору, сушильні шафи, нагрівальні прилади	0,75–0,8	1,0
11	Індукційні печі низької частоти	0,6–0,7	0,35
12	Індукційні печі високої частоти	0,6–0,7	0,65–0,8
13	Елеватори, транспортери, конвеєри	0,4–0,55	0,75
14	Дугові сталеплавильні печі	0,5–0,75	0,8–0,9
15	Гальванічні установки	0,4–0,5	0,6–0,8

• **коефіцієнт розрахункового навантаження** (K_p). Величина цього коефіцієнта залежить від ефективної кількості електроспоживачів n_e , групового коефіцієнта використання K_B , а також від постійної часу нагрівання T_0 .

Рекомендовано приймати такі значення постійної часу нагрівання:

$T_0 = 10 \text{ хв}$ – для мереж напругою до 1 кВ, що живлять розподільні шинопроводи, пункти, збірки, щити. Значення K_p для цих мереж визначають за таблицею 4.5.

$T_0 = 2,5 \text{ години}$ – для магістральних шинопроводів і цехових трансформаторів. Значення K_p для цих об'єктів визначають за таблицею 4.6.

• **коефіцієнт попиту** K_n визначають за формулою:

$$K_n = \frac{P_p}{P_n}. \quad (4.17)$$

• **коефіцієнт одночасності** K_o – це відношення розрахункової потужності на шини 6–10 кВ до суми розрахункових потужностей електроприймачів, підключених до шин 6–10 кВ розподільних пунктів і головних понижувальних підстанцій:

$$K_o = \frac{P_{p\Sigma}}{\sum P_p}. \quad (4.18)$$

• **річний очікуваний обсяг активної W_{AP} і реактивної W_{PP} електроенергій** визначають за формулами:

$$W_{AP} = P_p \cdot T_{Ma} \cdot K_o; \quad (4.19)$$

$$W_{PP} = Q_p \cdot T_{Mp} \cdot K_o, \quad (4.20)$$

де T_{Ma} , T_{Mp} – кількість годин за рік використання максимуму активної й реактивної енергій відповідно.

Таблиця 4.5 – Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження K_p для мереж живлення напругою до 1 кВ із постійною часу нагрівання $T_0 = 10$ хв

n_e	Коефіцієнт використання K_e								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,0	5,3	4,0	2,66	2,0	1,6	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,44	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,14	1,08	1,0
5	2,84	2,1	1,78	1,34	1,16	1,15	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,12	1,06	1,01	1,0
7	2,5	1,96	1,54	1,25	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,26	1,7	1,43	1,16	1,08	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,06	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,6	1,35	1,1	1,05	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,04	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,98	1,52	1,29	1,06	1,03	1,02	1,0	1,0	1,0
14	1,93	1,49	1,27	1,05	1,02	1,01	1,0	1,0	1,0
15	1,9	1,46	1,25	1,03	1,01	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,4	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,38	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,34	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,7	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,66	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,65	1,29	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблиця 4.6 – Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження K_p на шинах низької напруги цехових трансформаторів і для магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ із постійною часу нагрівання $T_0 = 2,5$ години

n_e	Коефіцієнт використання K_e							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 і більше
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6–8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9–10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10–25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25–50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Більше за 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

4.4.4 Основні методи визначення розрахункових навантажень

На практиці використовують різні методи визначення розрахункових навантажень. Вибір того чи іншого методу залежить від багатьох факторів. Основними з таких факторів є стадія (етап) проектування та місце розміщення розрахункового вузла в схемі електропостачальної системи підприємства.

Під час визначення розрахункових навантажень на **стадії проектного завдання** попередній розрахунок навантажень виконують із використанням спрощених методів на підставі вихідних даних про сумарну потужність електроприймачів, що планують установити в окремих підрозділах підприємства (дільниці, цеху, корпусі та ін.)

На **стадії робочих креслень** виконують кінцевий уточнений розрахунок електричних навантажень із використанням конкретних даних кожного реально

встановленого одиничного електроприймача в кожному підрозділі підприємства.

Залежно від місця розміщення розрахункового вузла на схемі електропостачальної системи підприємства узагальнено виділяють сім [47] або шість [41] рівнів (рис. 4.29):

- **I рівень** – електричні мережі напругою до 1 кВ, що приєднують окремі електроприймачі до розподільних пристроїв (силових розподільних шаф, ящиків, шинопроводів розподільних алюмінієвих та ін.);

- **II рівень** – електричні мережі напругою до 1 кВ, що приєднують розподільні пристрої першого рівня до збірних шин низької напруги цехових ТП або магістральних шинопроводів алюмінієвих;

- **III рівень** – збірні шини низької напруги цехових ТП і магістральних шинопроводів алюмінієвих;

- **IV рівень** – збірні шини РП напругою 6–20 кВ;

- **V рівень** – збірні шини головних понижувальних підстанцій, підстанцій глибокого вводу або центрального розподільного пункту напругою 6–20 кВ;

- **VI рівень** – межа розподілу балансової належності електричних мереж енергосистеми й промислового підприємства.

Залежно від рівня найчастіше використовують такі *методи визначення розрахункових навантажень*:

- **для I та II рівнів** – установленої потужності й коефіцієнта попиту, питомих витрат електроенергії на одиницю продукції або роботи, питомої потужності на одиницю промислової площі, упорядкованих діаграм;

- **для III–VI рівнів** – за середньою потужністю та коефіцієнтом форми графіка навантаження, за середньою потужністю й коефіцієнтом максимуму навантаження, за середньою потужністю та середньоквадратичним відхиленням (статистичний метод).

Нижче зазначені особливості використання різних методів для I та II рівнів. Методи, використовувані для вищих (III–VI) рівнів, розглянуті в [47].

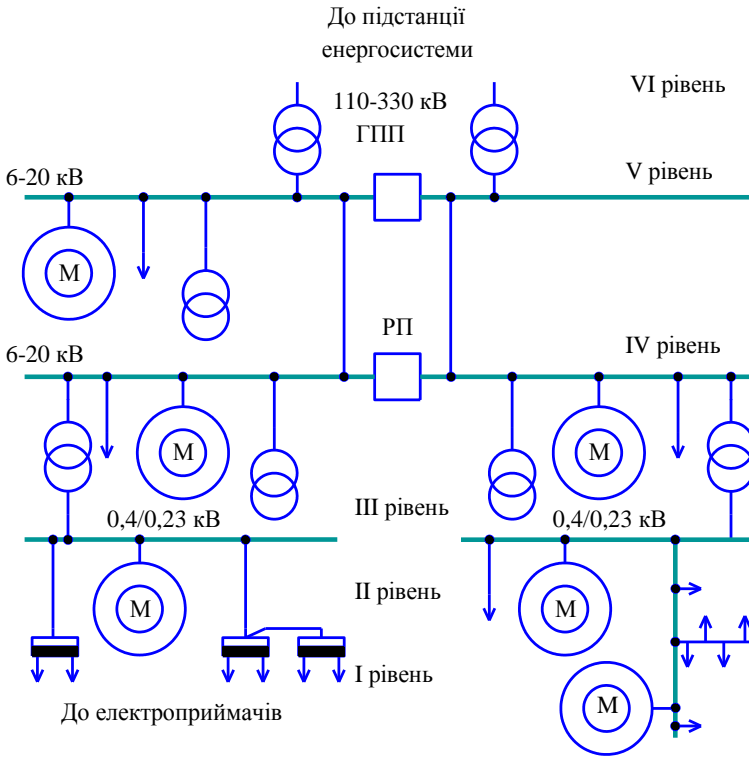


Рисунок 4.29 – Схема електропостачальної системи промислового підприємства із зазначенням рівнів розрахункових навантажень

4.4.4.1 Метод установленної потужності й коефіцієнта попиту

Цей метод визначення розрахункового навантаження можна застосовувати для електричних мереж усього підприємства або його окремих підрозділів (наприклад, ткацького цеху, гальванічного відділення та ін.) з однорідними

категоріями електроприймачів, або для попередніх наближених розрахунків вузлів електропостачальної системи окремих виробничих ділянок, цехів, корпусів із різними категоріями електроприймачів.

Для визначення розрахункових навантажень **групи однорідних категорій електроприймачів** згідно з цим методом використовують формули:

- розрахункової активної потужності, кВт:

$$P_p = K_n \cdot P_n, \quad (4.21)$$

де K_n – коефіцієнт попиту для цієї групи однорідних електроприймачів, що вибирають із довідників;

- розрахункова реактивна потужність, кВАр:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.22)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності для цієї групи однорідних електроприймачів, що вибирають із довідників;

- розрахункова повна потужність, кВА:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \frac{P_p}{\cos \varphi}. \quad (4.23)$$

Для визначення розрахункових навантажень вузла електропостачальної системи (ділянки, цеху, корпусу, підприємства), що містить n груп однорідних категорій електроприймачів, до формули (4.22) вводять коефіцієнт різночасовості максимумів навантаження, кВА:

$$S_p = \sqrt{\left(\sum_1^n P_p\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_p\right)^2} \cdot K_{pm}, \quad (4.24)$$

де K_{pm} – коефіцієнт різночасовості максимумів навантаження окремих груп електроприймачів, що приймають рівним $K_{pm} = 0,85-1$ з урахуванням місця знаходження цього вузла в електропостачальній системі підприємства.

4.4.4.2 Метод питомих витрат електроенергії на одиницю продукції або роботи

Цей метод можна застосовувати для визначення розрахункових навантажень електроприймачів, що мають майже постійний упродовж тривалого часу (зазвичай зміни) графік навантаження.

Вихідними даними для визначення розрахункового навантаження згідно з цим методом є:

M – кількість продукції (або обсяг роботи) за найбільш навантажену робочу зміну;

T – тривалість робочої зміни;

E_n – питомі витрати електроенергії на одиницю продукції або роботи.

При цьому використовують формули:

$$P_p = \frac{M \cdot E_n}{T}, \quad (4.25)$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg} \cdot \varphi, \quad (4.26)$$

де $\text{tg} \varphi$ – середньозважений коефіцієнт реактивної потужності, що визначають за формулою:

$$\text{tg} \varphi = \frac{V_T}{W_T}, \quad (4.27)$$

де V_T , W_T – витрати реактивної й активної енергій за час T відповідно.

Цей метод особливо доцільний для визначення розрахункових навантажень, коли відомі сталі значення питомих витрат електроенергії на одиницю продукції або роботи та є відповідна база даних про електроспоживання.

4.4.4.3 Метод питомої потужності на одиницю промислової площі

Цей метод застосовують за умови рівномірного розміщення однотипних електроприймачів на промисловій площі структурного підрозділу або всього підприємства.

Розрахункову активну потужність групи однорідних електроприймачів згідно з цим методом визначають за формулою, кВт:

$$P_p = p_n \cdot F, \quad (4.28)$$

де p_n – питома розрахункова потужність 1 м² промислової площі, кВт/м²;

F – площа, на якій розміщені електроприймачі цієї групи, м².

Формулу (4.28) можна застосовувати й для визначення розрахункових навантажень дільниці, цеху, корпусу, всього підприємства з різними групами електроприймачів, але для цього необхідно мати осереднене значення p_n , що визначають дослідним шляхом для аналогічних працюючих підрозділів або підприємств із використанням статистичних даних.

4.4.4.4 Метод упорядкованих діаграм

Попередньо розглянуті методи належать до спрощених і мають обмежене використання лише для розрахунків електричних навантажень певних підприємств або їх структурних підрозділів. Метод упорядкованих діаграм універсальний, але більш трудомісткий.

Вихідними даними для виконання розрахунків згідно з цим методом є кількість електроприймачів n і номінальна потужність p_n кожного з них. На практиці ці дані одержують у вигляді таблиць-завдань від технологів, сантехніків, тепловиків та ін. Усі робочі електроприймачі групують за певними категоріями. Резервні електроприймачі (ремонтні зварювальні

трансформатори, насоси, вентилятори та ін.), а також ті електроприймачі, що функціонують лише в аварійних режимах або короткочасно (пожежні насоси, засувки, шлюзи та ін.) для розрахунків зазвичай не використовують. Винятком можуть бути ситуації, коли потужність цих електроприймачів істотно впливає на вибір елементів електропостачальної системи.

Для виконання навчальних розрахунків студенти одержують вихідні дані в завданні на розрахункову роботу.

Під час визначення p_n для **багатодвигунових приводів** ураховують усі одночасно функціонуючі електродвигуни цього привода.

Для електроприймачів із **повторно-короткочасним режимом роботи** їх номінальну потужність не приводять до тривалого режиму роботи ($TB = 100\%$).

У разі **підключення однофазного електроприймача на фазну напругу** його враховують як еквівалентний трифазний електроприймач із номінальною потужністю, що дорівнює:

$$p_n = 3p_{н.о}; \quad q_n = 3q_{н.о}, \quad (4.29)$$

де $p_{н.о}$, $q_{н.о}$ – активна й реактивна номінальні потужності однофазного електроприймача.

У разі **підключення однофазного електроприймача на лінійну напругу** його враховують як еквівалентний електроприймач із номінальною потужністю, що дорівнює:

$$p_n = \sqrt{3}p_{н.о}; \quad q_n = \sqrt{3}q_{н.о}. \quad (4.30)$$

За наявності **групи однофазних електроприймачів**, підключених за фазами з **нерівномірністю, не вищою ніж 15%** відносно загальної потужності (трифазних та однофазних електроприймачів у групі), їх можна розраховувати як еквівалентну групу трифазних електроприймачів із тією самою сумарною номінальною потужністю.

Визначення розрахункових навантажень згідно з цим методом виконують у такій послідовності:

• розраховують загальні (установлені) активні номінальні потужності електроприймачів однакових категорій, а також загальні активні потужності електроприймачів, підключених до певного розподільного пристрою (наприклад, шафи розподільної). Для цього використовують формулу (4.6);

• за таблицею 4.4 визначають коефіцієнти використання ($K_{\text{в}}$) для кожної категорії електроприймачів, а за формулою (4.13) розраховують коефіцієнти використання ($K_{\text{в}}$) для кожного з розподільних пристроїв структурного підрозділу (дільниці, цеху) або підприємства;

• за таблицею 4.4 визначають коефіцієнти потужності $\cos\varphi$ і знаходять відповідні їм значення $\text{tg}\varphi$ для електроприймачів однакових категорій, а для визначення сумарних значень $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$ на розподільних пристроях використовують формулу:

$$\text{tg}\varphi_{\Sigma} = \frac{\sum_1^n K_u P_{\text{нi}} \text{tg}\varphi}{\sum_1^n K_u P_{\text{нi}}} ; \quad (4.31)$$

• розраховують активні потужності, що використовують ($K_{\text{в}} P_{\text{н}}$);

• розраховують реактивні потужності, що використовують ($K_{\text{в}} P_{\text{н}} \text{tg}\varphi$);

• за формулою (4.15) чи (4.16) розраховують ефективну кількість електроприймачів, підключених до кожного з розподільних пристроїв;

• за таблицями 4.5 і 4.6 визначають величини коефіцієнтів розрахункового навантаження K_p ;

• визначають розрахункову активну потужність за формулою, кВт:

$$P_p = K_p \sum_1^n K_{\text{в}} P_{\text{н}} ; \quad (4.32)$$

• визначають розрахункову реактивну потужність у такий спосіб, кВАр:

– для мереж I рівня залежно від значення $n_{\text{с}}$:

$$\text{при } n_e \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \sum k_e p_n \text{tg } \varphi_i ; \quad (4.33)$$

$$\text{при } n_e > 10 \quad Q_p = \sum k_e p_n \text{tg } \varphi_i ; \quad (4.34)$$

– для мереж II рівня, а також під час визначення реактивної потужності в цілому по цеху, корпусу, кВАр:

$$Q_p = 1,1 \sum k_e p_n \text{tg } \varphi_i, \quad (4.35)$$

де $\text{tg } \varphi_i$ – коефіцієнт реактивної потужності i -го електроприймача, що розраховують відповідно до відповідних значень $\cos \varphi$ (табл. 4.4).

Під час виконання навчальних розрахунків студенти до одержаних значень активної й реактивної потужностей силових електроприймачів напругою до 1 кВ повинні додати **розрахункові навантаження освітлювальної мережі $P_{p. o}$ і $Q_{p. o}$** (якщо вони є у завданні);

• визначають повну розрахункову потужність за формулою, кВА:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} ; \quad (4.36)$$

• визначають величину розрахункового струму, за якою вибирають переріз провідників за допустимим нагріванням, за формулою, А:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}. \quad (4.37)$$

Зазвичай розрахункові навантаження визначають у вигляді таблиці встановленої форми Ф 636-92.

Задача. Визначити розрахункове електричне навантаження вузлів силової мережі дільниці цеху – двох силових розподільних шаф (ШР1 і ШР2).

Вихідні дані для розрахунків наведені: силового навантаження – у графах 1–4, навантаження від освітлення – у графах 13, 14 таблиці 4.7.

Розв'язання

1. **Графа 5.** Розраховуємо загальну потужність кожної групи електроприймачів за формулою (4.6):

ШР1:

- токарні верстати – 21 кВт;
- свердлильні верстати – 6 кВт;
- насос – 5 кВт;
- Усього по ШР1 – 32 кВт;

ШР2:

- фрезерні верстати – 22,5 кВт;
- Усього по ШР2 – 22,5 кВт;
- Усього по дільниці – 54,5 кВт.

2. **Графа 6.** Вибираємо коефіцієнти використання для кожної групи електроприймачів.

Із таблиці 4.4 вибираємо:

ШР1:

- токарні верстати – 0,14;
- свердлильні верстати – 0,13;
- насос – 0,7.

За формулою (4.13) знаходимо коефіцієнти використання:

ШР1:

$$K_{\epsilon} = \frac{\sum_1^n k_{\epsilon} P_n}{\sum P_n} = \frac{0,14 \cdot 21 + 0,13 \cdot 6 + 0,7 \cdot 5}{32} = 0,23;$$

ШР2:

- фрезерні верстати – 0,12.
- Усього по ШР2 – 0,12.
- Усього по дільниці:

$$K_{\epsilon} = \frac{\sum_1^n k_{\epsilon} P_n}{\sum P_n} = \frac{0,23 \cdot 32 + 0,12 \cdot 22,5}{54,5} = 0,18.$$

3. **Графа 7.** Вибираємо коефіцієнти потужності $\cos \varphi$:
- для кожної групи електроприймачів проводимо за таблицею 4.4;
 - у рядках «Усього по ...» розрахунок значень виконуємо в такій послідовності:
 - заповнюємо графи 8, 9 і 10;
 - за одержаним значенням $\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma}$ у графі 8 у рядках «Усього по ...» знаходимо значення $\cos \varphi_{\Sigma}$.
4. **Графа 8.** Розраховуємо коефіцієнти потужності $\operatorname{tg} \varphi$:
- для кожної групи електроприймачів проводимо за одержаними значеннями $\cos \varphi$;
 - у рядках «Усього по ...» за формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma} = \frac{\sum^n K_{\text{в}} p_n \operatorname{tg} \varphi}{\sum K_{\text{в}} p_n}.$$

5. **Графа 9.** Розраховуємо активні потужності, що використовують ($K_{\text{в}} p_n$):
- для груп однотипних електроприймачів як добуток значень граф 5 і 6;
 - у рядках «Усього по ...» – як суму значень у попередніх рядках.
6. **Графа 10.** Розраховуємо реактивні потужності, що використовують ($K_{\text{в}} p_n \operatorname{tg} \varphi$):
- для груп однотипних електроприймачів – як добуток значень граф 9 і 8;
 - у рядках «Усього по ...» – як суму значень у попередніх рядках.
7. **Графа 11** Розраховуємо ефективну кількість електроприймачів за формулою (4.15).

Усього по ШР1:

$$n_e = \frac{(\sum p_n)^2}{\sum p_n^2} = \frac{32^2}{3 \cdot 7^2 + 2 \cdot 3^2 + 5^2} = \frac{1024}{190} = 5,35 \approx 5 \text{шт.}$$

Усього по ШР2:

$$n_e = \frac{(\sum p_n)^2}{\sum p_n^2} = \frac{22,5^2}{5 \cdot 4,5^2} = \frac{506,25}{101,25} = 5 \text{шт.}$$

Усього по дільниці:

$$n_e = \frac{(\sum p_n)^2}{\sum p_n^2} = \frac{54,5^2}{190 + 101,25} = 10,2 \approx 10 \text{шт.}$$

8. **Графа 12.** Знаходимо коефіцієнти розрахункового навантаження за таблицею 4.5:

Усього по ШР1: для $n_e = 5$ і $k_b = 0,23$ маємо $K_p = 1,65$.

Усього по ШР2: для $n_e = 5$ і $k_b = 0,12$ маємо $K_p = 2,54$.

Усього по дільниці: для $n_e = 10$, $k_b = 0,18$ маємо $K_p = 1,5$.

9. **Графа 13.** Знаходимо розрахункову активну потужність за формулою (4.32):

– усього по ШР1:

$$P_{p1} = K_p \sum_1^n K_e P_n = 1,65 \cdot 7,22 = 11,9 \text{кВт};$$

– усього по ШР2:

$$P_{p2} = K_p \sum_1^n K_e P_n = 2,54 \cdot 2,7 = 6,86 \text{кВт}.$$

Усього по дільниці:

$$\sum P_p = P_{ps} + P_{po} = 1,5 \cdot 9,92 + 3,5 = 18,38 \text{кВт}.$$

10. **Графа 14.** Знаходимо розрахункову реактивну потужність.

Оскільки $n_e < 10$, використовуємо формулу (4.33).

Усього по ШР1:

$$Q_p = 1,1 \sum k_{ei} p_{ni} \text{tg } \varphi_i = 1,1 \cdot 8,52 = 9,35 \text{кВАр}.$$

Усього по ШР2:

$$Q_p = 1,1 \sum k_{ei} p_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i = 1,1 \cdot 4,68 = 5,15 \text{кВАр} .$$

Усього по ділянці: урахувуючи навантаження силове й мережі освітлення, знаходимо:

$$\sum Q_p = Q_{pc} + Q_{po} = 1,1 \cdot 13,2 + 0,5 = 15,02 \text{кВАр} .$$

11. **Графа 15.** Визначаємо розрахункову повну потужність за формулою (4.36):

– усього по ШР1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{11,9^2 + 9,37^2} = 15,1 \text{кВА} ;$$

– усього по ШР2:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{6,86^2 + 5,15^2} = 8,58 \text{кВА} .$$

Усього по ділянці:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{18,38^2 + 15,02^2} = 23,73 \text{кВА} .$$

12. **Графа 16.** Визначаємо розрахунковий струм за формулою (4.37):

– усього по ШР1:

$$I_p = \frac{15,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 23,0 \text{А} ;$$

– усього по ШР2:

$$I_p = \frac{8,58 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 13,0 \text{А} .$$

Усього по ділянці:

$$I_p = \frac{23,73 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 36,1 \text{А} .$$

13. Розраховані дані заносимо до таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Результати розрахунків

Номер ЕП	Найменування ЕП	Кількість ЕП, n	Номинальна потужність, кВт		К-т використання $K_{\text{в}}$	Коефіцієнти потужності		$K_{\text{в}n}$	$K_{\text{в}n} \cdot I_{\text{вф}}$	Ефективна кількість ЕС $\eta_{\text{е}}$	К-т розрахункового навантаження, $K_{\text{в}}$	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм, А
			одного ЕП, P_n	загальної P_n		$\cos \phi$	$I_{\text{вф}}$					активна, кВт	реактивна, кВАр	повна, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШР1															
1-3	Токерні верстати	3	7	21	0,14	0,5	1,73	2,94	50						
11,12	Свердильні верстати	2	3	6	0,13	0,5	1,73	0,78	1,35						
101	Насос	1	5	5	0,7	0,85	0,62	3,5	2,17						
Всього ШР1		6		32	0,23	0,65	1,18	7,22	8,52	5	1,65	11,9	9,37	15,1	23,0
ШР2:															
71-75	Фрезерні верстати	5	4,5	22,5	0,12	0,5	1,73	2,7	4,68						
Всього ШР2		5		22,5	0,12	0,5	1,73	2,7	4,68	5	2,54	6,86	5,15	8,58	13,0
Навантаження від освітлення												3,5	0,5		
Всього по дільниці		11		54,5	0,18	0,6	1,33	9,92	13,2	10	1,5	18,38	15,02	23,73	36,1

Контрольні запитання та завдання

1. Зробіть порівняльний аналіз схем зовнішнього електропостачання промислового підприємства (рис. 4.1).

2. Які ви знаєте переваги й недоліки радіальних і магістральних схем внутрішнього електропостачання промислового підприємства?

3. Назвіть основні складові повітряних ліній електропередавання та розкажіть про їх призначення.

4. Охарактеризуйте кабельні лінії електропередавання.

5. Які переваги повітряних ліній електропередавання із СПП?

6. Як класифікують трансформаторні підстанції промислових підприємств залежно від функцій, що вони виконують?

7. Назвіть переваги й недоліки відкритих і закритих трансформаторних підстанцій.

8. Зробіть порівняльний аналіз схем трансформаторних підстанцій із боку первинної напруги (рис. 4.11).

9. Зробіть порівняльний аналіз схем трансформаторних підстанцій із боку вторинної напруги (рис. 4.12).

10. Як класифікуються залежно від місця розміщення комплектні трансформаторні підстанції?

11. Які основні складові комплектних трансформаторних підстанцій та які функції виконує кожна з них?

12. Які основні фактори враховують для визначення потужності трансформаторів трансформаторних підстанцій промислового підприємства?

13. Які основні фактори враховують для визначення необхідної кількості трансформаторів трансформаторних підстанцій промислового підприємства?

14. Дайте визначення й наведіть стислу характеристику розподільних пристроїв на прикладі схеми на рисунку 4.19.

15. Дайте визначення графіків навантаження, розкажіть про їх класифікацію та призначення.

16. Дайте визначення електричного навантаження й охарактеризуйте його основні види.

17. Які основні електричні величини та коефіцієнти

використовують для визначення розрахункових навантажень?

18. У яких ситуаціях використовують метод установленної потужності й коефіцієнта попиту для визначення електричних навантажень?

19. За яких умов доцільно використовувати метод питомої потужності на одиницю промислової площі для визначення електричних навантажень?

20. Які переваги методу впорядкованих діаграм, порівнюючи з іншими методами для визначення електричних навантажень?

Розділ 5

РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ ТА ЇЇ КОМПЕНСАЦІЯ

5.1 Теоретичне обґрунтування появи й можливості компенсації реактивної потужності

За **характером навантаження** електроустановки електропостачальної системи й електроприймачі можна поділити на такі групи:

1) з **активним характером навантаження**, що чинять проходженню струму лише **активний опір**. Їх на схемах позначають як резистивний елемент r (рис. 5.1 а). Прикладами таких електроприймачів можуть бути нагрівальні елементи, лампи розжарювання, пускові реостати та ін.

Миттєву потужність електричного кола з резистивним елементом визначають за формулою, ВА:

$$\begin{aligned} s &= p_r = ui = U_m \sin \omega t \cdot I_m \sin \omega t = U_m I_m \sin^2 \omega t = \\ &= 2UI \cdot \frac{1 - \cos 2\omega t}{2} = UI(1 - \cos 2\omega t), \end{aligned} \quad (5.1)$$

де u, i – миттєві значення напруги (В) та струму (А);

U_m, I_m – амплітудні значення напруги (В) та струму (А);

U, I – діючі значення напруги (В) та струму (А);

$\omega = 2\pi f$ – кутова частота (с^{-1});

f – частота (Гц);

t – момент часу, для якого визначають величину миттєвої потужності, с.

За такого навантаження вектори струму й напруги (рис. 5.1 б) збігаються за фазою (кут зсуву $\varphi = 0$), а графіки зміни напруги, струму й потужності мають вигляд, як на рисунку 5.1 в.

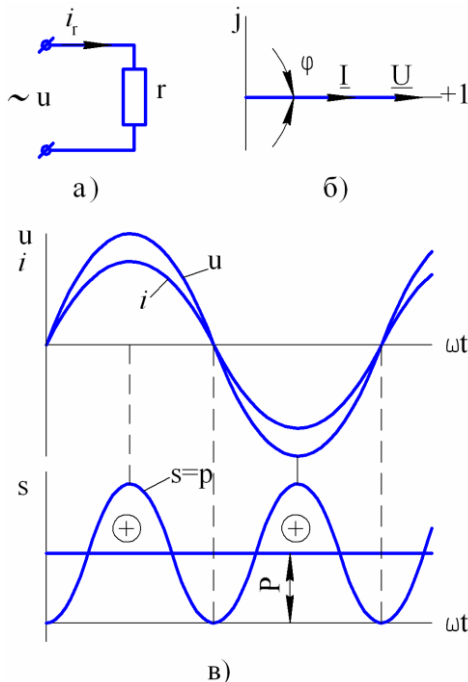


Рисунок 5.1 – Електричне коло з активним характером навантаження:

*а) електрична схема; б) векторна діаграма;
в) графіки зміни напруги, струму й потужності*

Аналіз графіка зміни миттєвої потужності в електричному колі з резистивним елементом з урахуванням того, що потужність постійна за знаком і лише додатна, дозволяє зробити важливий практичний висновок:

за активного характеру навантаження енергія передається лише в одному напрямку – від джерела живлення до електроприймача, у якому відбувається незворотний процес перетворення її в інший вид енергії (механічну, теплову, променеву та ін.).

Для характеристики електроприймачів з активним характером навантаження на практиці замість миттєвого значення частіше використовують поняття **середньої за період активної потужності P**, що визначають за формулою, Вт:

$$P = ui = \frac{1}{T} \int_0^T [UI(1 - \cos 2\omega t)] dt = UI = I^2 r; \quad (5.2)$$

2) із **реактивним індуктивним характером навантаження**, що чинять проходженню струму **реактивний індуктивний опір x_L** , який визначають за формулою, Ом:

$$x_L = \omega L = 2\pi fL. \quad (5.3)$$

На схемах такі електроприймачі позначають як індуктивний елемент L (рис. 5.2 а). Прикладом таких електроприймачів можуть бути, з певним припущенням, індукційні печі, реактори та ін. (активна складова опору в них не перевищує 10 %).

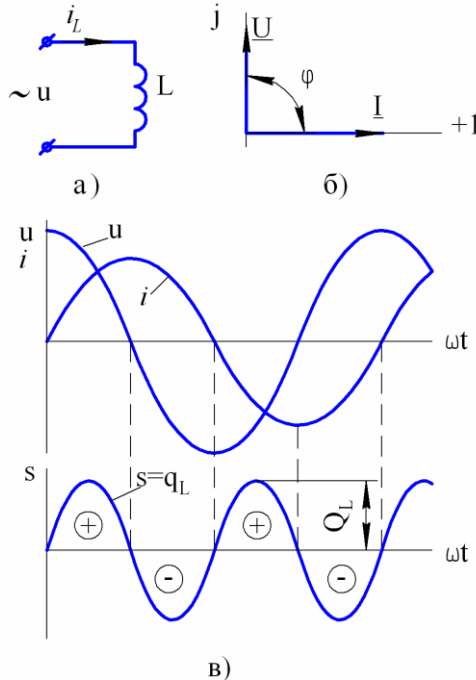
Миттєву потужність електричного кола з індуктивним елементом визначають за формулою, ВА:

$$\begin{aligned} s = q_L = ui &= U_m \sin(\omega t + \frac{\pi}{2}) \cdot I_m \sin \omega t = \\ &= 2UI \cdot \frac{\sin 2\omega t}{2} = UI \sin 2\omega t. \end{aligned} \quad (5.4)$$

За такого навантаження вектор напруги випереджає за фазою вектор струму на кут $\varphi = 90^\circ$ (рис. 5.2 б), а графіки зміни напруги, струму й потужності набирають вигляду, зображеного на рисунку 5.2 в.

Середнє за період значення потужності (активної потужності) електричного кола з індуктивним елементом визначають за формулою, Вт:

$$P = ui = \frac{1}{T} \int_0^T UI \sin 2\omega t dt = 0. \quad (5.5)$$



*Рисунок 5.2 – Електричне коло з реактивним індуктивним характером навантаження:
а) електрична схема; б) векторна діаграма;
в) графіки зміни напруги, струму й потужності*

Нульове середнє значення за період активної потужності свідчить про те, що електроприймач із чисто реактивним індуктивним навантаженням не споживає від джерела живлення активної енергії: у додатний півперіод синусоїди q_L енергія надходить від джерела до електроприймача й накопичується в ньому як енергія магнітного поля, а впродовж від'ємного півперіоду така сама кількість енергії передається від електроприймача до джерела. Такий обмін енергією між джерелом та електроприймачем із реактивним характером навантаження відбувається кожний півперіод синусоїди струму. Цю енергію називають **реактивною індуктивною енергією**. Миттєве значення потужності q_L називають миттєвим значенням

реактивної індуктивної потужності, а її амплітудне значення позначають Q_L і називають **реактивною індуктивною потужністю**.

Проведений аналіз дозволяє зробити важливий практичний висновок:

на відміну від активної енергії (потужності) реактивна індуктивна енергія не виконує корисної роботи, тому що одна й та сама кількість енергії перетікає між джерелом і електроприймачем та використовується лише для створення магнітного поля в індуктивному елементі;

3) із **реактивним ємнісним характером навантаження**, що чинять проходженню струму реактивний ємнісний опір x_C , що визначають за формулою, Ом:

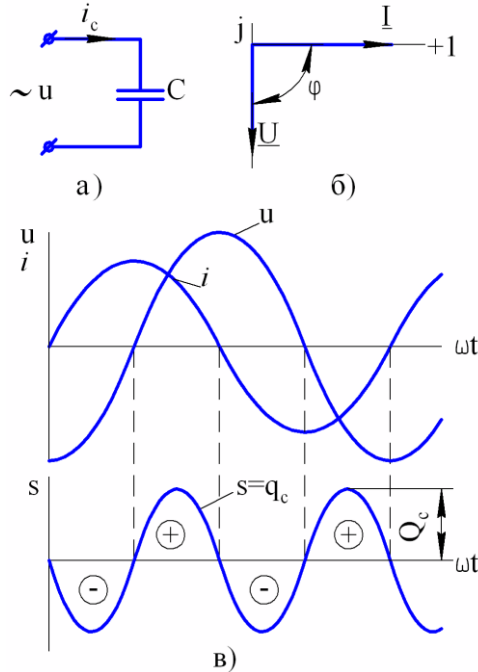
$$x_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C}. \quad (5.6)$$

На схемах такі електроприймачі позначають як ємнісний елемент (конденсатор) C (рис. 5.3 а). Прикладом таких електроприймачів можуть бути конденсаторні батареї, у яких використовують конденсатори з малими втратами (ідеальні конденсатори).

Миттєву потужність електричного кола з ємнісним елементом визначають за формулою, ВА:

$$\begin{aligned} s &= q_C = ui = U_m \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \cdot I_m \sin \omega t = \\ &= UI \cos\left(-\frac{\pi}{2}\right) - UI \cos\left(2\omega t - \frac{\pi}{2}\right) = -UI \sin 2\omega t. \end{aligned} \quad (5.7)$$

За такого навантаження вектор напруги відстає за фазою від вектора струму на кут $\varphi = 90^\circ$ (рис. 5.3 б), а графіки зміни напруги, струму й потужності набувають вигляду, зображеного на рисунку 5.3 в.



*Рисунок 5.3 – Електричне коло з реактивним ємнісним характером навантаження:
 а) електрична схема; б) векторна діаграма;
 в) графіки зміни напруги, струму й потужності*

Нульове середнє значення за період активної потужності свідчить про те, що електроприймач із лише реактивним ємнісним навантаження не споживає від джерела живлення активної енергії: у додатний півперіод синусоїди q_c енергія надходить від джерела до електроприймача й накопичується в ньому як енергія електричного поля, а впродовж від'ємного півперіоду така сама кількість енергії передається від електроприймача до джерела. Цю енергію називають **реактивною ємнісною енергією**. Миттєве значення потужності q_c називають миттєвим значенням реактивної ємнісної потужності, а її амплітудне значення позначають Q_c і називають **реактивною ємнісною потужністю**. Аналогічно реактивній

індуктивній енергії (потужності) реактивна ємнісна енергія (потужність) не виконує корисної роботи, тому що одна й та сама кількість енергії перетікає між джерелом та електроприймачем і використовується лише для створення електричного поля в ємнісному елементі.

Порівнюючи синусоїди q_L і q_C (рис. 5.2 і 5.3), що є знакозмінними функціями часу з подвійною частотою відносно частоти струму й напруги та перебувають у протифазі одна до одної, можна зробити важливий практичний висновок:

упродовж першого півперіоду, коли енергія накопичується в індуктивному елементі, у ємнісному елементі відбувається її віддавання, а впродовж другого півперіоду – зворотний процес: енергія накопичується в ємнісному елементі, а в індуктивному відбувається її віддавання;

4) з **активно-індуктивним характером навантаження**. Такі електроприймачі чинять проходженню струму **повний опір**, величину якого визначають за формулою, Ом:

$$\underline{Z} = r + jx_L = \sqrt{r^2 + x_L^2} e^{j\varphi} = z e^{j\varphi}. \quad (5.8)$$

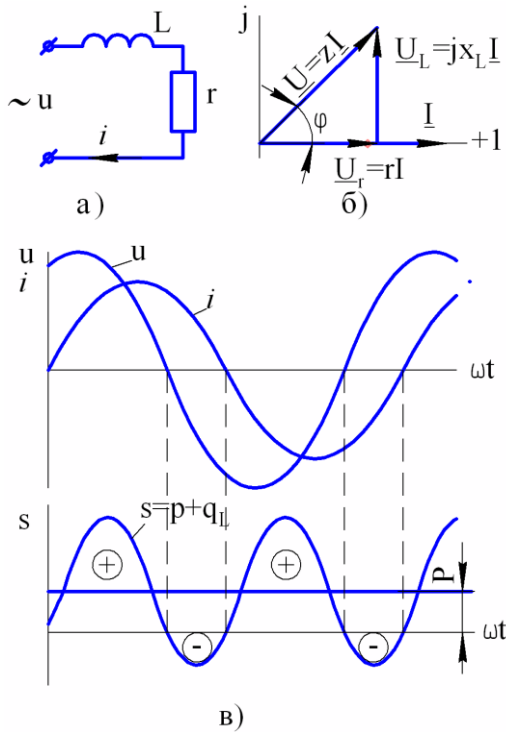
На схемах такі електроприймачі спрощено можна позначити як послідовно з'єднані індуктивний L і резистивний r елементи (рис. 5.4 а). Прикладом таких електроприймачів можуть бути асинхронні двигуни, зварювальні трансформатори, освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами та ін.

За такого навантаження вектор напруги випереджає за фазою вектор струму на кут φ (рис. 5.4 б), величину якого визначають за формулою, рад:

$$\varphi = \arctg\left(\frac{x_L}{r}\right). \quad (5.9)$$

Миттєву потужність електричного кола з індуктивним L і резистивним r елементами визначають за формулою, В · А:

$$\begin{aligned} s &= ui = U_m \sin(\omega t + \varphi) \cdot I_m \sin \omega t = \\ &= UI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) + UI \sin \varphi \sin 2\omega t = p + q_L. \end{aligned} \quad (5.10)$$



**Рисунок 5.4 – Електричне коло з активно-індуктивним характером навантаження:
а) електрична схема; б) векторна діаграма;
в) графіки зміни напруги, струму й потужності**

У кінцевому записі миттєвої потужності (5.10) є дві складові: перша відповідає миттєвим значенням активної p , а друга – реактивної індуктивної q_L потужностей. Сума цих потужностей дорівнює миттєвому значенню повної потужності s .

Графіки зміни напруги, струму й потужності набирають вигляду, зображеного на рисунку 5.4 в.

Середнє за період значення активної потужності електричного кола з індуктивним і резистивним елементами визначають за формулою, Вт:

$$P = ui = \frac{1}{T} \int_0^T UI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) dt + \int_0^T UI \sin \varphi \sin 2\omega t dt = UI \cos \varphi. \quad (5.11)$$

Ця частина потужності (енергії) передається лише в одному напрямку – від джерела живлення до електроприймача, у якому відбувається незворотний процес перетворення її в інший вид енергії. Друга частина потужності (енергії) – реактивна індуктивна – перетікає між джерелом та електроприймачем і використовується лише для створення магнітного поля в індуктивному елементі. Її величину визначають за формулою, ВАР:

$$Q = UI \sin \varphi. \quad (5.12)$$

Співвідношення реактивної й активної потужностей визначає **коефіцієнт потужності**:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P}. \quad (5.13)$$

Коефіцієнт потужності можна визначити й косинусом кута зсуву фаз між струмом і напругою:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}; \quad (5.14)$$

5) з **активно-емнісним характером навантаження**, що чинять проходженню струму **повний опір**, величину якого визначають за формулою, Ом:

$$\underline{Z} = r - jx_C = \sqrt{r^2 + x_C^2} e^{-j\varphi} = z e^{-j\varphi}. \quad (5.15)$$

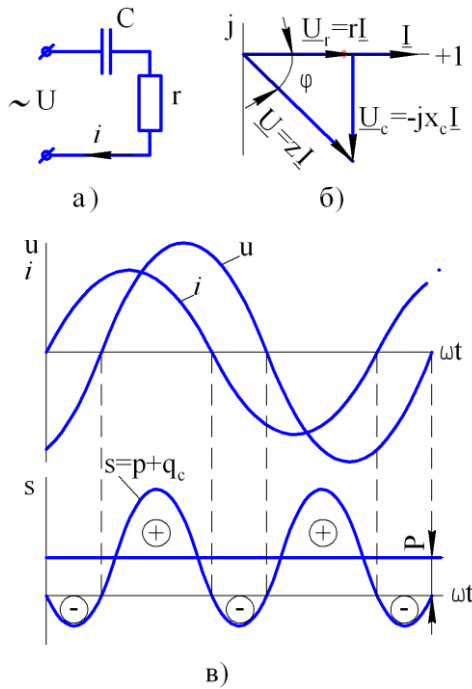
На схемах такі електроустановки спрощено можна позначити як послідовно з'єднані емнісний С і резистивний r елементи (рис. 5.5 а). Прикладом таких електроустановок можуть бути конденсаторні батареї, у яких використовують конденсатори з істотними втратами (наприклад, конденсатори з

рідкими або твердими діелектриками, у яких частина підведеної до них енергії витрачається на поляризацію діелектрика).

За такого навантаження вектор напруги відстає за фазою від вектора струму на кут φ (рис. 5.5 б), величину якого визначають за формулою, рад:

$$\varphi = \arctg\left(\frac{x_c}{r}\right). \quad (5.16)$$

Графіки зміни напруги, струму й потужності набирають вигляду, зображеного на рисунку 5.5 в.



*Рисунок 5.5 – Електричне коло з активно-ємнісним характером навантаження:
а) електрична схема; б) векторна діаграма;
в) графіки зміни напруги, струму й потужності*

Порівнюючи графіки зміни миттєвих значень потужностей для активно-індуктивного (рис. 5.4 в) та активно-ємнісного (рис. 5.5 в) характерів навантаження можна дійти висновків, що в обох ситуаціях відбуваються аналогічні процеси, під час яких активна енергія передається від джерела живлення до електроприймача, у якому відбувається незворотний процес перетворення її в інший вид енергії, а реактивна енергія перетікає між джерелом та електроприймачем і використовується лише для створення електричного поля в ємнісному елементі й магнітного в індуктивному. Водночас процеси перетікання реактивних енергій в обох ситуаціях мають зсув у часі.

Певні електроустановки електропостачальної системи й електроприймачі мають усі три складові опору: резистивну, індуктивну та ємнісну. Прикладом можуть бути ЛЕП: як повітряні, так і кабельні. Повний опір ЛЕП визначають за формулою, Ом:

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= r + jx_L - jx_C = \sqrt{r^2 + (x_L - x_C)^2} e^{\pm j\varphi} = \\ &= \sqrt{r^2 + x^2} e^{\pm j\varphi} = z e^{\pm j\varphi}. \end{aligned} \quad (5.17)$$

Залежно від співвідношення індуктивної x_L та ємнісної x_C складових сумарний реактивний опір $x = x_L - x_C$ буде зумовлювати або активно-індуктивний, або активно-ємнісний характер навантаження. Відповідно до цього така електроустановка чи електроприймач може належати до четвертої або п'ятої групи за характером навантаження.

Підбиваючи підсумок розглянутих вище процесів в електричних колах із різними характерами навантаження, можна стверджувати, що лише за активного характеру навантаження енергія передається від джерела живлення до електроприймача й може бути корисно використаною в ньому. За інших характерів навантаження вся або частина енергії лише перетікає між джерелом та електроприймачем і не виконує корисної роботи. Тому важливим є питання, як повністю або частково уникнути такого неефективного перетікання енергії від джерела до електроприймача.

Для теоретичного обґрунтування можливості досягнення такого результату розглянемо роботу схеми на рисунку 5.6 а.

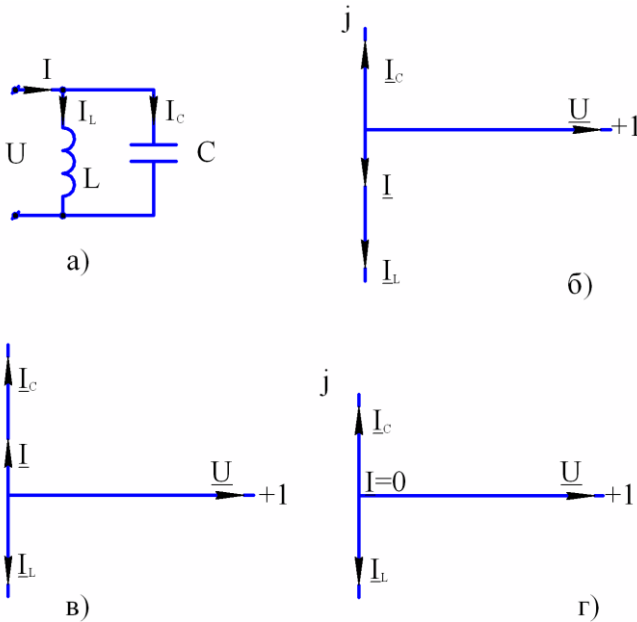


Рисунок 5.6 – Електричне коло з паралельним з'єднанням елементів з індуктивним та ємнісним характером навантаження:

а) електрична схема; б, в, г) векторні діаграми

На цій схемі електроприймачі з ємнісним та індуктивним характером навантаження підключені паралельно. Згідно з першим законом Кірхгофа можна записати, А:

$$\underline{I} = \underline{I}_L + \underline{I}_C = \underline{U} \left(\frac{1}{jX_L} + \frac{1}{-jX_C} \right). \quad (5.18)$$

Відповідно до (5.18) величина струму I в нерозгалуженій частині схеми залежить від співвідношення реактивного індуктивного x_L і реактивного ємнісного x_C опорів:

• якщо $x_L < x_C$, навантаження матиме індуктивний характер. Через індуктивний елемент протікатиме струм I_L , більший за струм у нерозгалуженій частині схеми I. Векторна діаграма для цієї умови зображена на рисунку 5.6 б;

• якщо $x_C < x_L$, навантаження матиме ємнісний характер. Через ємнісний елемент протікатиме струм I_C , більший за струм I в нерозгалуженій частині схеми (рис. 5.6 в);

• якщо $x_C = x_L$, виникає режим, за якого струм I в нерозгалуженій частині схеми (струм, що протікає через джерело живлення) дорівнюватиме нулю (рис. 5.6 г). Цей режим роботи називають **режимом резонансу струмів**.

На підставі проведеного аналізу можна зробити важливий практичний висновок:

паралельне підключення елементів з ємнісним та індуктивним характерами навантаження забезпечує взаємну компенсацію необхідної енергії для створення магнітного поля індуктивного елемента завдяки енергії електричного поля ємнісного елемента й тим самим зменшує, а в режимі резонансу струмів і повністю внеможливіє, перетікання реактивної енергії від джерела до електроприймачів.

Процес зниження реактивної потужності, що перетікає між джерелом живлення й електроприймачами, називають **компенсацією реактивної потужності**.

5.2 Теоретичне обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності

Проблема компенсації реактивної потужності дуже актуальна для електропостачальних систем. Для пояснення цього питання розглянемо рисунок 5.7, на якому зображена спрощена схема передавання електроенергії з двома ступенями трансформації.

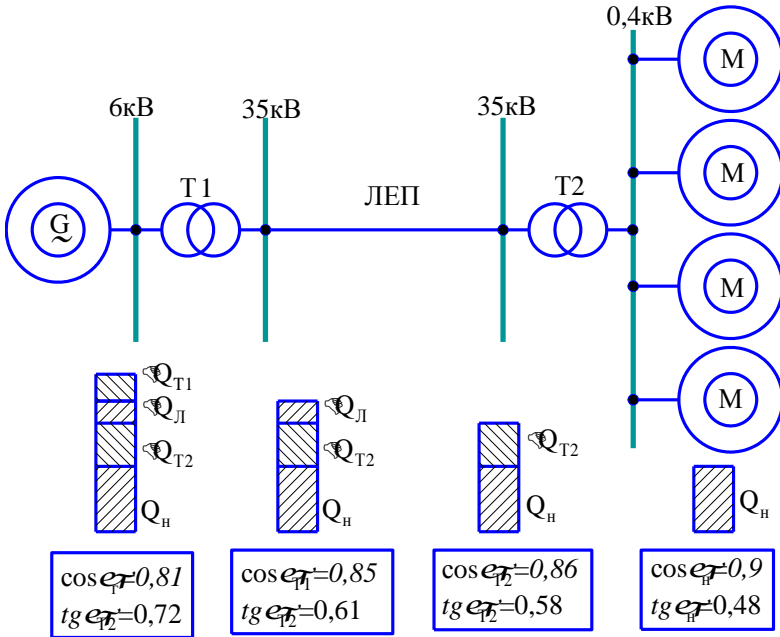


Рисунок 5.7 – Пояснення необхідності компенсації реактивної потужності

Як бачимо на рисунку 5.7, кожна ділянка електропостачальної системи зумовлює збільшення реактивної потужності й відповідну зміну коефіцієнта потужності. Так, якщо реактивна потужність навантаження на шинах 0,4 кВ становить 48 % від активної потужності ($Q_H = \text{tg } \varphi_H \cdot P_H = 0,48 P_H$), то вже на шинах генераторної напруги ця цифра досягає значення 72 %. Наведені цифрові дані збільшення реактивної складової потужності (на 24 %) у цьому разі лише орієнтовні. У реальних електропостачальних системах, у яких електрична енергія на шляху від джерела до електроприймача має значно більше ніж два ступені трансформації, а довжина ЛЕП становить десятки й сотні кілометрів, збільшення реактивної

потужності, якщо не застосовувати заходи її компенсації, може бути значно більшим.

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

- **повної потужності генератора**, що визначають за формулою, $B \cdot A$:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} ; \quad (5.19)$$

- **струму**, що визначають за формулою, A :

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} . \quad (5.20)$$

Генерація та передавання від джерела живлення до електроприймачів великих значень реактивної енергії економічно недоцільні з таких причин:

- **зростають додаткові втрати активної потужності**, що визначають за формулою, кВт:

$$\Delta P = 3I^2 r \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 r}{U^2} 10^{-3} + \frac{Q^2 r}{U^2} 10^{-3} = \Delta P_a + \Delta P_p , \quad (5.21)$$

де r – активний опір однієї фази електропостачальної системи, Ом;

ΔP_a – складова втрат активної потужності від передавання активної потужності, кВт;

ΔP_p – складова втрат активної потужності від передавання реактивної потужності, кВт.

Втрати ΔP_p є в кожній ланці електропостачальної системи, тому їх потрібно компенсувати активною енергією генератора;

- **з'являються додаткові втрати реактивної потужності в ЛЕП**. Величину втрат реактивної потужності в ЛЕП визначають за формулою, кВАр:

$$\Delta Q = 3I^2 x_L \cdot 10^{-3} , \quad (5.22)$$

де I – сила струму навантаження в ЛЕП, А;

l – довжина лінії, км;

x_L – індуктивний опір 1 км ЛЕП, Ом, що визначають за формулою (5.3).

Для повітряної ЛЕП індуктивність визначають за формулою, Гн/км:

$$L = (4,61g \frac{D_{cp}}{r} + 0,5)10^{-4}, \quad (5.23)$$

де $D_{cp} = 3\sqrt{ABC}$ – середня геометрична відстань між проводами ЛЕП, см;

A, B, C – відстань між проводами, см;

r – радіус проводу, см;

• **збільшення витрат на спорудження ЛЕП.** Збільшення повної потужності S , пов'язане зі збільшенням реактивної складової потужності Q , зумовлює згідно з (5.20) збільшення сили струму. У свою чергу, збільшення сили струму в проводах (жилах) ЛЕП за умовами нагрівання зумовлює збільшення їх перерізу й призводить до **перевитрат кольорового металу** в усіх видах ЛЕП, а в повітряних ЛЕП – до **збільшення витрат матеріалу на виготовлення опор**.

Пояснимо це таким прикладом. Ураховуючи те, що активна складова I_a та повний струм I пов'язані залежністю $I_a = I \cos \varphi$, загальні втрати активної потужності в ЛЕП можна визначити за формулою, кВт:

$$\Delta P = 3I^2 r \cdot 10^{-3} = \frac{3I_a^2 r}{(\cos \varphi)^2} 10^{-3} = \frac{\Delta P_a}{(\cos \varphi)^2}. \quad (5.24)$$

Згідно з (5.24) можна зробити висновок, що загальні втрати активної потужності в ЛЕП обернено пропорційні квадрату коефіцієнта потужності. Тоді, за умови, що по ЛЕП передається одна й та сама активна потужність, якій відповідає певне значення струму I_a , у разі зменшення коефіцієнта потужності, скажімо з 1 до 0,85, активні втрати зростають у $1/0,85^2 = 1,38$ раза. Таке збільшення активних втрат зумовить збільшення маси проводів у 1,18 раза або майже на 1/5 більше ніж необхідна маса проводів, якщо немає перетікання реактивної потужності ЛЕП;

• **неефективне використання потужності генераторів електростанцій.** Повну потужність генератора S визначають двома складовими – активною P і реактивною Q . За умови нагрівання обмоток генератора повний струм генератора не повинен перевищувати його номінального значення. У разі зростання реактивної потужності, а особливо якщо її дійсні значення більші за номінальне значення, що визначають номінальним коефіцієнтом потужності генератора, активне (корисне) навантаження на генератор потрібно зменшити. Таке змушене зменшення активного навантаження спричиняє зменшення ККД генератора, тобто неефективне його використання. Зменшення ККД призводить також до збільшення питомих витрат пального;

• **неефективне використання потужності силових трансформаторів.** Ефективність використання потужності силових трансформаторів істотно залежить від коефіцієнта потужності. Якщо до трансформатора підключені електроприймачі лише з активним характером навантаження, коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 1$, а повна потужність, що передається через трансформатор, дорівнюватиме активній потужності ($S = P/\cos\varphi = P$). У такому разі використання потужності трансформатора може бути найефективнішим.

Зменшення коефіцієнта потужності означає збільшення реактивної та зменшення активної складових повної потужності, що передається через трансформатор, за умови, що повна потужність навантаження не перевищує номінального значення повної потужності трансформатора. Водночас ефективність використання потужності трансформатора знижується.

Доведемо це на прикладі.

Приклад. Є силовий трансформатор потужністю 1 600 кВА, активна складова навантаження якого становить 1 000 кВт, а реактивна – 1 250 кВАр. Таке навантаження відповідає номінальному навантаженню для цього трансформатора. Експлуатація трансформатора з таким навантаженням можлива, але ККД трансформатора буде меншим за максимально можливий.

Якщо зменшити (наприклад, завдяки компенсації) реактивну складову потужності на 500 кВАр, повна потужність, що передається через трансформатор, становитиме 1 250 кВ · А. У такому разі трансформатор буде завантаженим на 78 %, і його робота буде більш економічно доцільною, ніж за його завантаження на 100 %, тому що ККД трансформатора матиме максимальне можливе значення.

Є й інший шлях ефективного використання цього трансформатора: залишаючи незмінною величину реактивної потужності (750 кВАр), можна додатково навантажити його активною потужністю понад 410 кВт;

• **збільшуються втрати напруги** на всіх елементах електропостачальної системи, величину яких визначають за формулою, В:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U} = \frac{P \cdot r}{U} + \frac{Q \cdot x}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (5.25)$$

де ΔU_a , ΔU_p – втрати напруги, зумовлені активною й реактивною потужностями відповідно, В.

ГОСТ 13109-97 [8] обмежує допустимі зниження напруги приймачів електричної енергії, а тому кількість реактивної енергії, що може бути переданою певними ділянками електропостачальної системи, обмежена. Перевищення цих граничних значень реактивної потужності може призвести до недопустимих спадів напруги.

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

Баланс реактивної потужності передбачає рівність генерованої та споживаної реактивних енергій за умови допустимих знижень напруги в певних вузлах електропостачальної системи. Рівняння балансу реактивної потужності записують формулою, кВАр:

$$Q_d = Q_c + Q_l + Q_T, \quad (5.26)$$

де Q_d – сумарне надходження реактивної енергії від джерел, кВАр;

Q_C – сумарне реактивне навантаження від споживачів, кВАр;

Q_L – сумарні втрати реактивної потужності в ЛЕП, кВАр;

Q_T – сумарні втрати реактивної потужності в силових трансформаторах електропостачальної системи, кВАр.

Ураховуючи те, що процеси генерації й споживання реактивної енергії збігаються в часі, а всі складові правої частини рівняння (5.26) у реальних системах є величинами змінними, баланс реактивної потужності за умови стабільної частоти струму досягають зміною спаду напруги. У ті моменти часу, коли реактивна потужність джерел живлення недостатня для компенсації реактивної потужності споживачів за заданої напруги, відбувається спад напруги до тих значень, що забезпечать баланс реактивних потужностей. Якщо співвідношення реактивних потужностей джерел і приймачів у певний момент часу зміниться на протилежне, напруга підвищиться на таку величину, що приведе до збереження балансу реактивних потужностей. Таке явище називають **регулювальним ефектом навантаження на напругу**. Як показує досвід експлуатації електропостачальних систем, регулювальний ефект проявляється лише за умови, що зниження напруги не досягне певного критичного значення $U_{кр}$, що для промислових електропостачальних систем дорівнює 75–85 % номінального значення напруги $U_{ном}$. Зниження напруги до значень, менших від $U_{кр}$, може призвести до явища, що називають **лавинною напругою**, під час якого відбувається затяжний перехідний процес дисбалансу як в окремих вузлах, так і в усій електропостачальній системі. Для запобігання лавині напруг та можливій зупинці роботи використовують спеціальні заходи: створення резервів реактивної потужності на електростанціях, відключення окремих споживачів, форсування збудження генераторів та ін.

Резервом реактивної потужності називають найбільше значення реактивної потужності, що додатково можуть споживати в певному вузлі електропостачальної системи за умови додержання допустимих значень знижень напруги.

Дефіцитом реактивної потужності називають найменше значення реактивної потужності, що можна компенсувати в певному вузлі електропостачальної системи за умови, що

коливання напруги, зумовлене зміною реактивної потужності, не перевищуватиме встановлених меж.

Відповідно до вищезазначеного робимо висновок, що економічно доцільно зменшити реактивну потужність, що перетікає між джерелами живлення й електроприймачами, і тим самим зменшити величину втрат і збитків, зумовлених наведеними вище явищами в складових частинах електропостачальної системи.

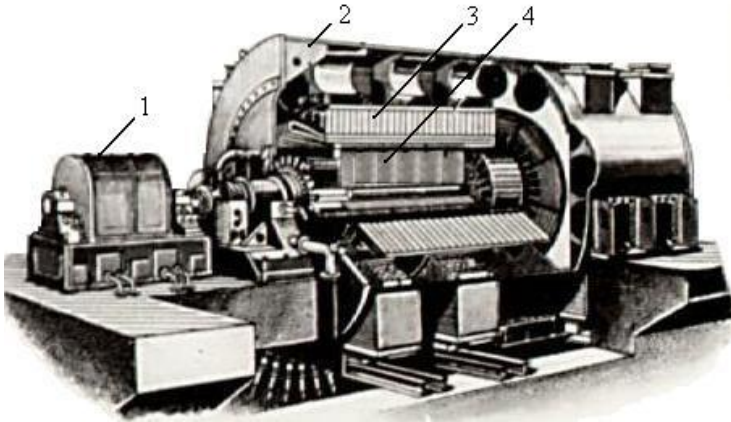
5.3 Джерела й приймачі реактивної енергії

Прийнято вважати, що реактивну потужність генерує певний елемент електропостачальної системи або електроприймач, якщо він створює реактивний ємнісний (чи активно-ємнісний) характер навантаження. Його називають **джерелом реактивної енергії**, а реактивну потужність позначають Q_C . Якщо певний елемент електропостачальної системи або електроприймач створює реактивний індуктивний (чи активно-індуктивний) характер навантаження, то вважають, що реактивна потужність споживається. Його називають **приймачем реактивної енергії**, а реактивну потужність позначають Q_L .

5.3.1 Джерела реактивної енергії

Основним джерелом реактивної енергії для електропостачальної системи є **генератори електростанцій** – турбогенератори або гідрогенератори.

Турбогенератор – це швидкохідна горизонтальна електрична машина з нерухомим статором та обертовим циліндричним неявнополюсним ротором (рис. 5.8). Вал ротора цих генераторів безпосередньо з'єднаний із валом парової чи газової турбіни й обертається з великою швидкістю. Велика частота обертання турбогенераторів зумовлена тим, що з її підвищенням зростає економічність роботи парових і газових турбін та зменшуються габарити турбін і генераторів.



*Рисунок 5.8 – Турбогенератор:
1 – збудник; 2 – корпус; 3 – статор; 4 – ротор*

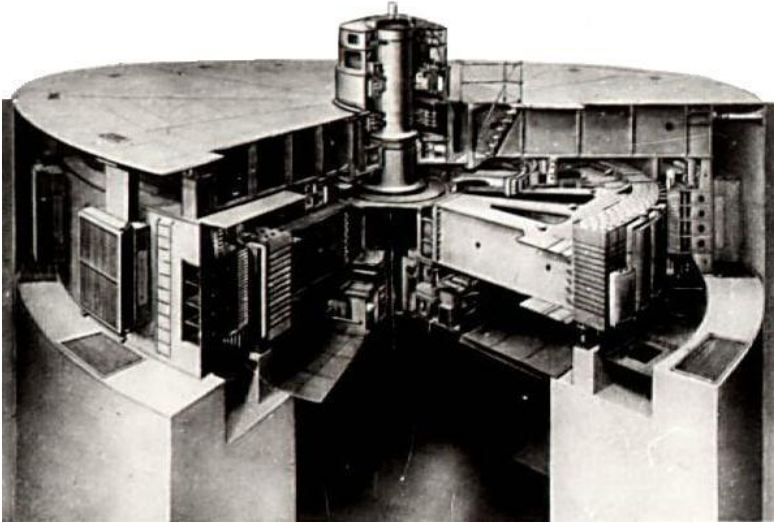
Відповідно до частоти змінного струму 50 Гц промисловість виготовляє здебільшого двополосні (значно рідше – чотириполосні) турбогенератори з номінальною частотою 3 000 об/хв та активною потужністю: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 200; 300; 500; 800; 1 000; 1 200 МВт.

Турбогенератори виготовляють із такими номінальними значеннями коефіцієнтів потужності ($\cos f_{\text{ном}}$):

- за потужності до 100 МВт – 0,8;
- за потужності 160–500 МВт – 0,85;
- за потужності 800 МВт і вищої – 0,85–0,90.

Гідрогенератор – це тихохідна вертикальна електрична машина (рис. 5.9). Частоту обертання ротора гідрогенератора приймають рівною найбільш вигідній частоті обертання гідротурбіни, і вона може мати значення від 50 до 750 об/хв.

Для гідрогенераторів не встановлюють стандартних значень номінальних потужностей, тому що їх потужність залежить від напору й затрат води, а ці параметри дуже відрізняються для різних гідроелектростанцій. У наслідок цього номінальну потужність гідрогенератора встановлюють спеціальним проектом.



*Рисунок 5.9 – Гідрогенератор
потужністю 500 МВ · А*

Гідрогенератори виготовляють із такими номінальними значеннями коефіцієнтів потужності ($\cos \varphi_{\text{ном}}$):

- за потужності до 125 МВт – 0,8;
- за потужності понад 125 і до 360 МВт – 0,85;
- за потужності понад 360 МВт – 0,90;

За номінального навантаження реактивну потужність генератора визначають за формулами, кВАр:

$$Q_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} \quad (5.27)$$

або

$$Q_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} \cdot \sin \varphi_{\text{ном}}, \quad (5.28)$$

де $P_{\text{ном}}$ – номінальна активна потужність генератора, МВт;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна повна потужність генератора, МВА;

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

Зміна генерованої реактивної потужності спричиняє відповідні зміни розмагнічувальної дії реакції якоря генератора.

Якщо реактивна потужність генератора перевищуватиме його номінальне значення, можливі три варіанти вирішення проблеми:

1) необхідно збільшувати струм збудження генератора до вищого за номінальне значення. Але таке збільшення тривалий час неможливе, тому що може призвести до перевантаження й перегрівання обмоток ротора й збудника;

2) залишити струм збудження генератора рівним номінальному. У такому разі після збільшення реакції якоря повна потужність генератора S буде меншою за її номінальне значення $S_{ном}$, кВА:

$$S < S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi_{ном}} . \quad (5.29)$$

Водночас активне навантаження генератора зменшується не пропорційно зменшенню його коефіцієнта потужності, а дещо швидше, і після зниження активного навантаження генератора від нього неможливо одержати номінальну повну потужність $S_{ном}$. Зазначене вище наочно ілюструють графіки зміни повної й реактивної потужностей та коефіцієнта потужності генератора від його активного навантаження, зображені на рисунку 5.10;

3) взяти заходів для зменшення реактивної складової повної потужності й тим самим забезпечити найбільш прийнятний режим роботи генератора. Як показує практика, таке рішення переважно найбільш ефективно й економічно доцільне. Вивченню таких заходів присвячений один із наступних параграфів.

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

Як зазначено в п. 1.6, крім активної складової опору ЛЕП, наявні й реактивні складові. У трипровідних мережах кожний фазний провід і земля, а в чотирипровідних – три фазні й один нейтральний провід та земля є сукупністю умовних конденсаторів (на рис. 1.4 – C_A, C_B, C_C, C_N), через які протікає зарядний струм ЛЕП. Крім того, кожна пара фазних проводів (жил) у трипровідній мережі, а в чотирипровідній мережі кожна

пара фазних проводів (жил), з'єднаних між собою і з нейтральним проводом є також умовним конденсатором.

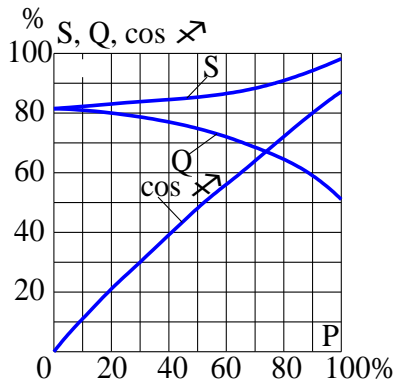


Рисунок 5.10 – Графіки залежностей повної S і реактивної Q потужностей та коефіцієнта потужності генератора $\cos \varphi$ від величини його активного навантаження P

Сукупність усіх цих умовних конденсаторів і створює повну **робочу зарядну ємність ЛЕП**, що зумовлює появу **реактивної ємнісної потужності ЛЕП Q_C** , генерованої в електропостачальну систему.

Для розрахунку повітряних ЛЕП використовують схеми заміщення. У спрощеній П-подібній схемі заміщення (рис. 5.11) величину реактивної ємнісної потужності визначають за формулою, кВАр:

$$Q_C = q_0 l, \quad (5.30)$$

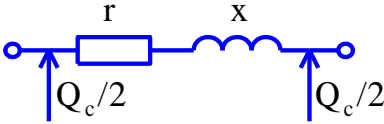
де l – довжина ЛЕП, км;

q_0 – питома реактивна провідність ЛЕП, $\text{См}/\text{км}$, що визначають за формулою:

$$q_0 = b_0 U_{\text{ном}}^2, \quad (5.31)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальне значення напруги, В;

b_0 – питома активна провідність, $\text{См}/\text{км}$, що визначають за довідниками.



*Рисунок 5.11 – Спрощена
Π-подібна схема заміщення
повітряної ЛЕП*

Середні значення реактивної ємнісної потужності ЛЕП на 1 км її довжини за $U = 1,05 U_{\text{ном}}$ дорівнюють:

- для ЛЕП 35 кВ – $0,37 \cdot 10^{-2}$ МВАр;
- для ЛЕП 110 кВ – $3,6 \cdot 10^{-2}$ МВАр;
- для ЛЕП 220 кВ – $14 \cdot 10^{-2}$ МВАр.

Крім генераторів електростанцій і ЛЕП, інших «природних» джерел реактивної енергії в електропостачальній системі немає. А тому для збереження в системі балансу реактивної потужності цих основних джерел повинно бути достатньо для покриття всіх реактивних навантажень приймачів реактивної енергії або частину реактивної потужності необхідно компенсувати. Як показує практика, близько 50 % реактивної потужності в електропостачальній системі виробляють генератори електростанцій, 25 % – ЛЕП, а 25 % необхідно компенсувати для збереження балансу реактивної енергії.

5.3.2 Приймачі реактивної енергії

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

Розподіл реактивної енергії між головними приймачами реактивної енергії відбувається в таких пропорціях: силові трансформатори – 40–45 %, асинхронні двигуни – 30–35 %, електричні мережі – 13–15 %, інші електроприймачі (індукційні

та дугові печі, зварювальні трансформатори, перетворювальні установки, освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами та ін.) – 7–10 %.

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

Останніми роками чітко простежується також тенденція до збільшення споживання реактивної енергії в сільських мережах. Це пов'язано з широким упровадженням у сільськогосподарське виробництво механізованих та автоматизованих комплексів із відгодівлі тварин і птиці, електричного опалення, переробленням сільськогосподарської продукції, забезпеченням централізованого водопостачання та ін. Для електропривода таких установок найчастіше використовують асинхронні електродвигуни, що є приймачами реактивної енергії.

Із кожним роком зростають реактивні навантаження і в електропостачальних мережах житлових будинків, споруд і будинків суспільного призначення. Особливо це властиве новим висотним будинкам у містах, у яких установлюють пасажирські й грузові ліфти, функціонують системи водопостачання, вентиляції, пожежного захисту та ін. Істотно збільшується споживання реактивної енергії й побутовими приладами: холодильниками, пральними машинами, кухонними приладами, освітлювальними приладами з люмінесцентними лампами та ін. Коефіцієнт потужності певних із них становить лише $\cos \varphi = 0,4\text{--}0,5$. Оди́нична потужність таких електроприймачів зазвичай невелика, але, зважаючи на те, що таких електроприймачів у середньостатистичній квартирі десятки, а в багатоповерховому будинку сотні й тисячі штук, фактичний коефіцієнт потужності на вводі в багатоповерховий будинок може бути меншим за $\cos \varphi = 0,7$.

Нижче проаналізована робота основних приймачів реактивної енергії.

5.3.2.1 Силіві трансформатори

На шляху від джерела до електроприймача в реальних електропостачальних системах електрична енергія проходить зазвичай від двох до шести ступенів її трансформації, що відбувається як у підвищувальних, так і в понижувальних силових трансформаторах. Унаслідок цього встановлена потужність силових трансформаторів у кілька разів перевищує потужність генераторів електростанцій, що працюють на цю електропостачальну систему. Силіві трансформатори – обов'язкова й одна з головних ланок в електропостачальній системі. Вони можуть бути як трифазними, так і однофазними.

Силівий трансформатор – це приймач реактивної енергії. Це зумовлено принципом дії трансформатора, що базується на законі електромагнітної індукції. Оскільки процеси, що відбуваються в однофазному й трифазному трансформаторах, аналогічні, для їх пояснення розглянемо роботу однофазного трансформатора (рис. 5.12).

Під час подання змінної синусоїдної напруги u_1 на первинну обмотку (1) трансформатора з кількістю витків w_1 нею протікатиме змінний синусоїдний струм i_1 . У первинній обмотці електрична енергія перетворюється в енергію змінного магнітного поля, що, як зазначали в п. 5.1, можливо за наявності реактивної індуктивної потужності. Магнітне поле первинної обмотки зумовлює появу двох магнітних потоків – основного Φ_1 і розсіювання Φ_{1p} .

Основний магнітний потік Φ_1 протікає магнітопроводом (2), оскільки він створює найменший магнітний опір для його протікання, тому що виготовлений з електротехнічної сталі. Основний магнітний потік Φ_1 індукуює в первинній обмотці (1) ЕРС самоіндукції E_1 , що водночас зі спадом напруги на повному опорі Z_1 первинної обмотки урівноважує прикладену до первинної обмотки напругу U_1 згідно з рівнянням:

$$\underline{U}_1 = -\underline{E}_1 + \underline{I}_1 \underline{Z}_1 = \text{const.} \quad (5.32)$$

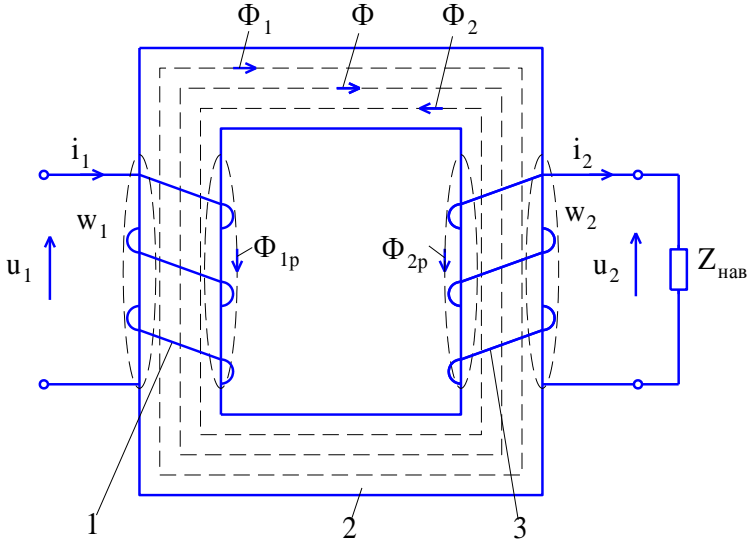


Рисунок 5.12 – Схема трансформатора з позначеннями його основних електричних і магнітних величин

У вторинній обмотці (3) енергія магнітного поля перетворюється знову в електричну енергію. Основний магнітний потік Φ_1 індукє у вторинній обмотці (3) із кількістю витків w_2 ЕРС взаємоіндукції E_2 . У режимі неробочого ходу, коли струм у вторинній обмотці дорівнює нулю ($i_2 = 0$), магнітопроводом протікає магнітний потік Φ_1 , зумовлений дією лише первинної обмотки. Під час роботи під навантаженням вторинною обмоткою протікає струм i_2 , виникає магнітне поле вторинної обмотки, що зумовлює появу двох магнітних потоків вторинної обмотки – основного Φ_2 , і розсіювання $\Phi_{2р}$.

Магнітні потоки Φ_1 і Φ_2 спрямовані назустріч один одному й створюють основний робочий магнітний потік Φ , що завдяки принципу саморегулювання трансформатора незалежно від величини навантаження залишається незмінним і рівним магнітному потоку під час роботи в режимі неробочого ходу:

$$\underline{\Phi} = \underline{\Phi}_1 - \underline{\Phi}_2 = const. \quad (5.33)$$

Магнітні потоки розсіювання первинної Φ_{1p} і вторинної Φ_{2p} обмоток замикаються лише частково по магнітопроводу, а потім – по сталевих конструкціях трансформатора, повітрю (у сухих) або трансформаторному маслу (в масляних). Потоки розсіювання зчеплюються лише з тією обмоткою, у якій вони виникають. Величина цих потоків прямопропорційно залежить від величини струмів, що протікають відповідними обмотками. У сучасних конструкціях трансформаторів завдяки досконалим технологіям виготовлення магнітопровода й металевих конструкцій трансформатора, а також певному розміщенню обмоток потоки розсіювання за номінального навантаження трансформатора зазвичай не перевищують 0,25 % від основного робочого магнітного потоку, а тому істотно не впливають на величину реактивної потужності трансформатора.

Аналізуючи наведене, можна зробити висновок, що в силових тансформаторах для створення магнітних потоків (основного й розсіювання) необхідна реактивна потужність Q_T , що зазвичай виражають через дві основні складові, кВАр:

$$Q_T = Q_0 + \Delta Q_T, \quad (5.34)$$

де Q_0 – реактивна потужність у режимі неробочого ходу, кВАр;

ΔQ_T – приріст споживання реактивної потужності трансформатора за заданого значення його навантаження, кВАр.

Реактивну потужність неробочого ходу з достатнім для практичних розрахунків наближенням можна розрахувати за формулою, кВАр:

$$Q_0 = I_0 U_{1ном} = \frac{I_0 \%}{100\%} I_{1ном} U_{1ном} \approx \frac{I_0 \% S_{ном}}{100\%}, \quad (5.35)$$

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

$I_0 \%$ – струм неробочого ходу трансформатора у відсотках до номінального значення, величину якого зазначають у паспорті на трансформатор і в довідниках, %;

$I_{1ном}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора, А;

$U_{1\text{ном}}$ – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна повна потужність трансформатора, кВА.

Приріст споживання реактивної потужності з достатнім для практичних розрахунків наближенням можна розрахувати за формулою, кВАр:

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= I_{1\text{ном}} u_k \beta_T^2 = \frac{u_k \%}{100\%} I_{1\text{ном}} U_{1\text{ном}} \beta_T^2 \approx \\ &\approx \frac{u_k \% S_{\text{ном}}}{100\%} \beta_T^2 = \Delta Q_{\text{номТ}} \beta_T^2 \end{aligned}, \quad (5.36)$$

де $\beta_T = I/I_{\text{ном}}$ – коефіцієнт навантаження трансформатора;

u_k – напруга дослідного короткого замикання, кВ;

$u_k \%$ – напруга короткого замикання у відсотках до номінального значення, %;

$\Delta Q_{\text{номТ}} \approx \frac{u_k \% S_{\text{ном}}}{100\%}$ – приріст споживання реактивної потужності трансформатором за його номінального навантаження, кВАр.

З урахуванням наведеного вище формулу (5.36) можна записати так:

$$Q_T = Q_0 + \Delta Q_{\text{номТ}} \beta_T^2. \quad (5.37)$$

На рисунку 5.13 зображені типові графіки зміни реактивної потужності Q_T та коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ силового трансформатора залежно від величини коефіцієнта навантаження за $\cos \varphi_{\text{нав}} = 1$.

Аналіз цих графіків дозволяє дійти висновків:

- реактивна потужність трансформатора в режимі неробочого ходу становить близько половини реактивної потужності за номінального навантаження;
- зі збільшенням навантаження трансформатора відбувається зростання його реактивної потужності;
- робота трансформатора з малим навантаження (10 % і менше) зумовлює істотне зниження коефіцієнта потужності, а тому економічно недоцільна й небажана.

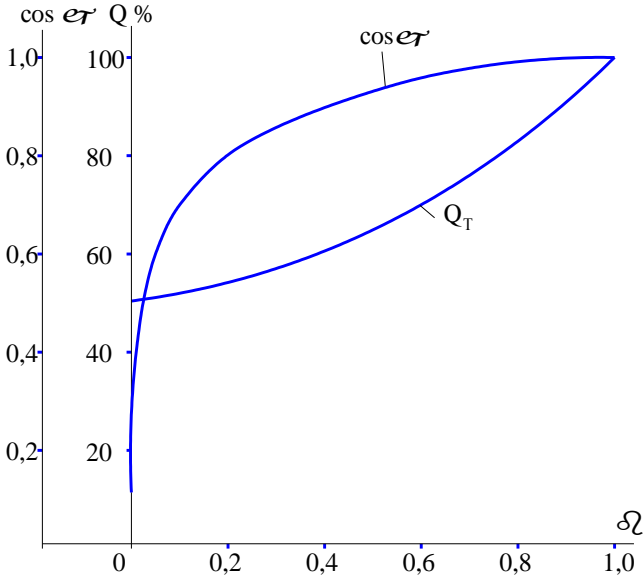


Рисунок 5.13 – Графіки зміни реактивної потужності Q_T і коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ силового трансформатора залежно від величини коефіцієнта навантаження

Для спрощення теоретичних досліджень функціонування трансформатора в різних режимах роботи, а також електричних схем, у складі яких, крім трансформаторів, є й інші електричні пристрої, у яких зв'язок між вхідними й вихідними параметрами електричний, реальний трансформатор зображують у вигляді еквівалентної електричної схеми заміщення. На практиці використовують Г-, П- та Т-подібні схеми заміщення. Кожна з цих схем дозволяє перейти від реальних магнітних до умовних електричних зв'язків між параметрами первинної та вторинної обмоток трансформатора. Прийнято схеми заміщення для трифазних трансформаторів наводити лише для однієї фази, вважаючи, що навантаження для всіх трьох фаз рівномірне й в усіх фазах відбуваються ті самі процеси, але зі зсувом за фазою на кут 120° .

На рисунку 5.14 зображена Т-подібна схема заміщення, параметри окремих елементів якої вибирають так, щоб основні електричні параметри (струм, напруга й потужність) первинної та вторинної обмоток реального й умовного трансформатора з певним допущенням збігалися. Прийнято коефіцієнт трансформації в схемі заміщення вибирати рівним одиниці. Для цього параметри вторинної обмотки (їх позначення записують зі штрихом) приводять до параметрів первинної обмотки, використовуючи формули:

$$U'_2 = U_2 \frac{w_1}{w_2}; I'_2 = I_2 \frac{w_2}{w_1}; r'_2 = r_2 \left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2; \quad (5.38)$$

$$x'_2 = x_2 \left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2; z'_2 = z_2 \left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2,$$

де w_1, w_2 – кількість витків первинної та вторинної обмоток трансформатора відповідно.

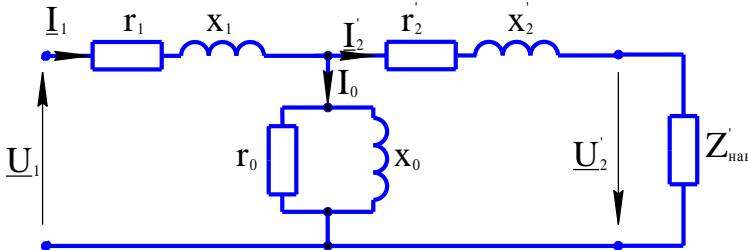


Рисунок 5.14 – Т-подібна схема заміщення

На схемі заміщення зображені такі опори:

r_1 – активний опір первинної обмотки, Ом;

x_1 – реактивний індуктивний опір первинної обмотки, що визначають потоками розсіювання, Ом;

r'_2 – активний опір вторинної обмотки, зведений до параметрів первинної обмотки, Ом;

x'_2 – реактивний індуктивний опір вторинної обмотки, що визначають потоками розсіювання, зведений до параметрів первинної обмотки, Ом;

r_0 – активний опір, еквівалентний активним втратам у магнітопроводі, зумовленим перемагнічуванням і вихровими струмами, Ом;

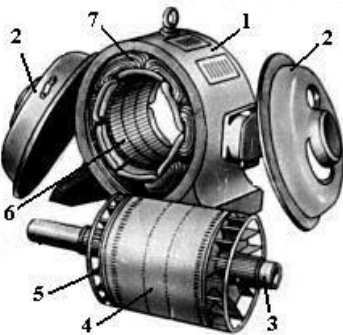
x_0 – реактивний індуктивний опір, що визначає безпосередньо струм намагнічування $I_{\text{нам}}$ та ЕРС самоіндукції E_1 , Ом;

$Z'_{\text{нав}}$ – повний опір змінного навантаження трансформатора, зведений до параметрів первинної обмотки, що визначають за формулою, Ом:

$$Z'_{\text{нав}} = \sqrt{(r'_{\text{нав}})^2 + (x'_{\text{нав}})^2} . \quad (5.39)$$

5.3.2.2 Асинхронні двигуни

Принцип дії асинхронних двигунів як із короткозамкненим (рис. 5.15), так і з фазним (рис. 5.16) ротором базується на законі електромагнітної індукції. Процеси, що відбуваються в асинхронних двигунах, подібні до процесів у трансформаторах. Електрична енергія, підведена до обмоток статора асинхронного двигуна від джерела живлення, перетворюється в енергію змінного магнітного поля. Магнітне поле статора зумовлює появу двох магнітних потоків – основного Φ_1 і розсіювання Φ_{1p} .



*Рисунок 5.15 –
Асинхронний двигун
із короткозамкненим
ротором:
1 – станина;
2 – підшипникові щити;
3 – вал;
4 – магнітопровід ротора;
5 – обмотка ротора;
6 – магнітопровід статора;
7 – обмотка статора*

Основний магнітний потік Φ_1 протікає магнітопроводами статора й ротора, а також повітряним зазором між ними, тому що цей шлях створює найменший магнітний опір для його протікання завдяки виготовленню магнітопроводів з електротехнічної сталі. Основний магнітний потік Φ_1 індукує в обмотках статора ЕРС самоіндукції E_1 , що водночас зі спадом напруги на повному опорі Z_1 обмоток статора урівноважує прикладену до первинної обмотки напругу U_1 згідно з рівнянням (5.32).

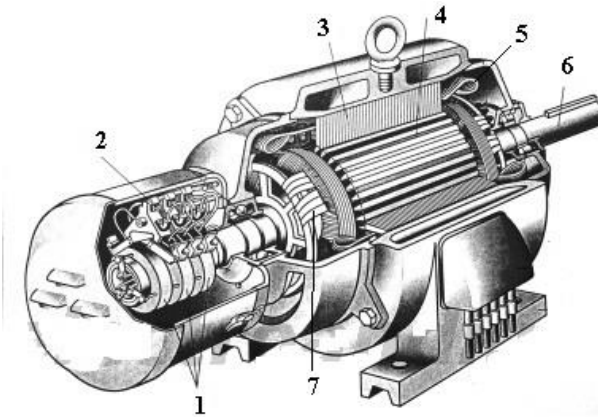


Рисунок 5.16 – Асинхронний двигун із фазним ротором:

*1 – кільця; 2 – щітки; 3 – осердя статора;
4 – осердя ротора; 5 – обмотка статора; 6 – вал;
7 – обмотка ротора*

В обмотці ротора енергія магнітного поля перетворюється знову в електричну енергію. Основний магнітний потік Φ_1 індукує в обмотці ротора ЕРС взаємоіндукції E_2 . Під дією ЕРС E_2 протікає струм ротора, виникає магнітне поле обмотки ротора, що зумовлює появу двох магнітних потоків – основного Φ_2 , і розсіювання Φ_{2p} .

Магнітні потоки Φ_1 та Φ_2 створюють основний робочий магнітний потік Φ , що обертається з частотою, яку називають синхронною частотою й визначають за формулою, об/хв:

$$n_1 = \frac{60f_1}{p}, \quad (5.40)$$

де f_1 – частота напруги джерела живлення, Гц;

p – кількість пар полюсів електродвигуна.

У результаті взаємодії струму обмотки ротора й магнітного потоку на ротор діє обертовий момент, що зумовлює обертання ротора з частотою, яку визначають за формулою, об/хв:

$$n_2 = \frac{60f_1}{p}(1-S), \quad (5.41)$$

де S – ковзання, що визначають за формулою:

$$S = \frac{n_1 - n_2}{n_1}. \quad (5.42)$$

Ураховуючи аналогічність електромагнітних процесів, що відбуваються в трансформаторі та в асинхронному двигуні, останній розглядають як статичний трансформатор, навантаженням для якого є активний опір, у якому поглинається електрична потужність, що дорівнює механічній потужності на валу ротора асинхронного двигуна. Величину цього опору визначають за формулою, Ом:

$$Z_{\text{нав}} = \frac{r_2}{S}, \quad (5.43)$$

де r_2 – активний опір обмотки ротора, Ом.

Зважаючи на те, що синхронна частота обертання n_1 за умови стабільної частоти напруги живлення залишається незмінною, а частота обертання ротора n_2 зі збільшенням навантаження зменшується, згідно з (5.42) збільшується й ковзання. Тоді відповідно до (5.43) опір навантаження $Z_{\text{нав}}$ для статичного трансформатора, яким є реальний асинхронний двигун, зі збільшенням навантаження зменшуватиметься, а струми в обмотках статора й ротора збільшуватимуться.

Проте магнітна система асинхронного двигуна істотно відрізняється від магнітної системи трансформатора. Відмінність полягає в тому, що в асинхронному двигуні є повітряний зазор між статором і ротором, яким проходить основний магнітний потік. Магнітний опір повітряного зазору значно обумовлює сумарний магнітний опір магнітної системи асинхронного двигуна. Збільшення магнітного опору асинхронного двигуна потребує збільшення намагнічувальної сили обмоток статора, що призводить до збільшення струмів намагнічення $I_{\text{нам}}$ та неробочого ходу I_0 , порівнюючи з трансформаторами. Цими явищами пояснюють той факт, що струм неробочого ходу I_0 асинхронних двигунів може становити 25–60 % від $I_{\text{ном}}$, а для силових трансформаторів – лише 2–6 % від $I_{\text{ном}}$. Крім того, наявність повітряного зазору зумовлює значне зростання магнітних потоків розсіювання як статора, так і ротора.

Аналогічно до трансформаторів для розрахунку асинхронних двигунів використовують схеми заміщення. Незважаючи на зазначену вище відмінність магнітної системи асинхронного двигуна й трансформатора, їх схеми заміщення однакові. Так, Т-подібна схема заміщення асинхронного двигуна має вигляд, зображений на рисунку 5.14 для трансформатора. Відмінність полягає в тому, що величину змінного повного опору навантаження $Z'_{\text{нав}}$ у схемі заміщення асинхронного двигуна визначають за формулою, Ом:

$$Z'_{\text{нав}} = r_2 \frac{1 - S}{S}. \quad (5.44)$$

Це означає, що в Т-подібній схемі заміщення асинхронного двигуна величина змінного опору навантаження є функцією ковзання S .

За аналогією до силового трансформатора реактивну потужність асинхронного двигуна $Q_{\text{Ад}}$ виражають через дві основні складові – реактивну потужність у режимі неробочого ходу Q_0 і приріст споживання реактивної потужності за заданих значень його навантаження $\Delta Q_{\text{Ад}}$. Формулу для її визначення записують так, кВАр:

$$Q_{AD} = Q_0 + \Delta Q_{AD} = Q_0 + \Delta Q_{номAD} \beta_{AD}^2, \quad (5.45)$$

де $Q_{номAD}$ – реактивна потужність асинхронного двигуна за номінального навантаження, кВАр, яку розраховують за формулою:

$$Q_{номAD} = \frac{P_{ном}}{\eta_{ном}} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (5.46)$$

де $P_{ном}$, $\eta_{ном}$, $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – номінальні значення потужності, ККД і коефіцієнта потужності асинхронного двигуна відповідно, зазначені в паспорті двигуна або довідниках;

$$\beta_{AD} = \frac{P \eta_{ном}}{P_{ном} \eta} \approx \frac{P}{P_{ном}}. \quad (5.47)$$

Реактивну потужність у режимі неробочого ходу Q_0 із допустимою для практичних розрахунків похибкою визначають за формулою, кВАр:

$$Q_0 \approx \sqrt{3} I_0 U_{ном} = \sqrt{3} I_{ном} U_{ном} \cos \varphi_{ном} \frac{I_0}{I_{ном} \cos \varphi_{ном}} = \frac{P_{ном}}{\eta_{ном}} \frac{I_0}{I_{ном} \cos \varphi_{ном}}. \quad (5.48)$$

Величини реактивної потужності й коефіцієнта потужності асинхронних двигунів залежать від таких факторів:

- **величини навантаження.** Реактивна потужність трифазних асинхронних двигунів у режимі неробочого ходу становить 60–80 % реактивної потужності за номінального навантаження. Тому в разі зменшення навантаження на валу двигуна ($\beta < 1$) коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ істотно зменшується (рис. 5.17) і в режимі неробочого ходу дорівнює $\cos \varphi = 0,1-0,2$;

- **величини напруги.** Коливання напруги живлення обмоток статора асинхронного двигуна U_1 відносно номінального значення зумовлює зміну основного магнітного потоку Φ та ЕРС E_1 , що врівноважує згідно з (5.32) значну частину напруги U_1 . У разі збільшення напруги живлення до вищої за номінальне значення відбувається збільшення струму намагнічування $I_{нам}$ та основного магнітного потоку Φ . Водночас

варто врахувати те, що в разі насичення магнітної системи асинхронного двигуна основний магнітний потік збільшується непропорційно збільшенню струму намагнічування, а значно менше. Під час цього реактивна потужність розсіювання збільшується пропорційно напрузі, тому що магнітний опір потоків розсіювання, замкнених здебільшого по повітря, залишається майже незмінним. Якщо вважати навантаження на валу асинхронного двигуна незмінним, то, враховуючи вищезазначене, можна зробити висновок, що коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ асинхронного двигуна в разі збільшення напруги живлення до вищої за номінальне значення істотно знижується.

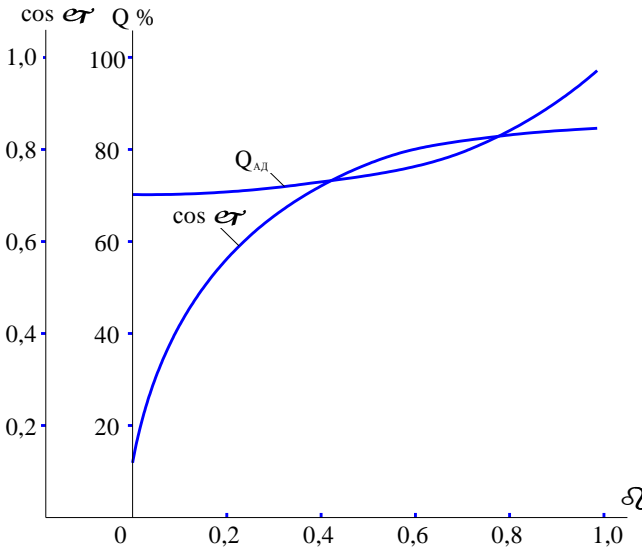
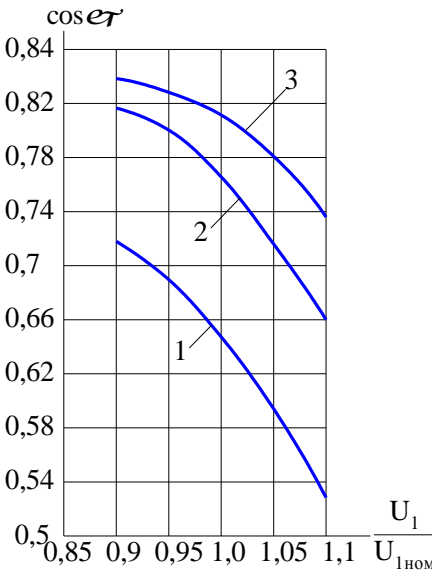


Рисунок 5.17 – Типові графіки зміни реактивної потужності $Q_{ад}$ і коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ асинхронного двигуна залежно від коефіцієнта навантаження β

Під час зниження напруги живлення до меншої за номінальне значення відбувається зменшення струмів намагнічування, магнітного потоку й реактивної потужності.

Ураховуючи те, що насиченість магнітної системи в такому разі буде меншою ніж за напруги, вищої за номінальне значення, зменшення реактивної потужності буде менш істотним. Необхідно також враховувати те, що за умови незмінного значення навантаження на валу асинхронного двигуна й зниження напруги збільшується сила стуму в обмотках, а відповідно і їх нагрівання. Асинхронні двигуни розраховують так, щоб допустимі коливання напруги в межах $\pm 5\%$ за номінального навантаження не призводили до перегрівання обмоток.

На рисунку 5.18 зображені типові графіки залежності коефіцієнтів потужності $\cos \varphi$ від коливання напруги для трьох умов навантаження;



*Рисунок 5.18 –
Типові графіки
зміни коефіцієнта
потужності $\cos \varphi$
асинхронного
двигуна
залежно
від коливання
напруги живлення
при коефіцієнті
навантаження β :
1 – $\beta = 0,5$;
2 – $\beta = 0,75$;
3 – $\beta = 1,0$*

• **кількості пар полюсів асинхронного двигуна.** Аналізуючи дані, наведені в таблиці 5.1, можна стверджувати, що асинхронні двигуни з меншою кількістю пар полюсів (більшою синхронною частотою обертання n_1) мають більші значення коефіцієнта потужності.

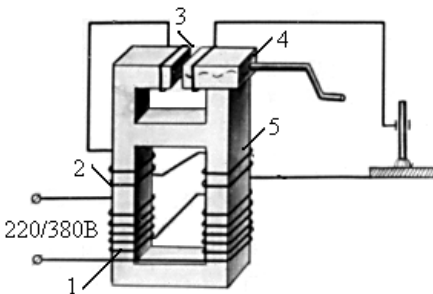
Таблиця 5.1 – Значення коефіцієнтів потужності асинхронних двигунів із короткозамкненим ротором серії 4А потужністю 55 кВт

p	1	2	3	4	5	6
$\cos \varphi$	0,92	0,9	0,88	0,84	0,79	0,75

5.3.2.3 Зварювальні трансформатори

Зварювальні трансформатори використовують для дугового й контактного зварювань. Принцип дії та характер споживання реактивної енергії зварювальних трансформаторів аналогічні силовим трансформаторам. Принципова відмінність у функціонуванні зварювальних трансформаторів від силових полягає в тому, що нормальний режим роботи перших супроводжується постійними різкими переходами від режиму неробочого ходу до режиму короткого замикання (в разі контактного зварювання) або до режиму, близького до режиму короткого замикання, коли вторинна обмотка замикається на відносно малі опори (в разі дугового зварювання).

Для обмеження струмів в обмотках зварювальних трансформаторів, а також для забезпечення належних умов стійкого горіння електричної дуги їх виготовляють із великими індукційними опорами, а відповідно й із низькими значеннями коефіцієнта потужності $\cos \varphi$.



*Рисунок 5.19 – Складові зварювального трансформатора:
1 – первинна обмотка;
2 – вторинна обмотка;
3 – повітряний зазор;
4 – дросель;
5 – магнітопровід*

У зварювальних трансформаторах індуктивний опір збільшують різними способами:

- розміщенням обмоток трансформатора на різних стрижнях магнітопроводу або в різних місцях за висотою стрижня магнітопроводу, що зумовлює зростання потоків розсіювання;

- включенням магнітних шунтів до складу магнітопроводу;

- використанням дроселя (4) (рис. 5.19), обмотка якого з'єднана послідовно з вторинною обмоткою (2) трансформатора, а конструкція магнітопроводу дозволяє змінювати величину повітряного зазору (3). Зміною величини повітряного зазору досягають зміни реактивного опору, завдяки чому регулюють величину струму зварювання.

Зазначені вище й інші способи збільшення реактивного опору зварювальних трансформаторів зумовлюють збільшення реактивної потужності, що значно залежить від величини струму зварювання. Величину реактивної потужності зварювального трансформатора визначають за формулою (5.34).

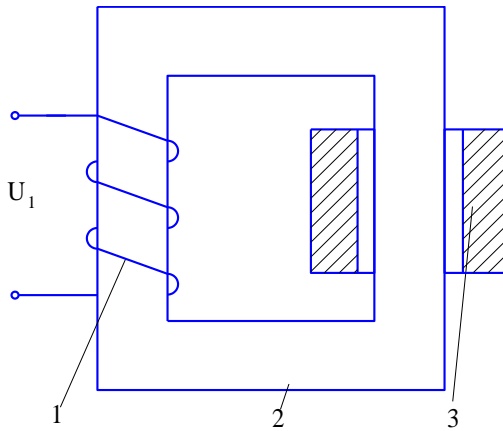
Для зварювальних трансформаторів дугового зварювання номінальні значення коефіцієнта потужності становлять $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,3-0,5$, а для зварювальних трансформаторів контактного зварювання – $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,25-0,7$.

5.3.2.4 Установки індукційного нагрівання

Установки індукційного нагрівання використовують для нагрівання металевих виробів і плавлення металів. Їх принцип дії полягає в перетворенні енергії електромагнітного поля, створеної індуктором, у теплову енергію, виділяється в металі, який потрібно нагріти або розплавити.

Спрощена схема установки індукційного нагрівання зображена на рисунку 5.20. Головну складову установки індукційного нагрівання – індуктор (1) – зазвичай виготовляють як соленоїд у вигляді циліндричної котушки із суцільного чи трубчатого мідного проводу, намотаного на магнітопровід (2).

Метал (3), що необхідно нагріти або розплавити, перебуває в змінному магнітному полі, створеному індуктором. Згідно із законом електромагнітної індукції в металі збуджується ЕРС, під дією якої протікає струм, що зумовлює за законом Джоуля – Ленца виділення тепла.



*Рисунок 5.20 – Схема установки індукційного нагрівання:
1 – індуктор; 2 – магнітопровід; 3 – метал*

Живлення установок індукційного нагрівання може відбуватися від цехової електричної мережі частотою 50 Гц (безпосередньо чи через спеціальні понижувальні трансформатори) або від машинних і тиристорних перетворювачів частоти, що забезпечують частоту 500–10 000 Гц, а іноді й вищу.

З урахуванням зазначеного установку індукційного нагрівання можна розглядати як трансформатор, у якому наявні значні потоки розсіювання, що становлять 20–30 % основного магнітного потоку. Через це таким установкам властива істотна реактивна складова потужності. Коефіцієнт потужності установок індукційного нагрівання становить $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,1\text{--}0,3$.

5.3.2.5 Дюгові електропічні установки

У дугових електропічних установках електрична енергія перетворюється в теплову завдяки горінню електричної дуги, що є самостійним електричним розрядом у газовому середовищі й супроводжується інтенсивним виділенням тепла. Ці установки бувають постійного та змінного струмів. Оскільки споживання реактивної енергії можливе лише в дугових електропічних установках змінного струму, нижче розглядаємо лише їх.

Дюгові електропічні установки є потужними й складними високовольтними електроустановками (рис. 5.21). Електрична потужність дугових електропічних установок зазвичай становить від одиниць до десятків МВА. Споживання реактивної енергії в цих електроустановках відбувається в понижувальному пічному трансформаторі (10), реакторі (8) і короткій мережі (14).

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

Для обмеження величини струмів короткого замикання, а також забезпечення умов надійного запалення й стійкого горіння електричної дуги послідовно з трансформатором умикають реактор (8) із великими значеннями реактивної потужності.

Коротка мережа (14) забезпечує проходження струму від вторинної обмотки трансформатора до робочої зони печі, у якій відбувається горіння електричної дуги. Струмopовідні частини короткої мережі виготовляють у вигляді плоских шин або пустотілих труб. Коротка мережа значно зумовлює енергетичні показники дугових електропічних установок, зокрема й ті, що спричиняють появу реактивної складової потужності.

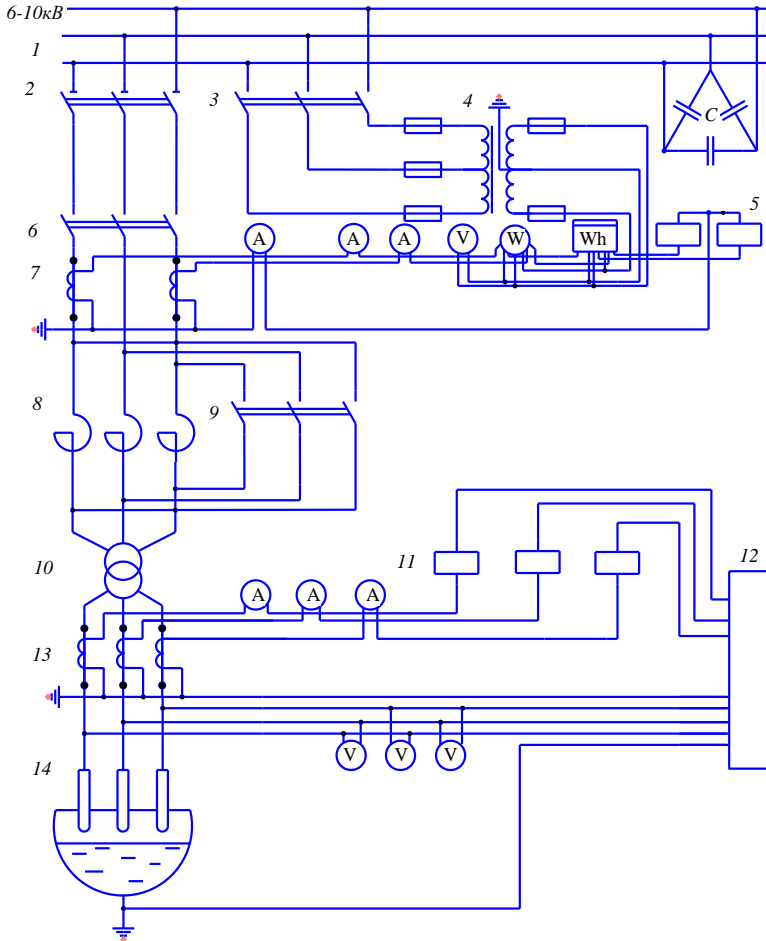


Рисунок 5.21 – Електрична схема дугової електронічної установки:

- 1 – шини; 2 – роз'єднувач; 3,6,9 – вимикачі;
 4 – трансформатор напруги; 5, 11 – реле струму;
 7, 13 – трансформатори струму; 8 – реактор;
 10 – пічний трансформатор;
 12 – автоматичний регулятор потужності;
 14 – коротка мережа*

Реактивну потужність дугових електропічних установок Q_{EDV} визначають за формулою, кВАр:

$$Q_{EDV} = Q_{TP} + Q_P + Q_{KM}, \quad (5.49)$$

де Q_{TP} – реактивна потужність пічного трансформатора, кВАр;

Q_P – реактивна потужність реактора, кВАр;

Q_{KM} – реактивна потужність короткої мережі, кВАр.

Дугові електропічні установки – це потужні приймачі реактивної енергії, частка якої може становити до 60 % повної потужності. Номінальне значення коефіцієнта потужності дугових електропічних установок становить $\cos \varphi_{ном} = 0,4-0,8$.

5.3.2.6 Освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами

Для штучного освітлення приміщень і територій як на виробництві, так і в побуті широко використовують освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами. Незважаючи на те, що одинична потужність цих електроприймачів невелика (від одиниць до сотень ват), на електричне освітлення використовують близько 10 % виробленої електроенергії. Це можна пояснити великою кількістю використовуваних освітлювальних приладів. В освітлювальних приладах використовують такі люмінесцентні лампи:

- **люмінесцентні лінійні лампи низького тиску.** Ці лампи забезпечують м'яке й рівномірне освітлення й уже впродовж кількох десятиліть їх широко використовують для забезпечення електроосвітлення як на виробництві, так і в побуті. Основні переваги таких ламп над лампами розжарювання: у 5–8 разів довший термін служби (до 20 000 годин) і в 4–5 разів вища світлова віддача (40–60 лм/Вт);

- **компактні (економічні) люмінесцентні лампи.** На сьогодні виготовляють широку гаму різних за формою та потужністю (від одиниць до сотень ват) видів компактних електричних ламп (рис. 5.22). Компактність та ефективність таких ламп досягають завдяки оптимізації геометричних

розмірів колб, використанню люмінофорів на основі рідкоземельних елементів та вдосконаленню пускорегулювальних пристроїв. Світлова віддача таких ламп дорівнює 50–75 лм/Вт, а термін служби в 10 разів перевищує термін служби ламп розжарювання;

- **люмінесцентні лампи високого тиску (ДРЛ, ДРІ, ДНаТ).** Ці лампи широко використовують для освітлення здебільшого виробничих приміщень із висотою стелі понад 4 м і територій. До переваг цих ламп належать: широкий діапазон потужностей (від 100 до 2 000 Вт), висока яскравість, довгий термін служби (до 20 000 годин), висока світлова віддача (50–70 лм/Вт).



Рисунок 5.22 – Компактні (економічні) люмінесцентні лампи

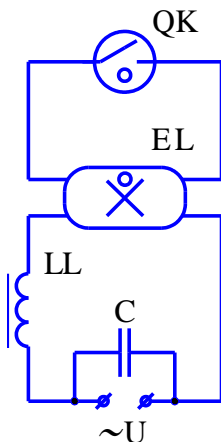


Рисунок 5.23 – Електрична схема освітлювального приладу з люмінесцентною лампою низького тиску

Проте водночас із зазначеними перевагами люмінесцентних ламп, порівнюючи з лампами розжарювання, є й низка недоліків, зокрема низький коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,55-0,6$). Великі значення реактивної потужності більшості освітлювальних приладів із люмінесцентними лампами можна пояснити тим, що в електричних схемах керування використовують дросель LL (рис. 5.23).

5.3.2.7 Перетворювальні установки

У промисловості набули широкого використання перетворювальні установки з використанням некерованих (діодних) і керованих (тиристорних) напівпровідникових вентилів, у яких відбувається перетворення змінного синусоїдного струму на постійний.

Вентильні перетворювальні установки – це приймачі реактивної енергії, тому що в них є кут зсуву фаз φ між основною (першою) гармонікою струму й напругою.

У некерованих напівпровідникових перетворювачах величина реактивної потужності залежить від кута комутації вентилів γ .

У керованих напівпровідникових перетворювачах реактивна потужність також залежить від кута комутації γ , але в них більший вплив на цей показник має кут відкривання вентилів α . Водночас збільшення цього впливу зростає зі збільшенням діапазону регулювання величини кута α .

Величину реактивної потужності розраховують за формулами:

– для некерованих напівпровідникових перетворювачів, кВАр:

$$Q_{II} = P_{II} \operatorname{tg} \varphi = P_{II} \operatorname{tg} \frac{\gamma}{2}, \quad (5.50)$$

– для керованих напівпровідникових перетворювачів, кВАр:

$$Q_{II} = P_{II} \operatorname{tg} \varphi = P_{II} \operatorname{tg} \left(\alpha + \frac{\gamma}{2} \right), \quad (5.51)$$

де P_{Π} – активна потужність перетворювача, кВт;

φ – кут зсуву фаз між векторами струму й напруги основної частоти, рад.

5.4 Заходи компенсації реактивної потужності

Заходи компенсації забезпечують зменшення реактивної потужності, що перетікає між джерелами й електроприймачами природно без використання спеціальних засобів компенсації, а тому зазвичай не потребують великих матеріальних витрат для їх реалізації. Заходи компенсації потрібно впроваджувати першочергово. Лише якщо їх результати недостатні для досягнення необхідного ступеня компенсації, необхідно розглядати й упроваджувати засоби штучної компенсації.

До **основних заходів компенсації реактивної потужності** належать:

- **створення раціональної схеми електропостачання** шляхом зменшення кількості трансформаторів між джерелом і електроприймачами. Цей захід може бути втіленим як на стадії проектування та створення нових схем електропостачання, так і під час реконструкції уже діючих;

- **розроблення та впровадження заходів із вирівнювання графіків навантаження й покращання енергетичного режиму роботи силового електрообладнання.**

Прикладами таких заходів можуть бути:

- зміщення початку й кінця робочої зміни для окремих структурних підрозділів підприємства;

- збільшення кількості робочих змін за добу;

- виявлення в електропостачальній системі підприємства потужних електроприймачів-регуляторів і розроблення графіка їх почергової роботи;

- уведення до складу електропостачальної системи підприємства власної електростанції, яка в часи максимуму навантаження дозволить зменшити електроспоживання від енергосистеми;

- **заміна на менш потужні або відключення частини силових трансформаторів, завантажених у середньому менше**

ніж на 30 %. Неефективність експлуатації трансформаторів із навантаженням, меншим за 30 %, наочно ілюструє рисунок 5.13. Окремою обставиною використання цього засобу є відключення одного з двох трансформаторів, що функціонують паралельно. Під час обідніх перерв на підприємстві, у неробочі години доби та в неробочі дні, коли навантаження значно знижується, відключення одного з двох трансформаторів дозволяє істотно зменшити втрати реактивної потужності;

- **правильний вибір електродвигунів за потужністю та видом.** Доцільність використання цього засобу доведена в п. 5.3.2.2. Більшість асинхронних двигунів найбільші значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ мають у разі завантаження 75–100 % номінальної потужності. Якщо дозволяють технологічний процес, умови навколишнього середовища, вимоги до пуску й регулювання швидкості, перевагу варто надавати асинхронним двигунам із короткозамкненим ротором, а не асинхронним із фазним; швидкісним, а не тиххідним; одно-, а не багатшвидкісним; відкритого або захищеного, а не закритого виконання;

- **заміна асинхронних двигунів, завантажених менше ніж на 70 % їх номінальної потужності, іншими з меншою номінальною потужністю.** Здебільшого стандартний ряд потужностей асинхронних двигунів напругою до 1 кВ, що на сьогодні виготовляє промисловість, дозволяє виконати таку заміну на практиці. У разі використання цього заходу потрібно враховувати таке. Заміна двигуна на менш потужний не повинна стати перепорою для забезпечення працездатного стану робочої машини в рідко використовуваних режимах роботи, але передбачених за певних умов. Згідно з [47], у разі завантаження двигуна менш ніж на 45 % його номінальної потужності заміна на менш потужний завжди доцільна.

У разі завантаження на 45–70 % доцільність заміни електродвигуна потрібно підтвердити істотним підвищенням коефіцієнта потужності;

- **перемикання статорних обмоток асинхронного двигуна напругою до 1 кВ, основною схемою якого є схема «трикутник», на схему «зірка», якщо двигун завантажений**

менше ніж на 40 % номінальної потужності. Цей захід доцільно використовувати тоді, коли заміна недовантаженого двигуна на менш потужний складна й дорога (наприклад, двигун убудований у робочий механізм). Широкому використанню цього заходу сприяє те, що на промислових підприємствах усе більше використовують напругу 660 В, і серійно налагоджений випуск електродвигунів на напруги 660/380 В (відповідно для схем «зірка» і «трикутник»). Після перемикання статорних обмоток асинхронного двигуна зі схеми «трикутник» на схему «зірка» напруга на фазних обмотках зменшується в $\sqrt{3}$ раз, що зумовлює значне зменшення струму намагнічення, а відповідно й реактивної потужності. Проте потрібно мати на увазі, що після такого перемикання втричі зменшується момент на валу електродвигуна, а тому значно погіршуються його пускові та перевантажувальні властивості;

- **покращання якості ремонту двигунів.** Обмотка статора є одним із найбільш «слабких місць» асинхронних двигунів. А тому ремонт асинхронних двигунів, пов'язаний із заміною обмотки статора, є одним із найбільш поширених. Дуже часто такий вид ремонту виконують силами електротехнічних працівників підприємства, на якому використовують асинхронні двигуни. Забезпечення необхідної якості ремонтних робіт є запорукою подальшого безперебійного функціонування та забезпечення високих енергетичних показників.

Під час ремонту електродвигунів неприпустима обточка ротора, тому що вона зумовлює збільшення повітряного зазору між ротором і статором, а збільшення зазору, навіть на десяти частки міліметра, призводить до значного зростання реактивної складової струму.

Часто під час ремонту зменшують кількість провідників у пазу, що зумовлює зниження як коефіцієнта потужності, так і ККД.

Іноді для полегшення процесу розміщення необхідної кількості провідників у пазах статора пази розпилюють, що зумовлює збільшення повітряного зазору й появу негативних наслідків, зазначених вище.

Під час ремонту іноді обмежуються лише заміною обмотки й не виконують заміни підшипників і належного контролю стану місць їх закріплення. Тому навіть за умови забезпечення необхідної якості заміни обмотки статора відремонтований двигун не зможе забезпечити необхідні енергетичні показники, тому що величина повітряного зазору між ротором та статором не відповідатиме необхідному значенню.

Для спрощення процедури видалення старої обмотки з пазів використовують нагрівання статора до високих температур, за яких вигорає ізоляція обмотки. Таке нагрівання призводить до істотних погіршень магнітних властивостей двигуна й зниження енергетичних показників двигуна.

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

• **обмеження тривалості роботи в режимі неробочого ходу двигунів і зварювальних трансформаторів.** Реактивну потужність, споживану в режимі неробочого ходу, обчислюють за формулою (5.48). Для більшості асинхронних двигунів реактивна потужність у режимі неробочого ходу становить 60–70 % реактивної потужності за номінального навантаження. З урахуванням (5.45), (5.46) і (5.47) можна записати формулу для визначення збільшення споживання реактивної потужності асинхронним двигуном у разі зростання навантаження від неробочого ходу до номінального навантаження:

$$\Delta Q_{\text{номАД}} = Q_{\text{номАД}} - Q_0 \approx \frac{P_{\text{ном}}}{\eta} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ном}} - \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_0. \quad (5.52)$$

Тоді величину коефіцієнта потужності двигуна за різних навантажень визначають за формулою:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{\beta \cdot P_{\text{ном}}}{\sqrt{\beta_{\text{АД}}^2 \cdot P_{\text{ном}}^2 + (Q_0 + \beta^2 \Delta Q_{\text{номАД}})^2}}. \quad (5.53)$$

Аналізуючи (5.53), робимо висновок, що коефіцієнт потужності двигуна зростає зі збільшенням навантаження, а робота в режимі неробочого ходу неефективна, і її тривалість

необхідно обмежувати. Але значній частині робочих механізмів властиве те, що робота під навантаженням чергується з роботою в режимі неробочого ходу. Для певних робочих механізмів (наприклад, металорізальних верстатів) тривалість роботи в режимі неробочого ходу може становити 50–65 % усього часу функціонування.

Експериментально доведено, що, коли тривалість роботи в режимі неробочого ходу перевищує 10 с, доцільно відключати електродвигун від мережі, що забезпечує істотне зменшення споживання як реактивної, так і активної енергій. Для цього використовують обмежувачі неробочого ходу.

На металорізальних верстатах використовують різні схемні рішення обмежувачів неробочого ходу. Прикладом може бути схема, зображена на рисунку 5.24, на якій функцію обмежувача неробочого ходу виконує кінцевий вимикач SQ. Цей електричний апарат механічно зв'язаний із супортом, шпинделем або іншою частиною верстата. Під час міжопераційної паузи, пов'язаної зі зняттям готової деталі, установкою заготовки, зміною режимів роботи тощо, контакт кінцевого вимикача SQ розмикає коло живлення котушки контактора К, силовими контактами К : 2 якого електродвигун М відключається від джерела живлення;

• **заміна асинхронних двигунів синхронними.** Доцільність такої заміни можна пояснити тим, що синхронні двигуни, крім виконання своєї основної функції – перетворення електричної енергії в механічну, паралельно забезпечують і підвищення коефіцієнта потужності, що доведено в п. 5.5.1.

Із технологічного погляду синхронні двигуни найбільш доцільно використовувати в складі електропривода робочих механізмів, у яких:

- потрібна стабільна частота обертання під час зміни навантаження від 0 до $M_{ном}$;
- пуски здійснюють дуже рідко;
- потужність електродвигунового пристрою велика (зазвичай не менша ніж 250 кВт), але технічно й економічно обґрунтованою межею номінальної потужності є 500–600 кВт.

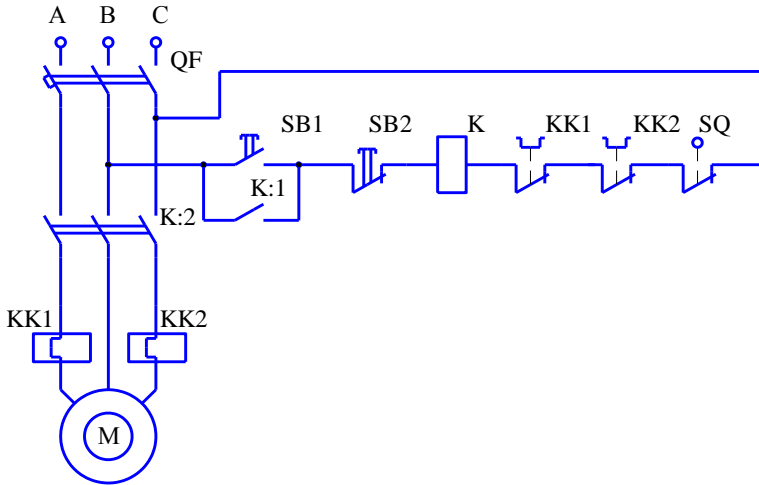


Рисунок 5.24 – Електрична схема з використанням обмежувача неробочого ходу

Прикладами таких робочих механізмів можуть бути потужні компресори, вентилятори, димососи тощо.

Синхронні двигуни мають значно вищий ККД, ніж асинхронні двигуни тієї самої потужності. Ураховуючи те, що синхронні двигуни виготовляють на менші швидкості, ніж асинхронні, іноді вдається заміною асинхронних двигунів синхронними уникнути передавального пристрою в складі електропривода.

Обертовий момент синхронних двигунів менше, порівнюючи з асинхронними, залежить від коливань напруги в мережі живлення (величина обертового моменту в асинхронних двигунів пропорційна квадрату напруги, а в синхронних – у першому ступені). Ця властивість синхронних двигунів водночас зі стабільністю швидкості під час зміни навантаження від нуля до номінального значення забезпечує більш стабільні швидкісні характеристики робочих механізмів.

Проте варто зауважити, що синхронні двигуни мають і низку недоліків, порівнюючи з асинхронними, основними з

яких є:

- необхідність мати два джерела живлення (постійного й змінного струмів);
- збільшення габаритів, маси та вартості;
- складність процесів запуску й обслуговування

впродовж експлуатації;

• **удосконалення схем напівпровідникових перетворювачів.** Зменшення реактивної потужності напівпровідникових перетворювачів досягають зменшенням кутів комутації вентилів, відкривання вентилів і меж його регулювання, несиметричністю керування вентилями, використанням штучної комутації. У схемах зі штучною комутацією вентилів як пристрої комутації використовують конденсатори. Доцільність використання таких схем можна пояснити тим, що конденсатори в таких схемах більш ефективні, ніж при звичайному ввімкненні в мережу для компенсації реактивної потужності. Тому перетворювачі, виконані за схемою штучної компенсації, розглядають як спеціалізований засіб, що водночас із виконанням своїх основних функцій, пов'язаних із перетворенням змінного струму в постійний, виконує також і функцію компенсації реактивної потужності;

• **упорядкування технологічних процесів.** Ураховуючи досягнення науково-технічного прогресу, постійно відбувається впорядкування й удосконалення технологічних процесів. Водночас із упровадженням нових технологічних процесів, що забезпечують збільшення обсягів випуску продукції, підвищення її якості та зниження собівартості, необхідно запроваджувати й заходи, спрямовані на зниження реактивної потужності.

5.5 Засоби компенсації реактивної потужності

Для забезпечення компенсації реактивної потужності додатково до мережі підключають засоби компенсації реактивної потужності (КРП).

Згідно з [33], до складу засобів КРП належать:

- компенсувальні установки (КУ);

- засоби регулювання потужності КУ;
- прилади або системи обліку реактивної енергії.

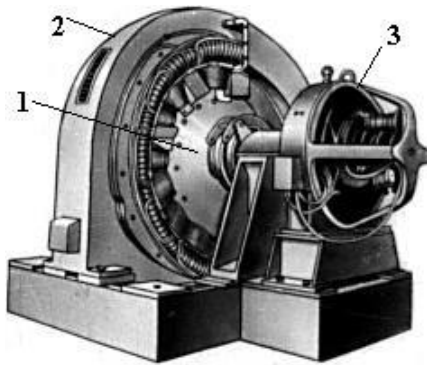
Основними видами КУ, що використовуються в електропостачальних системах для компенсації реактивної потужності, є:

- синхронні двигуни;
- синхронні компенсатори;
- конденсаторні установки;
- статичні компенсатори.

5.5.1 Синхронні двигуни

У синхронних двигунів (рис. 5.25) характер і величина реактивної потужності можуть змінюватися залежно від величини струму збудження, що протікає обмоткою ротора.

Для пояснення цього явища розглянемо так звану U-подібну характеристику синхронного двигуна (рис. 5.26), що є залежністю струму статора I від струму збудження I_z за незмінних напруги живлення ($U = \text{const}$) і навантаження на валу ($P = \text{const}$).



*Рисунок 5.25 – Синхронний двигун:
1 – ротор; 2 – статор,
3 – збудник*

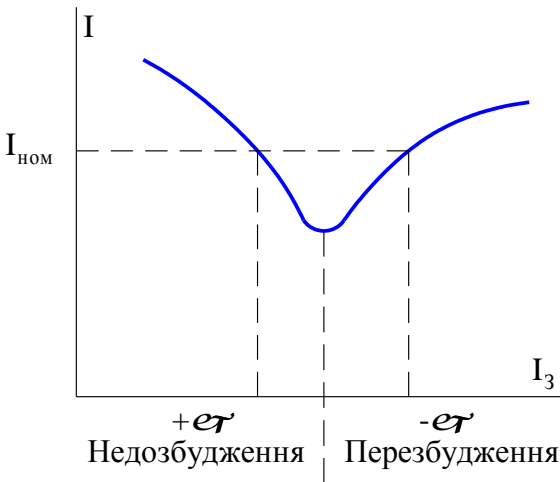


Рисунок 5.26. – U-подібна характеристика синхронного двигуна

Ліва частина кривої відповідає роботі двигуна з недозбудженням. У такому режимі вектор струму відстає від вектора напруги (кут φ має додатні значення), і синхронний двигун є приймачем реактивної енергії. Права частина кривої відповідає роботі двигуна з перезбудженням. У такому режимі роботи вектор струму випереджає вектор напруги (кут φ має від'ємні значення), а синхронний двигун є джерелом реактивної енергії.

Згідно з U-подібною характеристикою синхронний двигун має найменше значення струму статора при $\cos \varphi = 1$. Але більшість синхронних двигунів, виготовлених серійно, мають номінальні значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{НОМ} = 0,88\text{--}0,9$ і в нормальному режимі роботи працюють із перезбудженням та є джерелами реактивної потужності.

Це означає, що синхронний двигун, виконуючи свою основну функцію – перетворення електричної енергії в механічну, водночас є ефективним засобом КРП. Особливо велике практичне значення має та властивість синхронного

двигуна, що він є **регульованим засобом КРП**, що дозволяє плавно змінювати величину реактивної потужності.

Водночас залежно від величини струму збудження синхронний двигун може або генерувати, або споживати, або не генерувати й не споживати реактивну потужність. Обов'язковою умовою такого регулювання є те, щоб величина струму збудження тривалий час не перевищувала його номінального значення. Короткочасне збільшення струму збудження понад номінальне значення допустиме для підвищення стійкості, зменшення коливань реактивної потужності й напруги в мережі.

Для синхронних двигунів максимальне значення реактивної потужності за номінального навантаження на валу визначають за формулою, кВАр:

$$Q_{\max \text{ СД}} = K_{\Pi} \frac{P_{\text{ном}}}{\eta} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}, \quad (5.54)$$

де K_{Π} – коефіцієнт перевантаження синхронного двигуна за реактивною потужністю.

У разі недовантаження синхронного двигуна активною потужністю можливе його перевантаження реактивною потужністю. Величина цього перевантаження, крім величини активної потужності, залежить і від величини напруги на обмотках статора синхронного двигуна.

Середні значення коефіцієнта перевантаження K_{Π} у межах допустимих коливань напруги $U = \pm 0,05 U_{\text{ном}}$ для певних серій синхронних двигунів зазначені в таблиці 5.2.

Згідно із зазначеним можна зробити висновок: якщо синхронний двигун під час роботи в складі робочої машини працює з певним недовантаженням активною потужністю, його доцільно завантажити реактивною потужністю.

Проте використання більш потужних синхронних двигунів, ніж необхідно відповідно до забезпечення вимог технологічного процесу, лише для підвищення їх компенсувальної спроможності економічно недоцільне. Це можна пояснити як необґрунтованим зростанням вартості робочого механізму, так і неефективним використанням повної потужності двигуна. Справа в тому, що за жодних умов

синхронний двигун не може видати реактивну потужність, рівну повній потужності. Граничне значення реактивної потужності синхронних двигунів може становити лише 60–80 % його повної потужності.

Таблиця 5.2 – Залежність коефіцієнта перевантаження K_{Π} за реактивною потужністю синхронних двигунів від відносних значень напруги $U_{\text{від}} = U/U_{\text{ном}}$ і коефіцієнта завантаження $\beta = P/P_{\text{ном}}$

Серія, номінальна напруга й частота обертання двигуна	$U_{\text{від}}$	β		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 і 10 кВ (для всіх частот обертання)	0,95	1,31	1,39	1,45
	1,0	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СДН, 6 кВ: 600–1 000 об/хв 375–500 об/хв 187–300 об/хв 100–167 об/хв	1,1	0,89	0,94	0,96
	1,1	0,88	0,92	0,94
	1,1	0,86	0,88	0,9
	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН, 10 кВ: 1 000 об/хв 250–750 об/хв	1,1	0,9	0,98	1,0
	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД, 6 і 10 кВ, 3 000 об/хв.	0,95	1,3	1,42	1,52
	1,0	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
СД і СДЗ, 380 В, (для всіх частот обертання)	0,95	1,16	1,26	1,36
	1,0	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

Основним критерієм визначення раціонального режиму роботи синхронного двигуна як регульованого засобу КРП є додаткові втрати активної потужності на генерацію реактивної потужності, що визначають за формулою, кВт:

$$\Delta P = K_1 \cdot \frac{Q_{\text{СД}}}{Q_{\text{НОМ}}} + K_2 \cdot \frac{Q_{\text{СД}}^2}{Q_{\text{НОМ}}^2}, \quad (5.55)$$

де K_1 , K_2 – розрахункові величини, що залежать від параметрів синхронного двигуна. Значення цих величин для синхронних двигунів серії СТД зазначені в таблиці 5.3.

В електроприводах робочих машин найчастіше використовують синхронні двигуни серій СД, СДН, СДЗ, СДНЗ, СДК, СДКП, СДКМ, СТД та ін., що мають такі **граничні номінальні параметри**:

- номінальної потужності:
 - за напруг 220, 380, 660 В – від 5,5 до 400 кВт;
 - за напруг 6, 10 кВ – від 315 до 31 500 Вт;
- синхронних частот обертання: 250, 300, 375, 500, 600, 750, 1 000, 1 500, 3 000 об/хв.

5.5.2 Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори – це спеціальні синхронні машини, що працюють у режимі двигуна без активного навантаження, тобто в режимі неробочого ходу. Оскільки механічні навантаження на елементи синхронних компенсаторів значно менші, ніж у синхронних двигунів такої самої потужності, синхронні компенсатори мають механічно значно полегшену конструкцію.

Синхронні компенсатори найчастіше використовують як регульовані засоби КРП на підстанціях для забезпечення стійкості їх роботи, одержання необхідного рівня напруги, зниження втрат електричної енергії, збільшення пропускної здатності. Використання синхронних компенсаторів в електропостачальних системах промислових підприємств обмежене й можливе лише зі спеціального дозволу електропередавальної організації, зазвичай якщо необхідна потужність засобів КРП перевищує 10 000 кВАр і необхідно забезпечувати автоматичне реагування як на плавні, так і на стрибкові зміни реактивної потужності й напруги в мережі. Прикладами таких підприємств можуть бути ті, на яких використовують прокатні стани, потужні дугові електропічні установки та інші, що мають стрибковий характер навантаження.

Таблиця 5.3 – Технічні характеристики синхронних двигунів серії СТД

$U_{ном}$ кВ	$P_{ном}$ кВт	$Q_{ном}$ квар	$\eta, \%$	K_1 , кВт	K_2 , кВт
6	630	320	96,17	2,02	3,25
	800	408	96,33	2,06	3,95
	1 000	505	96,52	3,00	4,49
	1 250	630	96,85	3,67	4,07
	1 600	705	96,99	4,56	4,85
	2 000	1 000	96,96	4,89	6,72
	2 500	1 250	97,43	6,49	6,39
	3 200	1 600	97,61	7,23	8,12
	4 000	2 000	97,57	7,90	11,40
	5 000	2 500	97,63	9,07	13,60
	6 300	3 150	97,83	9,04	13,00
	8 000	4 000	97,93	10,40	17,00
	10 000	5 000	97,95	14,20	19,50
12 500	6 200	97,95	17,00	24,40	
10	630	320	95,53	2,07	3,44
	800	408	95,58	2,47	4,46
	1 000	505	95,79	3,21	3,03
	1 250	630	96,15	3,60	4,92
	1 600	705	96,31	4,25	6,24
	2 000	1 000	96,48	4,80	7,56
	2 500	1 250	97,00	5,80	7,96
	3 200	1 600	97,08	7,16	10,10
	4 000	2 000	97,19	8,34	12,60
	5 000	2 500	97,84	8,95	15,00
	6 300	3 150	97,49	8,98	16,30
	8 000	4 000	97,64	10,40	19,40
	10 000	5 000	97,80	11,90	21,40
12 500	6 200	97,79	16,70	27,40	

Синхронні компенсатори – це потужні електричні машини, потужність яких вимірюють десятками й сотнями МВ · А. Це можна пояснити тим, що їх питома вартість і втрати активної потужності значно зменшуються зі збільшенням потужності. За потужностей до 25 МВ · А їх виготовляють із повітряним, а за більших потужностей – із водневим

охолодженням. Основні технічні характеристики ($U_{ном}$ – номінальна напруга, $S_{нОП}$ – номінальна потужність по струму, що випереджає напругу; $S_{нВІ}$ – номінальна потужність по струму, що відстає від напруги; n – частота обертання; ΔP – втрати за номінальної потужності) певних синхронних компенсаторів наведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Технічні характеристики синхронних компенсаторів

<i>Tun</i>	$U_{ном}$ кВ	$S_{нОП}$ МВА	$S_{нВІ}$ кВА	n , об/хв	ΔP , кВт
КС-2,8	6,3	2,8	1,0	1 000	110
КС-5	6,3	5	2,5	1 000	150
КС-10	6,3; 10,5	10	5,5	750, 1 000	250
КС-16	6,3; 10,5	16	9	1 000	370
КС-25	10,5	25	16	750, 1 000	500
КС-32	10,5	32	17	750	500
КС-50	10,5	50	20	750	750
КС-60	10,5	60	30	750, 1 000	780
КС-100	10,5	100	50	750, 1 000	1 250
КС-160	10,5	160	80	750, 1 000	1 750

Залежно від величини струму в обмотці ротора синхронні компенсатори можуть забезпечувати режими роботи, коли струм випереджає, відстає або збігається за фазою з напругою. Зазвичай для керування роботою синхронних компенсаторів використовують схеми автоматичного керування. Під час коливання напруги в мережі на $\pm 5\%$ від номінального значення синхронні компенсатори можуть працювати з номінальним навантаженням. Під час зниження напруги на 10% струм статора збільшується на 5% , а потужність відповідно знижується на 5% . У разі зниження напруги на 15% і більше автоматично вмикається форсоване збудження, що вдвічі перевищує номінальне значення струму збудження й може діяти впродовж $30\text{--}50$ с. Після стабілізації напруги форсоване збудження автоматично вимикається.

У таблиці 5.5 наведені дані про допустимі перевантаження синхронних компенсаторів.

Таблиця 5.5 – Кратності перевантаження K_{Π} та їх тривалість T для синхронних компенсаторів

K_{Π}	2	1,5	1,4	1,3	1,2	1,15	1,1
$T, хв$	1	2	3	4	6	15	60

До переваг синхронних компенсаторів належать:

- можливість як генерувати, так і споживати реактивну енергію із забезпеченням автоматичного як плавного, так і майже миттєвого стрибкового регулювання реактивної потужності й напруги;
- високі термічна й електродинамічна стійкості обмоток на дію струмів к. з.;
- можливість відновлення функціонування шляхом проведення ремонтних робіт.

Недоліки синхронних компенсаторів:

- порівняно великі значення активних втрат, що становлять близько 0,01–0,03 кВт\кВАр;
- складність обслуговування та порівняно великі витрати на експлуатацію;
- значний рівень шуму під час експлуатації.

5.5.3 Конденсаторні установки

Конденсаторні установки – це один із найбільш поширених засобів КРП передусім на промислових підприємствах. Це можна поснити низкою істотних переваг цих засобів КРП, наприклад, порівнюючи із синхронними двигунами та компенсаторами.

5.5.3.1 Переваги й недоліки конденсаторних установок

До переваг конденсаторних установок належать:

- порівняно невисокі капітальні витрати;
- відносно малі значення активних втрат (0,0015–0,0025 кВт\кВАр), що зумовлює більші значення ККД;
- відсутність частин, що обертаються або труться;

- простота монтажу, тому що вони мають відносно малу масу та зазвичай не потребують спеціального фундаменту;
- простота експлуатації, тому що вони не потребують постійного нагляду й обслуговування;
- можливість збільшення або зменшення встановленої потужності завдяки зміні кількості підключених конденсаторів;
- можливість підключення в будь-якій точці мережі (безпосередньо біля окремих приймачів реактивної енергії, розподільних пристроїв, що живлять групу електроприймачів; на ввіді в цех; на ТП тощо);
- збереження функціонування конденсаторної установки після виходу з ладу одного або кількох конденсаторів;
- безшумність роботи.

До **недоліків конденсаторних установок** належать такі:

- можуть лише генерувати реактивну потужність;
- не допускають регулювання (нерегульовані) або допускають лише ступеневе регулювання реактивної потужності (регульовані);
- наявність залишкового заряду після вимкнення;
- мала стійкість проти струмів к. з.;
- неможливість для більшості типів конденсаторів відновлення роботи після пошкодження;
- значна залежність величини реактивної потужності від напруги. Це пояснюють так. Номінальну потужність конденсаторної установки визначають за формулою, кВАр:

$$Q_{\text{Сном}} = I^2 x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{x_C} = \omega C U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3}, \quad (5.56)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі й конденсаторів, кВ;

C – ємність конденсаторів, мкФ;

$\omega = 2\pi f$ – кутова частота, рад/с.

Згідно з (5.56), номінальна реактивна потужність конденсаторної установки пропорційна квадрату напруги. Фактичні значення напруги в процесі роботи часто відрізняються від номінального значення, а відповідно й змінюються значення реактивної потужності конденсаторної установки згідно з формулою, кВАр:

$$Q_C = \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 Q_{Сном}. \quad (5.57)$$

Так відповідно до (5.57) у разі зниження напруги в мережі на 10 % потужність конденсатора знижується майже на 20 %, у той час як для підтримання нормального режиму роботи, навпаки, необхідно збільшувати реактивну потужність конденсатора.

5.5.3.2 Характеристики конденсаторів для конденсаторних установок

Основною складовою конденсаторних установок є косинусні конденсатори, які класифікують за такими основними характеристиками:

- **номінальною напругою.** Конденсатори виготовляють на такі номінальні значення напруги: 230, 400, 500, 600, 1 050, 3 150, 6 300 і 10 500 В. Конденсатори на напруги до 1 кВ виготовляють як в однофазному, так і в трифазному (у разі з'єднання секцій за схемою «трикутник») виконаннях. Конденсатори на напруги понад 1 кВ виготовляють лише однофазними;

- **способом установлення.** Конденсатори бувають для внутрішнього й зовнішнього установлення. Конденсатори для зовнішнього установлення виготовляють з ізоляторами виводів, розрахованими на напругу, не меншу ніж 3 150 В;

- **видом просочення.** За видом просочення конденсатори поділяють на конденсатори з просоченнями мінеральним маслом (типу КМ – косинусні масляні), синтетичними рідкими діелектриками (соволом або трихлордефінілом типу КС – косинусні синтетичні) і сухі (типу КПС).

Масляні конденсатори на сьогодні використовують рідко.

Синтетичні конденсатори мають значно кращі технічні характеристики, ніж масляні, не замерзають, не горять, але рідина просочення дуже токсична. Тому до конденсаторів, просочених трихлордефінілом, згідно з [37] висувають підвищені вимоги. На їх корпусі біля таблички з паспортними

даними повинні розміщувати розпізнавальний знак – рівносторонній жовтий трикутник, а під час технічного обслуговування таких конденсаторів необхідно вживати заходів для запобігання попаданню трихлордифенілу в навколишнє середовище. Просочені трихлордифенілом конденсатори, що вийшли з ладу, якщо немає умов їх утилізації, необхідно знищувати (захороняти) у місцях, визначених санітарно-епідеміологічними службами.

У **сухих конденсаторах** діелектричну систему виготовляють на основі металізованої поліпропіленової плівки, що відновлює свої діелектричні властивості після місцевого пробою діелектрика. Тому такі конденсатори називають самопоновлювальними.

5.5.3.3 Технічні характеристики конденсаторних установок

На сьогодні вітчизняна й закордонна промисловість виготовляють різноманітні конденсаторні установки для компенсації реактивної потужності. Їх поділяють на конденсаторні установки низької та високої напруг, регульовані й нерегульовані.

Прикладом **конденсаторної установки низької напруги регульованої** можуть бути конденсаторні установки типу УКМ-0,4 для підвищення коефіцієнта потужності електрообладнання промислових підприємств і розподільних мереж напругою 0,4 кВ і частотою 50 Гц шляхом автоматичного регулювання реактивної потужності. Такі установки призначені для експлуатації в закритих приміщеннях і допускають коливання температури навколишнього повітря в межах від +40 °С до –20 °С. Їх комплектують пожежо-вибухобезпечними сухими конденсаторами типу КПС або конденсаторними блоками на основі конденсаторних елементів для конденсаторів типу КПС.

Конденсаторна установка складається з металевої шафи (рис. 5.27), знімних конденсаторних модулів і регулятора реактивної потужності.

До складу **конденсаторних модулів** належать конденсаторний блок, запобіжники й магнітний пускач.

Конденсаторні установки цього типу комплектують цифровими мікропроцесорними **регуляторами реактивної потужності**, що забезпечують автоматичне ступеневе регулювання за заданим значенням $\cos \varphi$. Величина ступеня регулювання реактивної потужності залежно від типорозміру становить від 5 до 50 кВАр. Крім цього такі установки комплектують також спеціальними магнітними пускачами, що мають додаткові контакти випереджувального вмикання через струмообмежувальні резистори. Використання таких контакторів забезпечує збільшення терміну служби контакторів (електрична зносостійкість контактів становить понад 200 000 циклів) і конденсаторів.



Рисунок 5.27 – Конденсаторна установка типу УКМ-0,4 (вигляд зовні)

Аварійне відключення ступенів регулювання під час перевантаження за струмом (а за необхідності й за напругою) забезпечують регулятором реактивної потужності. Силу струму конденсаторних установок контролюють одним або трьома амперметрами.

Основні електричні параметри (номінальна потужність установки $Q_{\text{ном}}$ і потужність мінімального ступеня регулювання Q_{min}) конденсаторних установок низької напруги регульованих типу УКМ-0,4 наведені в таблиці 5.6.

Конденсаторні установки низької напруги нерегульовані є більш простими й дешевшими, ніж регульовані, та відрізняються тим, що не забезпечують ступеневого регулювання реактивної потужності.

Прикладом **конденсаторної установки низької напруги нерегульованої** можуть бути конденсаторні установки типу УК-0,4. Вони призначені для підвищення коефіцієнта потужності електрообладнання промислових підприємств і розподільних мереж напругою 0,4 кВ та частотою 50 Гц. Як і регульовані, ці установки комплектують трифазними сухими конденсаторами типу КПС.

Таблиця 5.6 – **Параметри конденсаторних установок низької напруги регульованих типу УКМ-0,4**

Типономінал	Номінальні потужності, кВАр	
	$Q_{\text{ном}}$	Q_{min}
УКМ58-0,4-75-25 У3	75	25
УКМ58-0,4-100-20 У3	100	20
УКМ58-0,4-100-25 У3		25
УКМ58-0,4-100-33,3 У3		33,3
УКМ58-0,4-100-50 У3		50
УКМ58-0,4-112,5-37,5 У3		112,5
УКМ58-0,4-125-25 У3	125	25
УКМ58-0,4-133-33,3 У3	133	33,3
УКМ58-0,4-150-25 У3	150	25
УКМ58-0,4-150-37,5 У3		37,5
УКМ58-0,4-150-50 У3		50
УКМ58-0,4-167-33,3 У3	167	33,3
УКМ58-0,4-180-30 У3	180	30
УКМ58-0,4-200-25 У3	200	25
УКМ58-0,4-200-33,3 У3		33,3
УКМ58-0,4-200-50 У3		50
УКМ58-0,4-225-25 У3	225	25
УКМ58-0,4-225-37,5 У3		37,5

Продовження табл. 5.6

Типономінал	Номинальні потужності, кВАр	
	$Q_{ном}$	Q_{min}
УКМ58-0,4-233-33,3 У3	233	33,3
УКМ58-0,4-250-25 У3	250	25
УКМ58-0,4-275-25 У3	275	
УКМ58-0,4-300-33,3 У3	300	33,3
УКМ58-0,4-300-50 У3		50
УКМ58-0,4-333-33,3 У3	333	33,3
УКМ58-0,4-337,5-37,5 У3	337,5	37,5
УКМ58-0,4-360-30 У3	360	30
УКМ58-0,4-375-25 У3	375	25
УКМ58-0,4-400-33,3 У3	400	33,3
УКМ58-0,4-400-50 У3		50
УКМ58-0,4-450-50 У3	450	
УКМ58-0,4-500-50 У3	500	
УКМ58-0,4-550-50 У3	550	
УКМ58-0,4-600-50 У3	600	

Примітка: позначення типорозміру, наприклад УКМ58-0,4-300-50 У3, означає: У – установка; К – конденсаторна; М – регулювання за потужністю (рос. «мощностью»); 58 – номер модифікації; 0,4 – номінальна напруга, кВ; 300 – потужність, кВАр; 50 – мінімальний ступінь регулювання, кВАр; У – кліматичне виконання; 3 – категорія розміщення.

Основні параметри (номінальна потужність установки $Q_{ном}$, потужність одного конденсатора Q_k , кількість конденсаторів n_k і кількість вводів n_b) певних конденсаторних установок низької напруги нерегульованих типу УК-0,4 зазначені в таблиці 5.7.

Прикладом конденсаторної установки високої напруги регульованої можуть бути конденсаторні установки типу УКРЛ(П)-6,3(10,5). Вони призначені для підвищення коефіцієнта потужності електрообладнання промислових підприємств і розподільних мереж із напругою 6–10 кВ і частотою 50 Гц шляхом автоматичного регулювання реактивної потужності.

Таблиця 5.7 – Параметри нерегульованих конденсаторних установок низької напруги типу УК-0,4

Типономінал	$Q_{ном}$, кВАр	$Q_{к}$, кВАр	n_K	n_B
УК1-0,4-20 УЗ	20	20	1	1
УК1-0,4-50 УЗ	50	50		
УК1-0,4-75 УЗ	75	75		
УК2-0,4-100 УЗ	100	50	2	2
УК2-0,4-120 УЗ	120	60		
УК2-0,4-150 УЗ	150	75		
УК3-0,4-150 УЗ		50		
УК3-0,4-180 УЗ	180	60	3	3
УК3-0,4-225 УЗ	225	75		
УК4-0,4-240 УЗ	240	60	4	4
УК4-0,4-300 УЗ	300	75		

Примітка: позначення типорозміру, наприклад УК3-0,4-150 УЗ, означає: У – установка; К – конденсаторна; 3 – кількість конденсаторів, 0,4 – номінальна напруга, кВ; 150 – потужність, кВАр; У – кліматичне виконання; 3 – категорія розміщення.

Конденсаторна установка типу УКРЛ(П)-6,3(10,5) (рис. 5.28) складається з металевої шафи, що має дві комірки – вводу й конденсаторну. Водночас різні модифікації можуть мати ліве або праве розміщення комірки вводу, комплектування з роз'єднувачем або без нього.



Рисунок 5.28 –
Конденсаторна установка
типу УКРЛ56-6,3
(вигляд зовні)

Комплектують установки конденсаторами типу КЭК (просоченими екологічно безпечною діелектричною рідиною), оснащеними внутрішніми розрядними резисторами й призначеними для експлуатації в закритих приміщеннях.

Основні електричні параметри (номінальна потужність установки $Q_{\text{ном}}$ і потужність мінімального ступеня регулювання $Q_{\text{мін}}$) конденсаторних установок високої напруги регульованих типу УКРЛ(П)-6,3(10,5) наведені в таблиці 5.8.

Конденсаторні установки високої напруги нерегульовані більш прості й дешевші, ніж регульовані, і відрізняються тим, що не забезпечують ступеневого регулювання реактивної потужності.

Прикладом конденсаторної установки високої напруги нерегульованої можуть бути конденсаторні установки типу УКЛ(П)-6,3(10,5). Вони призначені для підвищення коефіцієнта потужності електрообладнання промислових підприємств і розподільних мереж напругою 6 (10) кВ і частотою 50 Гц.

Таблиця 5.8 – Параметри регульованих конденсаторних установок високої напруги типу УКРЛ(П)-6,3(10,5)

Типономінал	$U_{\text{ном}}$ кВ	Номінальні потужності, кВАр	
		$Q_{\text{ном}}$	$Q_{\text{мін}}$
УКРЛ(П)56-6,3-900-300	6,3	900	300
УКРЛ(П)56-10,5-900-300	10,5		
УКРЛ(П)56-6,3-1000-200	6,3	1 000	200
УКРЛ(П)56-10,5-1000-200	10,5		
УКРЛ(П)57-6,3-900-300	6,3	900	300
УКРЛ(П)57-10,5-900-300	10,5		
УКРЛ(П)57-6,3-1000-200	6,3	1 000	200
УКРЛ(П)57-10,5-1000-200	10,5		

Примітка: позначення типорозміру, наприклад УКРЛ(П)56(57)-6,3-900-300 УЗ, означає: У – установка; К – конденсаторна; Р – регулювання за потужністю; Л (П) – розміщення коміркі вводу: Л – зліва, П – справа; 56 (57) – номер модифікації: 56 – із роз'єднувачем, 57 – без роз'єднувача; 6,3 – номінальна напруга, кВ; 900 – потужність, кВАр; 300 – мінімальний ступінь регулювання, кВАр; У – кліматичне виконання; 3 – категорія розміщення.

Комплектують установки конденсаторами типу КЭПЗ із покращеними питомими об'ємними та ваговими характеристиками. Установки можуть оснащувати роз'єднувачами, а можуть виготовляти й без них.

На рисунку 5.29 зображена конденсаторна установка типу УКЛ56М-6,3(10,5)-450УЗ виробництва ПТК «Енергомаш», що конструктивно є металевою шафою з комірками вводу й конденсаторних комірок, кількість яких залежить від потужності установки. Комірки електрично з'єднані між собою збірними шинами, а механічно – болтовими з'єднаннями та блокувальним валом.



*Рисунок 5.29 – Конденсаторна установка типу
УКЛ56М-6,3(10,5)(вид зовні)*

У таблиці 5.9 наведені основні електричні параметри певних конденсаторних установок високої напруги нерегульованих типу УКЛП-6,3(10,5).

Незважаючи на те, що конденсаторні установки нерегульовані коштують менше й значно простіші в експлуатації, порівнюючи з регульованими, останні все частіше використовують, особливо на промислових підприємствах.

Значно сприяло введення в 2002 році нової «Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії» [33].

Сучасні конденсаторні установки регульовані забезпечують автоматичне регулювання потужності конденсаторної установки за одним або кількома такими показниками:

- **добовим графіком навантаження.** Таке регулювання доцільне в разі стабільності графіка навантаження за реактивною потужністю або коли споживачу від електропередавальної організації є припис щодо заданого рівня генерації\споживання реактивної потужності в певний час доби з метою забезпечення балансу реактивної енергії в мережі;

Таблиця 5.9 – Параметри нерегульованих конденсаторних установок високої напруги типу УКЛ(П)-6,3(10,5)

Типономінал	$U_{ном}$, кВ	$Q_{ном}$
УКЛ(П)56-6,3-450 У3	6,3	450
УКЛ(П)56-6,3-900 У3	6,3	900
УКЛ(П)56-6,3-1350 У3	6,3	1 350
УКЛ(П)56-6,3-1800 У3	6,3	1 800
УКЛ(П)56-6,3-2250 У3	6,3	2 250
УКЛ(П)56-6,3-2700 У3	6,3	2 700
УКЛ(П)56-6,3-3150 У3	6,3	3 150
УКЛ(П)56-10,5-450 У3	10,5	450
УКЛ(П)56-10,5-900 У3	10,5	900
УКЛ(П)56-10,5-1350 У3	10,5	1 350
УКЛ(П)56-10,5-1800 У3	10,5	1 800
УКЛ(П)56-10,5-2250 У3	10,5	2 250
УКЛ(П)56-10,5-2700 У3	10,5	2 700
УКЛ(П)56-10,5-3150 У3	10,5	3 150

Примітка: позначення типорозміру, наприклад УКЛ(П)56-10,5-450 У3, означає: У – установка; К – конденсаторна; Л (П) – розміщення комірки вводу: Л – зліва, П – справа; 56 – номер модифікації з роз'єднувачем; 10,5 – номінальна напруга, кВ; 900 – потужність, кВАр; У – кліматичне виконання; 3 – категорія розміщення.

- **величиною та знаком реактивної потужності** (генерація або споживання). Прикладом доцільності використання такого регулювання може бути ситуація, коли енергопередавальна організація бере на себе зобов'язання забезпечувати відповідний рівень напруги на межі розподілу, а споживач – компенсацію або підтримання реактивної складової потужності з максимальною точністю;

- **рівнем напруги.** Таке регулювання використовують зазвичай водночас із регулюванням інших показників. Його основна мета – підтримання в конкретному вузлі електропостачальної системи значень напруги в межах допустимих відхилень.

Потрібно зазначити, що для компенсації реактивної потужності в мережах, від яких живляться приймачі з різкозмінном навантаженням (цехи із великою кількістю підйнятно-транспортних механізмів, пресів, штампувальних установок, зварювальних апаратів тощо) усе ширше використовують **тиристорні конденсаторні установки**. На відміну від конденсаторних установок із контакторами тиристорні конденсаторні установки можуть виконувати компенсацію реактивної потужності за короткий термін, тому що їх швидкодія на два порядки вища. Це можна пояснити тим, що для них немає потреби в затримці спрацювання на час розряду конденсаторів.

До основних переваг тиристорних конденсаторних установок належать:

- після подання сигналу на комутацію тиристор «сам вибирає» час підключення, коли напруга в мережі й на конденсаторі рівні. Водночас затримка ввімкнення не перевищує 20 мс;

- підключення конденсаторів відбувається без пускових струмів;

- більший ресурс роботи, тому що вони не мають рухомих частин;

- для захисту використовують спеціальні швидкодіючі запобіжники, що забезпечують під час будь-яких перевантажень

розмикання кола раніше, ніж струм через тиристор досягне недопустимих для нього величин.

5.5.3.4 Схеми підключення конденсаторних установок

На сьогодні розробили й широко використовують велику кількість схем підключення конденсаторних установок. На рисунках 5.30 і 5.31 зображені основні спрощені схеми підключення конденсаторних установок у мережах напругою до та понад 1 кВ.

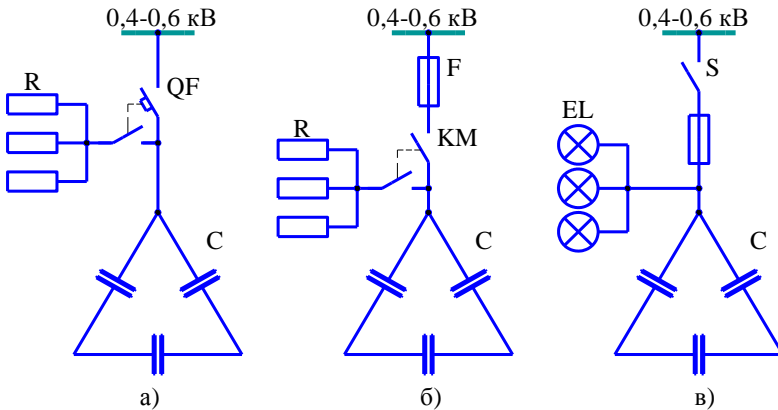


Рисунок 5.30 – Схеми підключення конденсаторних установок напругою до 1 кВ:

- а) з автоматичним вимикачем;*
- б) із запобіжником і контактором;*
- в) з рубильником та запобіжником*

Основними **характерними особливостями** цих схем є такі:

- у трифазних мережах основною схемою з'єднання конденсаторних батарей є схема «трикутник». Це можна пояснити тим, що згідно з (5.57) номінальна реактивна потужність конденсаторної установки значно залежить від величини напруги на конденсаторах. Схеми «трикутник»

забезпечує підключення конденсаторів на лінійну напругу, що в $\sqrt{3}$ рази більша за фазну, яку забезпечує схема з'єднання «зірка»;

- урахувуючи малу стійкість конденсаторів проти тривалих перевантажень за струмом і струмів к. з., у конденсаторних установках повинні передбачати прилади контролю за силою струму й електричні апарати захисту. У конденсаторних установках потужністю до 400 кВАр зазвичай установлюють один амперметр, а в більш потужних – три амперметри (один на фазу). Функції апаратів захисту виконують запобіжники або автоматичні вимикачі;

- наявність залишкового заряду на конденсаторах після вимкнення конденсаторної установки зумовлює необхідність обов'язкового використання розрядних пристроїв, функції яких можуть виконувати резистори R, освітлювальні або індикаторні лампи EL, трансформатори напруги TV. У конденсаторних установках напругою до 1 кВ розрядні пристрої можуть бути як постійно підключеними (рис. 5.30 в), так і автоматично підключатися лише в момент вимкнення конденсаторної установки (рис. 5.30 а, б). Перевагою другого варіанта рішення є значна економія електричної енергії за умови роботи конденсаторної установки в тривалому режимі. У конденсаторних установках напругою понад 1 кВ розрядні пристрої повинні бути постійно підключеними;

- у схемах конденсаторних установок, призначених не лише для компенсації реактивної потужності, а й для стабілізації напруги в певних вузлах навантаження, передбачена можливість форсування потужності конденсаторних установок шляхом зміни на час форсування схеми підключення конденсаторів, що забезпечує зміну величини напруги на окремому конденсаторі й ємності фази батареї конденсаторів. Форсування може бути короткочасним і тривалим.

Короткочасне форсування використовують тоді, коли необхідно підтримати стійкість навантаження під час різкого спаду напруги в мережі.

Довготривале форсування використовують для зменшення дефіциту реактивної потужності в нормальних режимах, під час зростання реактивних навантажень або як засіб

уведення резерву в разі виходу з ладу чи робочого вимкнення основних компенсувальних установок, пов'язаних, наприклад, із їх ремонтом.

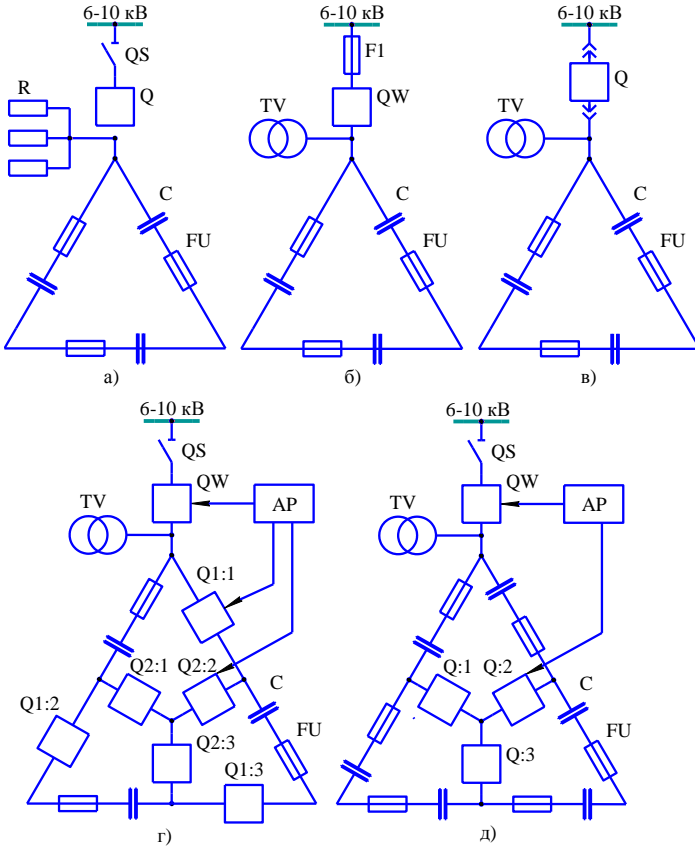


Рисунок 5.31 – Схеми підключення конденсаторних установок понад 1 кВ:

- а) із роз'єднувачем і вимикачем;**
б) із головним запобіжником та вимикачем навантаження;
в) без роз'єднувача з висувним вимикачем;
г) із короткотривалим форсуванням потужності;
д) із довготривалим форсуванням потужності

Схема, зображена на рисунку 5.31 г, дозволяє забезпечити короточасне форсування потужності конденсаторної установки втричі. Таке форсування досягають переключенням на час форсування зі схеми «зірка» на схему «трикутник» за допомогою вимикачів Q1, Q2.

Схема, зображена на рисунку 5.31 д, забезпечує тривале форсування потужності конденсаторної установки в 1,33 раза. Це досягають переключенням за допомогою вимикача Q зі схеми «трикутник» на схему «подвійна зірка».

На практиці використовують й інші схеми, наприклад такі, що забезпечують чотирикратне форсування потужності завдяки переключенням зі схеми «трикутник» на схему «подвійний трикутник».

На рисунку 5.32 зображена принципова електрична схема високовольтної нерегульованої конденсаторної установки типу УКЛ(П)56М-6,3(10,5) виробництва ПТК «Енергомаш» (м. Дніпро, e-mail: em@em.dn.ua).

Перелік електричних апаратів у комірках вводу й конденсаторних комірках зазначений у таблиці 5.10.

Таблиця 5.10 – Електричні апарати згідно зі схемою на рисунку 5.32

<i>Позначення</i>	<i>Назва</i>
РА1–РА3	Амперметр Э-365, 100 А
HL1	Арматура світлосигнальна, зелений
HL2	Арматура світлосигнальна, червоний
X	Блок затискачів БЗН19-25 У2/13
SQ1–SQ3	Вимикач шляховий ВП15Д-21Б211-54 У2.8
Y1, Y2	Замок блокувальний ЗБ-1У3
FU1–F3	Запобіжник ПКЭ108-6-80-31,5 У2
F4	Запобіжник ПРС-6-У3П
SB1,SB2	Кнопка КМЕ-6511 У2
C1, C2	Конденсатор КЭП3-6,3-225-3У2
EL	Лампа з цоколем Е14 на 40 Вт
VD	Прилад випрямлення КЦ 402 В
R1,R2	Резистор ПЭВ-50-1 кОм ±5 %
КА	Реле ТРН-10, 3,2 А
К	Реле РЭН-20
Q	Роз'єднувач РВ3-10/630 УХЛ2
ТА1–ТА2	Трансформатор струму ТЛК-10-0,5/10Р-100/5 У3

Конденсаторна установка призначена для роботи в мережах змінного струму напругою 6 або 10 кВ і частотою 50 Гц. Але можлива тривала її робота й після підвищення діючого значення напруги до $1,1 U_{ном}$ та діючого значення струму до $1,3 I_{ном}$, що може бути зумовленим як підвищенням напруги, так і появою вищих гармонік.

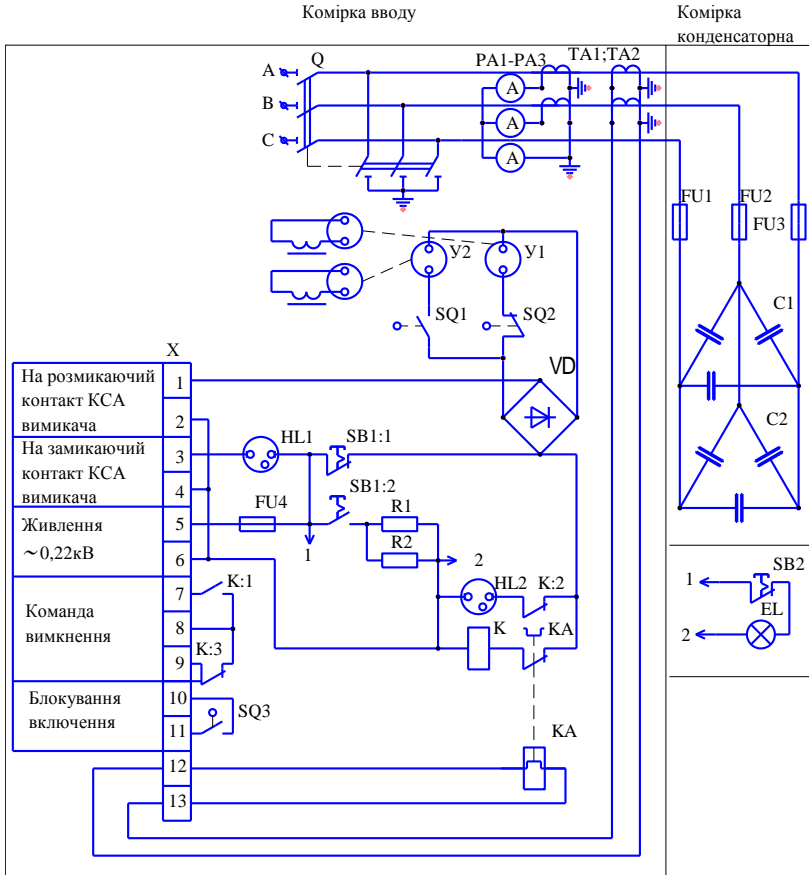


Рисунок 5.32 – Принципова електрична схема високовольтної нерегульованої конденсаторної установки типу УКЛ(П)56М-6,3(10,5)

Два конденсаторні блоки С1 і С2 з умонтованими розрядними резисторами розміщують у конденсаторній комірці. За необхідності схема дозволяє зменшити потужність установки на 225 кВАр. Для цього необхідно зняти один із двох патронів у запобіжниках FU1–FU3 і три шини, що з'єднують конденсаторні блоки С1 і С2 між собою. Відношення максимального значення ємності, що вимірюють між будь-якими двома виводами, до мінімального не повинне перевищувати 1,06.

Робота схеми під час запуску:

- закривають двері конденсаторної комірки, а блокувальний вал переміщують у положення, що внеможливіє відкривання дверей і забезпечує спрацювання шляхового вимикача SQ1;
- закривають двері комірки вводу, розмикають заземлювальні й замикають головні ножі роз'єднувача Q;
- після подачі напруги 0,22 кВ спрацьовує реле К, що дає команду на дозвіл для ввімкнення установки;
- подається напруга на установку.

Робота схеми в сталому режимі:

- під час роботи в сталому режимі конденсаторна установка генерує реактивну енергію в мережу, величина якої може змінюватися залежно від величини напруги в мережі;
- про перебування установки в робочому стані свідчить горіння зеленого індикатора сигнального HL1. За допомогою амперметрів PA1–PA3 здійснюють контроль сили струму в кожній із трьох фаз;
- для забезпечення кращого огляду запобіжників під час експлуатації передбачена лампа освітлення EL;
- для забезпечення підігрівання за низьких температур, а також сушіння поверхонь елементів кіл керування, сигналізації й трансформаторів струму в умовах випадання роси або інею передбачили пристрій підігрівання. Натисканням кнопки SB1:2 забезпечують подання напруги 220 В на резистори R1, R2. Пристрій підігрівання також необхідно обов'язково ввімкнути на 3–4 години перед увімкненням установки, якщо установка була вимкненою більше ніж на одну годину в умовах

підвищеної вологості або за від'ємних температур навколишнього повітря.

Робота схеми під час робочого вимкнення:

- вимикають головний вимикач. Водночас гасне зелена сигнальна лампа HL1;
- уставляють блокувальний ключ у блокувальний замок Y2, установлений на рукоятці привода головних ножів роз'єднувача Q, і відкривають замок;
- розмикають головні ножі роз'єднувача Q і через 5 хв замикають ножі заземлення;
- ключем відкривають блокувальний замок Y2, розміщений на дверях комірки вводу й за допомогою заземлювальної (розрядної) штанги виконують розряд конденсаторів між собою накоротко й на «землю»;
- блокувальний вал переміщують в положення, що не перешкоджає відкриванню дверей конденсаторної комірки. Після відкривання дверей блокувальний вал переміщують у положення, що перешкоджає закриванню дверей, і за допомогою заземлювальної (розрядної) штанги виконують розряд конденсаторів шляхом замикання між собою виводів конденсаторів накоротко й на «землю».

Види захисту й блокувань, передбачені в схемі:

- для захисту конденсаторів від стумів к. з. передбачені три запобіжники FU1–FU3, що мають покажчики спрацювання;
- для захисту кіл керування від стумів к. з. передбачений запобіжник FU4;
- шляховий вимикач SQ1 механічно зв'язаний із дверима установки й унеможливорює подання оперативної напруги на блокувальний замок Y1, що блокує двері комірки вводу;
- шляховий вимикач SQ2 механічно зв'язаний із приводом заземлювальних ножів роз'єднувача Q, перешкоджає поданню оперативної напруги на блокувальний замок Y1, що блокує двері комірки вводу;
- шляховий вимикач SQ3 механічно зв'язаний із приводом головних ножів роз'єднувача Q, перешкоджає

поданню напруги на установку при розімкнених головних ножах роз'єднувача Q;

- захист від перевантажень по струму здійснюють за допомогою реле К і КА. Після збільшення сили струму понад $1,3 I_{ном}$ через час, обернено пропорційний значенню струму, спрацьовує теплове реле КА, контакт якого знаходиться в колі живлення котушки реле К. Реле К спрацьовує й забезпечує появу сигналу на вимкнення установки.

Реле КА налагоджується так, щоб при значеннях струму $1,5 I_{ном}$ воно спрацьовувало за час, що не перевищує 20 хв. Під час такого вимкнення загорається індикатор сигнальний HL2. Для повернення елементів схеми в попередній стан необхідно натиснути на кнопку повернення реле КА. Повторне вмикання установки після автоматичного вимкнення можливе лише за умови виявлення й усунення причин, що призвели до цього вимкнення.

5.5.3.5 Вимоги до умов експлуатації конденсаторних установок

Умови експлуатації конденсаторних установок повинні відповідати вимогам «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів» [37]. Нижче наведені основні вимоги згідно з цим нормативним документом:

- тип, потужність, місце встановлення й режим роботи конденсаторних установок вибирає проектна чи спеціалізована організація відповідно до технічних умов електропередавальної організації на приєднання електроустановок, технічних характеристик і режимів роботи електроустановок споживачів з урахуванням вимог чинних нормативних документів із компенсації реактивної потужності;

- керування режимом роботи конденсаторної установки зазвичай повинне бути автоматичним, якщо ручним керуванням неможливо забезпечити необхідну якість електроенергії;

- дозволене застосування суміщеної пускової апаратури конденсаторних батарей, що не мають автоматичного регулювання потужності, з пусковою апаратурою технологічного обладнання, тобто здійснення індивідуальної (групової) компенсації реактивної потужності;

- у конденсаторних установках напругою понад 1 000 В розрядні пристрої повинні бути постійно приєднаними до конденсаторів, тому в колі між резисторами й конденсаторами не повинно бути комутаційних апаратів. Конденсаторні установки напругою до 1 000 В для економії електроенергії рекомендують виконувати без постійно приєднаних розрядних пристроїв з автоматичним приєднанням останніх у момент вимкнення конденсаторів;

- увімкнення конденсаторної установки, вимкненої дією захистів, дозволене після з'ясування й усунення причини, що призвела до її вимкнення. Водночас увімкнення дозволене для конденсаторів напругою, вищою за 1 000 В, не раніше ніж через 5 хв після вимкнення, а для конденсаторів напругою 660 В і нижчою – не раніше ніж через 1 хв;

- необхідно здійснювати огляди конденсаторної установки без вимкнення: на об'єктах із постійним чергуванням персоналу – не рідше ніж один раз на добу; на об'єктах без постійного чергування персоналу – не рідше ніж один раз на місяць. Позачергові огляди конденсаторних установок здійснюють у разі появи розрядів (тріску) в конденсаторних батареях та підвищення напруги на затискачах або температури навколишнього повітря до значень, близьких до найбільших допустимих;

- капітальний ремонт конденсаторних установок необхідно проводити не рідше ніж один раз на вісім років. Поточні ремонти конденсаторних установок необхідно проводити щороку;

- **експлуатація конденсаторних установок заборонена:**

- якщо напруга на виводах одиничного конденсатора перевищує 110 % його номінальної напруги або напруга на шинах, до яких приєднані конденсаторні батареї, становить понад 110 % номінальної напруги конденсаторів;

- за температури навколишнього повітря, що перевищує найвищу або найнижчу температуру, допустиму для конденсаторів такого типу відповідно до паспортних даних конденсаторних установок;
- за наявності спучування стінок конденсаторів;
- за нерівномірності навантаження фаз конденсаторної установки, що становить понад 10 % середнього значення струму;
- після збільшення струму батареї понад 30 % номінального значення;
- під час крапельної течії просочувальної рідини (але дозволена лише за появи на банці просочувальної рідини);
- у разі пошкодження фарфорового ізолятора.

5.5.4 Статичні компенсатори

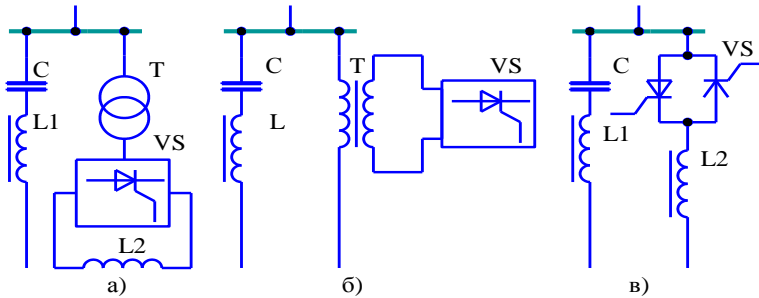
Статичні компенсатори використовують для компенсації реактивної потужності й стабілізації напруги в мережах, до яких підключені електроприймачі з різко змінним характером навантаження (прокатні стани, дугові печі, потужні зварювальні установки тощо). Дуже часто робота таких електроприймачів водночас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

Основні складові статичних компенсаторів: конденсатор, дросель і тиристорний перетворювач. Конденсатор і дросель є накопичувачами електроенергії, а тиристорний перетворювач забезпечує її швидке кероване перетворення.

На практиці використовують велику кількість різних схем для статичних компенсаторів. Характерною особливістю цих схем є те, що всі вони містять генерувальну частину (фільтри високих гармонік) і регульований за допомогою тиристорів дросель.

На рисунку 5.33 зображені найбільш типові спрощені схеми статичних компенсаторів.

Регулювання реактивної потужності таких установок досягають шляхом зміни насиченості магнітопровода реактора та ємності конденсаторних батарей.



*Рисунок 5.33 – Електричні схеми статичних компенсувальних установок:
 а) з індуктивним накопичувачем із боку постійного струму; б) із реактором насичення з нелінійною вольт-амперною характеристикою;
 в) із реактором насичення з лінійною вольт-амперною характеристикою*

До **переваг** статичних компенсаторів належать:

- висока швидкодія зміни реактивної потужності;
- широкий діапазон регулювання реактивної потужності;
- можливість як генерації, так і споживання реактивної

потужності.

До основних **недоліків** статичних компенсаторів належать:

- необхідність використання регульованого дроселя;
- наявність вищих гармонік у складі кривих струму й напруги;
- наявність комутаційних перенапруг.

5.6 Нормативні документи щодо перетікання реактивної електроенергії

До 1974 р. на території колишнього Радянського Союзу критерієм ступеня компенсації реактивної потужності вважали **середньозважений коефіцієнт реактивної потужності $\cos \phi$** .

Економічні важелі впливу електропередавальних організацій на електроспоживачів сприяли широкому впровадженню компенсувальних установок (КУ). Як наслідок, середньозважений коефіцієнт потужності по країні зріс із 0,75 у 1947 р. до 0,93 у 1974 р. Але, враховуючи недосконалість чинних на той час нормативних документів, більшість КУ, використовувані тоді, були нерегульованими. Це обумовлено тим, що електроспоживачі розраховувалися з електропередавальними організаціями за середньозважене значення коефіцієнта реактивної потужності $\cos \varphi$ і були зацікавленими в тому, щоб КУ були ввімкненими весь розрахунковий період. У результаті невимкнення КУ в часи мінімуму активних навантажень (особливо в нічні години) в енергосистемі частим явищем стала перекомпенсація реактивної енергії, що сприяло зростанню втрат електричної енергії й ускладненню процесів регулювання напруги в енергосистемі.

У 1974 р. набув чинності новий нормативний документ («Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях»), згідно з яким показником ступеня компенсації реактивної потужності прийняли **реактивну потужність у часи максимуму енергосистеми, дозволену для використання**. Цю реактивну потужність визначали для кожного споживача, на якого поширювалася дія цього нормативного документа, як оптимальний ступінь компенсації, зумовлений техніко-економічним ефектом у мережах як споживача, так і енергосистеми. Цей нормативний документ сприяв більш широкому впровадженню регульованих КУ.

Перехід до ринкових відносин і можливість використання комп'ютерної техніки в процесах обліку й виконання розрахунків спожитої/відпущеної електроенергії зумовили впровадження в Україні в 1998 р. «Методики розрахунків плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами», а в 2002 р. – «Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії» (далі – Методика) [33], що і є на сьогодні основним чинним нормативним документом із цього питання на території України й обов'язкова до виконання відповідним персоналом Національної енергетичної компанії

«Укренерго» та її регіональних підрозділів, енергогенерувальних, енергопостачальних та електропередавальних організацій усіх форм власності, споживачів електроенергії, проектних і науково-дослідних організацій відповідного профілю.

Нижче стисло наведена інформація з Методики, згf необхідна студентам для засвоєння основних знань, потрібних для розв'язання задач навчального характеру.

5.6.1 Відмінності чинної Методики та її загальні положення

Основною відмінністю Методики від попередніх нормативних документів є те, що вона забезпечує перехід від традиційного обліку електроенергії без диференціації її вартості за годинами доби до роздільного обліку електроенергії за зонами добових графіків, завдяки чому впроваджують ефективні важелі економічного стимулювання споживачів до зменшення перетікання реактивної енергії й відхилень напруги на межах розділу балансової належності електромереж. Методика також сприяє вдосконаленню економіко-організаційної та режимної роботи в електричних мережах на основі утворення стимулів до впорядкування обліку реактивної електроенергії.

Головними завданнями, обов'язковими для виконання, згідно з Методикою є:

- економічне регулювання ринкових відносин електропередавальних організацій зі споживачами за державного контролю за цими відносинами;

- упровадження реальної експлуатаційної технології енергозбереження в електричних мережах за рахунок зменшення втрат активної електроенергії, зумовлених перетіканням реактивних потужностей;

- використання ефективного економічного регулювання реактивних перетікань для забезпечення першочергових стандартних умов якості електричної енергії, зокрема рівнів напруги на межі балансової належності електромереж електропередавальної організації, та зменшення аварійності

основного електрообладнання в енергосистемі й у споживачів електроенергії;

- широке використання сучасної комп'ютерної техніки, завдяки якій основний обсяг зберігання інформації, інженерних та економічних розрахунків покладений на бази даних і пакети програм, що ввійшли до комп'ютерного «Комплексу відлікового аналізу реактивів електричних мереж» (далі – КВАРЕМ).

- використання адресних економічних стимулів для зменшення негативного впливу реактивних потужностей конкретних споживачів на втрати активної електроенергії в основній і розподільній електромережах та на якість напруги у відповідному енергорайоні. Ці стимули визначають за допомогою таких показників:

- узагальнювальних характеристик схеми й режиму основної й розподільної електричних мереж, що мають назву **економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП)** у точках живлення конкретних споживачів;

- **коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП** в електричних мережах, що належать споживачам;

- **коефіцієнта врахування збитків енергосистеми**, що виникають у години нічних провалів добових графіків електричних навантажень в умовах генерації реактивної електроенергії з електричних мереж споживачів.

5.6.2 Основні величини, використовувані для обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії

Усі величини, використовувані для обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії, поділяють на п'ять груп [33].

Перша група – **вхідні величини, одержані інструментальним шляхом** (за допомогою приладів або систем обліку електроенергії). Їх позначення та назви:

WP – споживання активної електроенергії за розрахунковий період, кВт · год;

WQ_{сп} – споживання реактивної електроенергії (перетікання реактивної електроенергії з мережі електропередавальної організації в мережу споживача) за розрахунковий період, кВАр · год;

WQ_г – генерація реактивної електроенергії (перетікання реактивної електроенергії з мережі споживача в мережу електропередавальної організації) за розрахунковий період, кВАр · год;

WQ_{спі} – споживання реактивної електроенергії в і-й зоні добових графіків за розрахунковий період, кВАр · год;

WQ_{гн} – генерація реактивної електроенергії в години нічних провалів добових графіків електричних навантажень за розрахунковий період, кВАр · год.

Друга група – **вхідні величини, що за відсутності в споживачів приладів обліку реактивної електроенергії визначають розрахунковим шляхом.** Їх позначення та назви:

WQ_{спр} – розрахункове споживання реактивної електроенергії, кВАр · год;

WQ_{гр} – розрахункова генерація реактивної електроенергії, кВАр · год;

ΔWQ_{тр} – розрахункові втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі, коли він є власністю споживача, але облік електроенергії встановлений на стороні нижчої напруги, кВАр · год.

Третя група – **додаткові величини, що визначають за допомогою комп'ютерного комплексу КВАРЕМ за наявності повної інформації про параметри й режими магістральної та розподільної електричних мереж.** Їх позначення та назви:

D₁ – перша складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу розділення електричних мереж електропередавальної організації та споживача в розрахунковому режимі на техніко-економічні показники в магістральній мережі, кВт/кВАр;

D₂ – друга складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу розділення електричних

мереж електропередавальної організації та споживача в розрахунковому режимі на техніко-економічні показники в розподільній мережі, кВт/кВАр;

$\mathbf{D} = \mathbf{D}_1 + \mathbf{D}_2$ – сумарний ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу розділення електропередавальної організації та споживача в розрахунковому режимі на сумарні техніко-економічні показники в магістральній і розподільній мережах, кВт/кВАр.

Четверта група – додаткові величини, що визначають за допомогою комп'ютерного комплексу КВАРЕМ в умовах недостатньої інформації про параметри й режими магістральної або розподільної електричної мережі. Їх позначення та назви:

\mathbf{D}_{1cp} – значення першої складової ЕЕРП, середньозважене в комп'ютерній базі даних для використання щодо центрів живлення, де немає інформації про параметри й режими магістральної мережі, що визначають за формулою, кВт/кВАр:

$$D_{1cp} = \frac{\sum_1^m (D_1 \cdot Q_{цж})}{\sum_1^m Q_{цж}}, \quad (5.58)$$

де $Q_{цж}$ – сумарні реактивні навантаження в максимальному режимі в центрах живлення, для яких зібрана й уведена в комп'ютерну базу повна інформація про параметри та режим магістральної мережі й виконані розрахунки для групи 2, кВАр;

m – кількість названих центрів живлення;

D_1 – значення першої складової ЕЕРП, визначені за повною інформацією для цих центрів живлення, кВт/кВАр.

Центрами живлення називають вузли, у яких розділяють магістральну й розподільну частини електричної мережі енергосистеми.

\mathbf{D}_{2cp} – значення другої складової ЕЕРП, середньозважене в комп'ютерній базі даних для використання щодо споживачів без інформації про параметри й режим розподільної мережі, що визначають за формулою, кВт/кВАр:

$$D_{2cp} = \frac{\sum_1^m (D_2 \cdot Q_{cn})}{\sum_1^m Q_{cn}}, \quad (5.59)$$

де $Q_{\text{сп}}$ – сумарні реактивні навантаження в максимальному режимі в споживачів, для яких зібрана й уведена в комп'ютерну базу повна інформація про параметри та режим розподільної мережі й виконані розрахунки для групи 2, кВАр;

m – кількість таких споживачів;

D_2 – значення другої складової ЕЕРП, визначені за повною інформацією для цих споживачів, кВт/кВАр.

$D_{2\text{ст}}$ – значення другої складової ЕЕРП, визначене статистично за комп'ютерною базою даних для використання щодо споживачів, для яких надана неповна інформація про параметри й немає інформації про режим розподільної мережі 10 або 6 кВ, кВт/кВАр:

$$D_{2\text{ст}} = d_{\text{ст}} \cdot 2R/U^2, \quad (5.60)$$

де $d_{\text{ст}}$ – коефіцієнт, визначений статистичним аналізом у комп'ютерній базі даних про параметри й режим електричних мереж електропередавальної організації, кВАр;

R – розрахунковий активний опір радіуса електричної мережі від вузла, в якому виконаний підрахунок ЕЕРП за повною інформацією, до межі розділення балансової належності з електромережею споживача, Ом;

U – номінальна напруга електричної лінії, від якої живиться споживач, кВ. *Примітка:* розрахунки D_1 виконують енергосистеми, D_2 – електропередавальні організації.

П'ята група – нормативні величини:

$C_{\text{баз}}$ – базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП, що необхідно встановити в електричній мережі споживача, прийняте рівним 1,0.

Засоби КРП містять компенсуючі установки, засоби регулювання потужності КУ, прилади або системи обліку реактивної електроенергії.

K – коефіцієнт урахування збитків енергосистеми, що виникають під час генерації реактивної електроенергії з електричних мереж споживачів через підвищення напруги, необхідність роботи магістральної мережі за ненормальними схемами зі значним збільшенням втрат активної електроенергії, пошкодження основного електрообладнання, порушення

електропостачання й безпеку порушень функціональної здатності енергосистеми, прийнятий рівним 3.

5.6.3 Вимоги й порядок проведення розрахунків згідно з чинною Методикою

Згідно з вимогами Методики [33] розрахунки за перетікання реактивної електроенергії здійснюють зі споживачами (крім населення й населених пунктів), за договорами яких сумарна дозволена потужність усіх об'єктів дорівнює 20 кВт і більше, а також з основним споживачем, сумарна дозволена потужність усіх об'єктів якого менша за 20 кВт, проте який зобов'язаний проводити розрахунки за перетікання реактивної електроенергії із субспоживачем(-ами) із сумарною дозволеною потужністю всіх об'єктів 20 кВт і більше. Розрахунки виконують за точками обліку на межі балансової належності (МБН) їх електричних мереж.

Розрахунки за перетікання реактивної електроенергії проводять окремо для кожної точки обліку площадки вимірювання споживача.

Площадкою вимірювання називають забезпечену точкою вимірювання або точками вимірювання електроустановку або сукупність електроустановок, винятково між якими можливі перетікання електричної енергії технологічними електричними мережами власника електроустановок, у які надходить або з яких віддається електрична енергія.

Середньомісячне споживання визначають зазвичай за даними року, що передує розрахунку ЕЕРП; для сезонних споживачів – за даними періоду сезонної роботи; для неритмічно працюючих підприємств – за даними робочих місяців; для нових споживачів – за даними проектної організації.

Для **контролю фактичного споживання реактивної електроенергії** можуть використовувати як традиційні лічильниками реактивної енергії, так і лічильники зонного обліку, що фіксують споживання реактивної електроенергії за

кожну зону добового графіка. Усі зазначені лічильники повинні мати стопори зворотного ходу.

В умовах можливості виникнення **зустрічних перетікань реактивної потужності** з мережі споживача в мережу електропередавальної організації (генерація реактивної енергії) на межі розділення зазначених мереж необхідно мати окремий облік споживання й генерації реактивної електроенергії.

Розрахункові прилади обліку, що контролюють генерацію реактивної електроенергії в мережу електропередавальної організації, потрібно встановлювати вище від точок приєднань усіх наявних у мережі споживача джерел реактивної електроенергії.

В умовах транзитних схем електропостачання, що мають багатостороннє живлення, розрахунковий облік як споживання, так і генерації реактивної електроенергії необхідно встановлювати безпосередньо на приєднаннях споживача.

За умови складної схеми електропостачання зі змінними напрямками перетікань реактивної потужності як розрахункову можуть використовувати автоматизовану систему обліку, що повинна враховувати всі можливі співвідношення перетікань у відповідних часових інтервалах і бути дозволеною для застосування в Україні.

Плату за споживання й генерацію реактивної електроенергії визначають за формулою, грн:

$$П = П_1 + П_2 - П_3, \quad (5.61)$$

де $П_1$ – основна плата за споживання й генерацію реактивної електроенергії, грн;

$П_2$ – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, грн;

$П_3$ – знижка плати в разі залучення споживача до регулювання балансу реактивної потужності (електроенергії), грн.

Основну плату ($П_1$) за спожиту й генеровану реактивну електроенергію визначають за формулою, грн:

$$П_1 = \sum_1^n (WQ_{cn} + K \cdot WQ_r) \cdot D \cdot T, \quad (5.62)$$

де n – кількість точок розрахункового обліку реактивної енергії;

K – коефіцієнт урахування збитків, що виникають під час генерації реактивної електроенергії з електромереж споживачів у години нічних провалів добових графіків;

T – прогнозована оптова ринкова ціна на закупівлю електроенергії з оптового ринку електроенергії (ОРЕ), доведена електропередавальним організаціям Постановою НКРЕ для визначення роздрібних тарифів на електричну енергію споживачам у розрахунковому періоді, грн/кВт · год.

Обчислення ЕЕРП виконує електропередавальна організація один раз на два роки. Значення ЕЕРП, базового коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП і коефіцієнта збитків від генерації реактивної потужності з мережі споживача зазначають у договорі між електропередавальною організацією й споживачем.

Для нових споживачів розрахункове значення ЕЕРП визначає електропередавальна організація залежно від проектних схем живлення, параметрів і режиму електричної мережі.

Для **зонного обліку** основну плату за спожиту й генеровану реактивну електроенергію визначають за формулою, грн:

$$P_1 = \sum_1^n \left(\sum_{i=1}^v WQ_{cni} + K \cdot WQ_{zn} \right) \cdot D \cdot T, \quad (5.63)$$

де v – кількість зон добового графіка електричного навантаження електропередавальної організації;

i – номер зони добового графіка.

За умови зонного обліку реактивної електроенергії плату за генерацію нараховують у зоні нічного провалу добового графіка за вищезгадану фактичною середньою закупівельною ціною.

Якщо споживач розраховується за активну електроенергію за тарифами, диференційованими за зонами доби, але прилади обліку реактивної електроенергії не мають поділу за зонами доби, сумарне споживання й сумарну генерацію реактивної електроенергії за розрахунковий період оплачують за вищезазначеною фактичною середньою закупівельною ціною.

Надбавку за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП (Π_2) визначають за формулою, грн:

$$\Pi_2 = \Pi_1 \cdot C_{\text{баз}} \cdot (K_\varphi - 1), \quad (5.64)$$

де K_φ – коефіцієнт, вибраний залежно від фактичного коефіцієнта потужності споживача $\text{tg } \varphi$ у середньому за розрахунковий період (додаток Ж).

За допомогою коефіцієнта K_φ введена зона нечутливості надбавки Π_2 до споживання реактивної потужності, обмежена значенням граничного коефіцієнта потужності – $\cos \varphi_r = 0,97$ ($\text{tg } \varphi_r = 0,25$). Надбавка починає діяти, якщо фактичний коефіцієнт потужності менший від наведеного значення $\cos \varphi_r$.

Фактичний коефіцієнт потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначають за формулою:

$$\text{tg } \varphi = WQ_{\text{сн}} / WP. \quad (5.65)$$

У разі одержання згідно з (5.65) значення $\text{tg } \varphi$, більшого ніж 2,00, для вибору K_φ приймають $\text{tg } \varphi = 2,00$.

Знижка плати за споживання й генерацію реактивної електроенергії (Π_3) можлива за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої та генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого електропередавальною організацією добового графіка споживання й генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання та генерації, а також розміри знижки обумовлені договором між електропередавальною організацією та споживачем.

У [40] зазначені приклади розрахунку плати за реактивну електроенергію для різних ситуацій, що враховують режим роботи підприємства (одно-, дво- або тризмінний), наявність або відсутність приладів обліку реактивної електроенергії на межі балансової належності електромереж і пристроїв КРП, вид пристроїв КРП (регульовані або нерегульовані) та ін. Нижче з цього джерела наведені лише два типові приклади розрахунку

плати за реактивну електроенергію: якщо на підприємстві встановлені пристрої КРП і якщо пристроїв КРП немає.

Приклад 1. Промислове підприємство з однозмінним режимом роботи має облік активної й реактивної електроенергій, установлений на межі балансової належності електромереж. На підприємстві встановлені регульовані (за критерієм мінімальних втрат) пристрої КРП.

Вихідні дані для розрахунку:

– споживання активної електроенергії за розрахунковий період (місяць) за показами лічильників –
 $W_a = 250000$ кВт · год;

– споживання реактивної електроенергії за розрахунковий період (місяць) за показами лічильників –
 $W_{p.cn} = 13500$ кВАр · год;

– економічний еквівалент реактивної потужності –
 $D = 0,017$ кВт/кВАр;

– роздрібний тариф на активну електроенергію за розрахунковий період – $T_{d.p.} = 0,7$ грн./кВт · год;

– тариф на активну електроенергію за розрахунковий період на оптовому ринку електроенергії України –
 $T_{d.o} = 0,49$ грн./кВт · год;

– тридцятихвилинний максимум реактивного навантаження споживача – $Q_m = 900$ кВАр;

– сумарна фактична потужність КУ на підприємстві –
 $Q_{ку.ф.} = 825$ кВАр;

– нормативне економічно обґрунтоване значення рівня (ступеня) компенсації реактивних навантажень споживача –
 $a_n = 0,915$;

– коефіцієнт, що характеризує величину відхилення фактичного поточкорозподілу реактивної потужності в мережах споживача, порівнюючи з оптимальним значенням (коли $K_0 = 1,0$) до впровадження компенсації або додаткової компенсації, – $K_0 = 1,05$.

Розв'язання

1. Розраховуємо основну плату за реактивну енергію за формулою, грн:

$$П_1 = \sum_{i=1}^n (W_{p.cn.i} + W_{p.z.i}) \cdot D \cdot T_{o.p.}$$

Оскільки на підприємстві встановлені регульовані КУ, $W_{p.z.i} = 0$. Ураховуючи це,

$$П_1 = (13500 + 0) \cdot 0,017 \cdot 0,7 = 160,65 \text{ грн.}$$

2. Розраховуємо надбавку за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП за формулою, грн:

$$П_2 = W_{p.cn.i} \cdot D \cdot T_{o.p.} [(a_n - a_\phi) + (K_0 - 1)],$$

де a_ϕ – фактичне значення рівня КРН споживача:

$$a_\phi = \frac{Q_{KY.\phi.}}{Q_m} = \frac{825}{900} = 0,916.$$

Тоді

$$П_2 = 13500 \cdot 0,017 \cdot 0,7 [(0,915 - 0,916) + (1,05 - 1)] = 8,03 \text{ грн.}$$

3. Розраховуємо знижку плати за споживання та генерацію реактивної електроенергії за формулою, грн:

$$П_3 = K_n \cdot \sum_{i=1}^n W_{p.z.KV_i} D \cdot (T_{o.p} - T_{o.o}),$$

де $K_n = 0,4$ – доля прибутку від реалізації зекономленої електроенергії в мережах електропостачальної організації, що перераховують споживачеві,

$W_{p.z.KV_i} = 132800$ – сумарна реактивна електроенергія, згенерована всіма джерелами реактивної електроенергії за розрахунковий період (за показами лічильників), кВАр · год;

Для перевірки виконання умови щодо підтримання на вводі споживача економічного значення ВРП визначимо:

– фактичне значення вхідної реактивної потужності:
 $Q_{e.\phi.} = Q_m - Q_{KY.\phi.} = 900 - 825 = 75 \text{ кВАр};$

– оптимальне значення вхідної реактивної потужності:

$$Q_e = Q_m - Q_{к.о.} = 900 - 824 = 76 \text{кВАр},$$

$$\text{де } Q_{к.о.} = 0,915 \cdot Q_m = 0,915 \cdot 900 = 824 \text{кВАр}.$$

Умова $0 \leq Q_{e.ф.} \leq Q_e$ виконується: $75 \text{кВАр} < 76 \text{кВАр}$.

З урахуванням цього споживачеві нараховують знижку з основної плати:

$$P_3 = 0,4 \cdot 132800 \cdot 0,017 \cdot (0,7 - 0,49) = 189,6 \text{ грн.}$$

4. Оскільки підприємство виконує вимоги енергопостачальної організації щодо підтримання на вводі економічних значень вхідної реактивної потужності, повна плата становитиме:

$$P = P_1 + P_2 - P_3 = 160,65 + 8,03 - 189,6 = -20,92 \text{ грн.}$$

Приклад 2. Промислове підприємство з однозмінним режимом роботи, на якому немає обліку реактивної електроенергії. На підприємстві встановлені нерегульовані пристрої КРП.

Вихідні дані для розрахунку:

– споживання активної електроенергії за розрахунковий період (місяць) за показами лічильників –

$$W_a = 250000 \text{кВт}\cdot\text{год};$$

– економічний еквівалент реактивної потужності –

$$D = 0,048 \text{кВт/кВАр};$$

– роздрібний тариф на активну електроенергію за розрахунковий період – $T_{о.р.} = 0,7 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$;

– тридцятихвилинний максимум реактивного навантаження споживача – $Q_m = 900 \text{кВАр}$;

– сумарна фактична потужність КУ на підприємстві – $Q_{ку.ф.} = 600 \text{кВАр}$;

– нормативне економічно обґрунтоване значення рівня (ступеня) компенсації реактивних навантажень споживача – $a_n = 0,915$;

– коефіцієнт, що характеризує величину відхилення фактичного поточкорозподілу реактивної потужності в мережах споживача, – $K_0 = 1,6$.

Розв'язання

1. Оскільки на підприємстві немає обліку перетоків реактивної електроенергії, споживання реактивної електроенергії необхідно визначати розрахунковим шляхом за формулою:

$$W_{p.cn.} = W_a \cdot tg \varphi_n = 250000 \cdot 0,8 = 200000 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

2. Оскільки на підприємстві наявні нерегульовані засоби КРП, генерацію реактивної електроенергії потрібно визначати за формулою:

$$W_{p.e.} = Q_{ку.ф.} \cdot t_{н.р.},$$

де $t_{н.р.}$ – тривалість генерації реактивної електроенергії за звітний період (місяць). За однозмінного режиму роботи вона дорівнюватиме:

$$t_{н.р.} = 31 \cdot 24 - 21 \cdot 8 = 576 \text{ год.}$$

Тоді

$$W_{p.e.} = 600 \cdot 576 = 345600 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

3. Розраховуємо основну плату за реактивну енергію за формулою, грн.:

$$П_1 = \sum_{i=1}^n (W_{p.cn.i} + W_{p.e.i}) \cdot D \cdot T_{\partial.p.}$$

Після підстановки формула набирає вигляду:

$$П_1 = (200000 + 345600) \cdot 0,048 \cdot 0,7 = 18332,16 \text{ грн.}$$

4. Розраховуємо надбавку за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП за формулою, грн.:

$$П_2 = W_{p.cn.i} \cdot D \cdot T_{\partial.p.} \cdot [(a_n - a_\phi) + (K_0 - 1)],$$

де a_ϕ – фактичне значення рівня КРН споживача:

$$a_\phi = \frac{Q_{ку.ф.}}{Q_m} = \frac{600}{900} = 0,667.$$

Після підстановки формула набирає вигляду:

$$\begin{aligned} P_2 &= 200000 \cdot 0,048 \cdot 0,7[(0,915 - 0,667) + (1,6 - 1)] = \\ &= 5698 \text{ грн.} \end{aligned}$$

5. Оскільки підприємство не виконує вимоги енергопостачальної організації щодо підтримання на вводі економічних значень вхідної реактивної потужності, повна плата становитиме:

$$P = P_1 + P_2 = 18332,16 + 5698,56 = 24030,72 \text{ грн.}$$

Таким чином, підприємство повинне сплатити енергопостачальній організації за розрахунковий період 24030,72 грн.

Базуючись на результатах розрахунків двох прикладів, можна зробити висновки щодо доцільності встановлення засобів КРП на підприємстві.

5.7 Розрахунок необхідної потужності та вибір місця підключення засобів компенсації реактивної потужності

Розрахунок потужності засобів КРП базується на тому, що здебільшого компенсувати реактивну потужність економічно доцільно не повністю (якщо $\cos \varphi = 1$), а до певних значень, установлених відповідними нормативними документами для характерних вузлів електропостачальної системи.

Залежно від місця підключення засобів КРП розрізняють індивідуальну, групову та централізовану компенсації. Для кожного виду компенсації застосовують свою методику розрахунку необхідної потужності засобів КРП.

Індивідуальну компенсацію здійснюють за допомогою засобів КРП, що безпосередньо підключають до затискачів електроприймача або шин електроустановки. Прикладами такої компенсації можуть бути схеми дугової електропідкової установки (рис. 5.21) та освітлювального приладу з люмінесцентною лампою низького тиску (рис. 5.23).

Перевагою такої компенсації є те, що від перетікань реактивної потужності звільняється вся мережа від джерела живлення до електроприймача й тип самим зменшуються втрати потужності, збільшується пропускна здатність електропостачальної системи та зменшується спад напруги. Але така компенсація має й істотний недолік: засоби КРП функціонують лише тоді, коли функціонує конкретний електроприймач або група електроприймачів конкретної робочої машини. Тому така компенсація найбільш доцільна для електроприймачів, що працюють у тривалому режимі роботи.

Найчастіше для індивідуальної компенсації як засіб КРП вибирають конденсатори (конденсаторні установки). Наприклад, для індивідуальної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів необхідні значення потужності (ємності) конденсаторів, безпосередньо підключених до затискачів двигуна, які можна визначити за таблицями 5.11, 5.12.

Таблиця 5.11 – Значення ємності й потужності конденсаторної установки для індивідуальної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів [69]

P_{Ad} кВт	Характеристики конденсатора					
	220 В		380 В		440 В	
	Q , мкФ	S , кВАр	Q , мкФ	S , кВАр	Q , мкФ	S , кВАр
0,2	15	0,27	–	–	–	–
0,4	20	0,36	–	–	–	–
0,75	30	0,55	–	–	–	–
1,5	50	0,91	10	0,544	10	0,730
2,2	75	1,37	15	0,817	15	1,095
3,7	100	1,82	20	1,089	20	1,460
5,5	175	3,19	50	2,722	40	2,919
7,5	200	3,65	75	4,083	40	2,919
11	300	5,47	100	5,444	75	5,474
15	400	7,30	100	5,444	75	5,474
22	500	9,12	150	8,166	100	7,299
30	800	14,60	200	10,888	175	12,772
37	900	16,42	250	13,609	200	14,597

Таблиця 5.12 – Значення ємності та потужності конденсаторної установки для індивідуальної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів 6–10 кВ [69]

$P_{ад}$, кВт	$\cos \varphi_{н.ад}$	Необхідний $\cos \varphi$					
		0,9		0,95		0,98	
		Характеристики конденсатора					
		C , мкФ	S , кВАр	C , мкФ	S , кВАр	C , мкФ	S , кВАр
37	0,80	9,83	10	15,59	15	20,24	20
40	0,805	10,11	10	16,33	15	21,36	20
50	0,815	11,33	15	19,12	20	25,40	25
55	0,820	11,75	15	20,31	20	27,22	25
60	0,825	12,04	15	21,38	20	28,92	30
75	0,830	14,08	15	25,75	25	35,17	30
100	0,840	16,16	15	31,73	30	44,29	40
110	0,845	16,34	20	33,46	30	47,28	50
125	0,850	16,93	20	36,38	50	52,09	50
150	0,855	18,34	20	41,68	50	60,53	50
200	0,860	21,81	20	52,94	50	78,06	75
220	0,900	0,00	0	34,24	30	61,88	50

Групова компенсація більш поширена, тому що засоби КРП приєднують у вузлах живлення групи електроприймачів, наприклад на ввіді в силову шафу або до шинопроводу розподільного напругою до 1 кВ; до шин 6–10 кВ цехової ТП чи проміжного РП. Під час такої компенсації зменшуються перетікання реактивної потужності в цехових електричних мережах, силових трансформаторах цехових ТП тощо.

Перевага такої компенсації – значне збільшення часу використання засобів КРП. Ефективність використання засобів КРП під час такої компенсації значно залежить від можливості регулювання їх реактивної потужності відповідно до зміни величини коефіцієнта потужності у вузлі підключення впродовж зміни або доби. Така компенсація підвищує надійність і зменшує експлуатаційні витрати.

Одним із найбільш поширених засобів КРП при груповій компенсації є конденсаторні установки. Для визначення необхідної потужності конденсаторної установки на практиці

застосовують різні методи розрахунку. Нижче наведені два з них.

При **табличному методі розрахунку** необхідну потужність конденсаторної установки визначають за формулою, кВАр:

$$Q_{кв} = k \cdot P, \quad (5.66)$$

де P – найбільша активна потужність у вузлі підключення конденсаторної установки, кВт;

k – коефіцієнт, що визначають за таблицею 5.13. Для визначення величини коефіцієнта k необхідними вихідними даними є значення коефіцієнта потужності $\text{tg } \varphi_{д}$ ($\cos \varphi_{д}$) під час роботи без конденсаторної установки, потрібне значення коефіцієнта потужності $\text{tg } \varphi_{п}$ ($\cos \varphi_{п}$) у разі використання конденсаторної установки.

Таблиця 5.13 – **Значення коефіцієнта k**

Діючі значення		Потрібний $\cos \varphi_{п}$									
$\text{tg } \varphi_{д}$	$\cos \varphi_{д}$	0,80	0,82	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
		Коефіцієнт k									
3,18	0,30	2,43	2,48	2,56	2,64	2,70	2,75	2,82	2,89	2,98	3,18
2,96	0,32	2,21	2,26	2,34	2,42	2,48	2,53	2,60	2,67	2,76	2,96
2,77	0,34	2,02	2,07	2,15	2,23	2,28	2,34	2,41	2,48	2,56	2,77
2,59	0,36	1,84	1,89	1,97	2,05	2,10	2,17	2,23	2,30	2,39	2,59
2,43	0,38	1,68	1,73	1,81	1,89	1,95	2,01	2,07	2,14	2,23	2,43
2,29	0,40	1,54	1,59	1,67	1,75	1,81	1,87	1,93	2,00	2,09	2,29
2,16	0,42	1,41	1,46	1,54	1,62	1,68	1,73	1,80	1,87	1,96	2,16
2,04	0,44	1,29	1,34	1,42	1,50	1,56	1,61	1,68	1,75	1,84	2,04
1,93	0,46	1,18	1,23	1,31	1,39	1,45	1,50	1,57	1,64	1,73	1,93
1,83	0,48	1,08	1,13	1,21	1,29	1,34	1,40	1,47	1,54	1,62	1,83
1,73	0,50	0,98	1,03	1,11	1,19	1,25	1,31	1,37	1,45	1,63	1,73
1,64	0,52	0,89	0,94	1,02	1,10	1,16	1,22	1,28	1,35	1,44	1,64
1,56	0,54	0,81	0,86	0,94	1,02	1,07	1,13	1,20	1,27	1,36	1,56
1,48	0,56	0,73	0,78	0,86	0,94	1,00	1,05	1,12	1,19	1,28	1,48
1,40	0,58	0,65	0,70	0,78	0,86	0,92	0,98	1,04	1,11	1,20	1,40
1,33	0,60	0,58	0,63	0,71	0,79	0,85	0,91	0,97	1,04	1,13	1,33
1,30	0,61	0,55	0,60	0,68	0,76	0,81	0,87	0,94	1,01	1,10	1,30
1,27	0,62	0,52	0,57	0,65	0,73	0,78	0,84	0,91	0,99	1,06	1,27

Розділ 5 Реактивна потужність та її компенсація

Продовження таблиці 5.13

$tg \varphi_D$	$cos \varphi_D$	0,80	0,82	0,85	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
		Коефіцієнт k									
1,23	0,63	0,48	0,53	0,61	0,69	0,75	0,81	0,87	0,94	1,03	1,23
1,20	0,64	0,45	0,50	0,58	0,66	0,72	0,77	0,84	0,91	1,00	1,20
1,17	0,65	0,42	0,47	0,55	0,63	0,68	0,74	0,81	0,88	0,97	1,17
1,14	0,66	0,39	0,44	0,52	0,60	0,65	0,71	0,78	0,85	0,94	1,14
1,11	0,67	0,36	0,41	0,49	0,57	0,63	0,68	0,75	0,82	0,90	1,11
1,08	0,68	0,33	0,38	0,46	0,54	0,59	0,65	0,72	0,79	0,88	1,08
1,05	0,69	0,30	0,35	0,43	0,51	0,56	0,62	0,69	0,76	0,85	1,05
1,02	0,70	0,27	0,32	0,40	0,48	0,54	0,59	0,66	0,73	0,82	1,02
0,99	0,71	0,24	0,29	0,37	0,45	0,51	0,57	0,63	0,70	0,79	0,99
0,96	0,72	0,21	0,26	0,34	0,42	0,48	0,54	0,60	0,67	0,76	0,96
0,94	0,73	0,19	0,24	0,32	0,40	0,45	0,51	0,58	0,65	0,73	0,94
0,91	0,74	0,16	0,21	0,29	0,37	0,42	0,48	0,55	0,62	0,71	0,91
0,88	0,75	0,13	0,18	0,26	0,34	0,40	0,46	0,52	0,59	0,68	0,88
0,86	0,76	0,11	0,16	0,24	0,32	0,37	0,43	0,50	0,57	0,65	0,86
0,83	0,77	0,08	0,13	0,21	0,29	0,34	0,40	0,47	0,54	0,63	0,83
0,80	0,78	0,05	0,10	0,18	0,26	0,32	0,38	0,44	0,51	0,60	0,80
0,78	0,79	0,03	0,08	0,16	0,24	0,29	0,35	0,42	0,49	0,57	0,78
0,75	0,80		0,05	0,13	0,21	0,27	0,32	0,39	0,46	0,55	0,75
0,72	0,81			0,10	0,18	0,24	0,30	0,36	0,43	0,52	0,72
0,70	0,82			0,08	0,16	0,21	0,27	0,34	0,41	0,49	0,70
0,67	0,83			0,05	0,13	0,19	0,25	0,31	0,38	0,47	0,67
0,65	0,84			0,03	0,11	0,16	0,22	0,29	0,36	0,44	0,65
0,62	0,85				0,08	0,14	0,19	0,26	0,33	0,42	0,62
0,59	0,86				0,05	0,11	0,17	0,23	0,30	0,39	0,59
0,57	0,87					0,08	0,14	0,21	0,28	0,36	0,57
0,54	0,88					0,06	0,11	0,18	0,25	0,34	0,54
0,51	0,89					0,03	0,09	0,15	0,22	0,31	0,51
0,48	0,90						0,06	0,12	0,19	0,28	0,48
0,46	0,91						0,03	0,10	0,17	0,25	0,46
0,43	0,92							0,07	0,14	0,22	0,43
0,40	0,93							0,04	0,11	0,19	0,40
0,36	0,94								0,07	0,16	0,36
0,30	0,95									0,13	0,33

Приклад

Активна потужність навантаження, кВт	– 320;
Коефіцієнт потужності під час роботи без конденсаторної установки ($\cos \phi_d$)	– 0,61;
Потрібне значення коефіцієнта потужності ($\cos \phi_b$) у разі використання конденсаторної установки	– 0,97;
Коефіцієнт k згідно з таблицею 5.13	– 1,05;
Необхідна потужність конденсаторної установки, кВАр	– 336;
Потужність конденсаторної установки типу УКМ відповідно до таблиці 5.6, кВАр	– 337,5.

При **комп'ютерному методі розрахунку** вихідними даними для розрахунку необхідної потужності конденсаторної установки є номінальна напруга, сила струму та коефіцієнти потужності до компенсації й після неї.

Приклад розрахунку згідно з програмою, розробленою ООО «ЭлектроЭкология», наведений на рисунку 5.34. Ця програма дозволяє розрахувати не лише необхідну потужність конденсаторної установки, але й економічні показники, що обґрунтовують доцільність упровадження цього засобу КРП.

При **централізованій компенсації** засоби КРП зазвичай установлюють на підстанціях і можуть підключати як до шин із боку низької, так і з боку високої напруг.

Перевагою першої обставини є те, що від перетікань реактивної енергії розвантажуються силові трансформатори.

Перевагою другої обставини, коли як засіб КРП використовують конденсаторні установки, є збільшення реактивної потужності за незмінної ємності конденсаторів за рахунок підвищення напруги. Під час такої компенсації засоби КРП використовують більш повно, але водночас не зменшуються перетікання реактивної потужності в усіх мережах, що живляться від підстанції.

Згідно з [33] за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП на межі розподілу балансової належності електромереж електропостачальної організації й

Розділ 5 Реактивна потужність та її компенсація

споживача в розрахунки введена зона нечутливості надбавки P_2 . За $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,25$ ($\cos \varphi_r \geq 0,97$) надбавка P_2 у (5.61) вважають рівною нулю. У разі одержання значення $\operatorname{tg} \varphi \geq 2,00$ у розрахунках приймають $\operatorname{tg} \varphi = 2,00$.

Линейное напряжение	<input type="text" value="380"/>	В
Ток линии до компенсации	<input type="text" value="800"/>	А
Козфициент мощности до компенсации ($\cos \varphi$)	<input type="text" value="0,61"/>	
Потребляемая мощность до компенсации	<input type="text" value="526,54"/>	кВА
Полезная мощность	<input type="text" value="321,19"/>	кВт

Козфициент мощности после компенсации	<input type="text" value="0,97"/>	
Ток линии после компенсации	<input type="text" value="503"/>	А
Потребляемая мощность после компенсации	<input type="text" value="331,13"/>	кВА
Полезная мощность	<input type="text" value="321,19"/>	кВт
Требуемая мощность конденсаторной установки	<input type="text" value="336,73"/>	кВАр

Выбранная мощность УКМ	<input type="text" value="337,5"/>	кВАр
Козфициент мощности после компенсации ($\cos \varphi$)	<input type="text" value="0,971"/>	
Продолжительность эксплуатации	<input type="text" value="24"/>	час./сутки
Тариф	<input type="text" value="1"/>	руб./кВт.час
Срок окупаемости установки	<input type="text" value="6,2"/>	мес.
Ежемесячная экономия	<input type="text" value="24300"/>	руб.

Рисунок 5.34 – Приклад розрахунку необхідної потужності конденсаторної установки комп'ютерним методом

Відповідно до наведеного під час проектування для споживача величину економічно доцільної реактивної потужності Q_{ED} на межі розподілу балансової належності електромереж електропостачальної організації визначають за формулою, кВАр:

$$Q_{ED} = 0,25P_{рСП}, \quad (5.66)$$

де $P_{рСП}$ – розрахункова активна потужність на межі розподілу балансової належності електромереж електропередавальної організації й споживача в найбільш завантажену зміну, кВт.

Контрольні запитання та завдання

1. На які групи поділяють електроустановки й електроприймачі за характером навантаження?

2. Яка основна відмінність між активною та реактивною енергіями (потужностями)?

3. Які мета й принципи компенсації реактивної енергії?

4. Які негативні прояви реактивної енергії?

5. Чим можна пояснити економічну недоцільність передавання реактивної енергії від джерела до електроприймача?

6. Що таке баланс, резерв і дефіцит реактивної потужності?

7. Перерахуйте й охарактеризуйте основні джерела реактивної енергії.

8. Перерахуйте й охарактеризуйте основні приймачі реактивної енергії.

9. Охарактеризуйте силові трансформатори як приймачі реактивної енергії.

10. Охарактеризуйте асинхронні двигуни як приймачі реактивної енергії.

11. Охарактеризуйте зварювальні трансформатори як приймачі реактивної енергії.

12. Охарактеризуйте установки індукційного нагрівання як приймачі реактивної енергії.

13. Охарактеризуйте дугові електропічні установки як приймачі реактивної енергії.

14. Охарактеризуйте освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами як приймачі реактивної енергії.

15. Охарактеризуйте перетворювальні установки як приймачі реактивної енергії.

16. Перерахуйте й охарактеризуйте основні заходи компенсації реактивної потужності.

17. Чому синхронні двигуни використовують як регульований засіб компенсації реактивної потужності?

18. Охарактеризуйте синхронні компенсатори як засіб компенсації реактивної потужності.

19. Чому конденсаторні установки є одним із найбільш поширених засобів компенсації реактивної потужності?

20. Які переваги й недоліки регульованих і нерегульованих конденсаторних установок?

21. Проаналізуйте схеми підключення конденсаторних установок напругою до 1 кВ (рис. 5.30).

22. Проаналізуйте схеми підключення конденсаторних установок напругою понад 1 кВ (рис. 5.31).

23. Розкажіть роботу схеми на рисунку 5.32 в усіх режимах.

24. Перерахуйте основні вимоги до умов експлуатації конденсаторних установок.

25. Охарактеризуйте статичні компенсатори як засіб компенсації реактивної потужності.

26. Які види плат передбачає «Методика обчислення плати за перетікання реактивної енергії»?

27. Назвіть переваги й недоліки індивідуальної, групової та централізованої компенсації.

Розділ 6

ПРИЛАДИ Й СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

6.1 Обґрунтування необхідності та принципів організації обліку електричної енергії

Електрична енергія – це товар, на виробництво, пересилання, розподіл і перетворення якої витрачають значні кошти. Для фінансових розрахунків між окремими суб'єктами господарювання, які взаємодіють в усіх цих процесах, та аналізу ефективності функціонування кожної ділянки електропостачальної системи від джерела до споживача необхідний постійний облік електричної енергії.

Характерною особливістю обліку електричної енергії є те, що обсяги її виробництва й споживання майже збігаються в часі, а тому помилки, що можуть виникнути в процесі обліку, неможливо виправити повторними вимірюваннями. Їх усувають лише безпосередньо розрахунковим шляхом, але похибка таких розрахунків значно вища від тієї, що дають сучасні прилади й системи обліку електричної енергії. Тому всі електроустановки з виробництва, розподілу, пересилання та перетворення електричної енергії обов'язково обладнують приладами або системами обліку, що повинні забезпечувати постійний, надійний і точний її контроль.

Результати обліку електричної енергії використовують із такою метою:

- **для визначення техніко-економічних показників енергосистеми.** У такому разі прилади обліку встановлюють:
 - на кожному генераторі електростанцій енергосистеми, щоб забезпечити облік електроенергії, що виробляє цей генератор;
 - на кожному трансформаторі власних потреб

електростанції, щоб забезпечити облік електроенергії приймачами власних потреб;

– із двох кінців міжсистемних ліній електропередавання, щоб забезпечити облік перетікання електроенергії між цими лініями;

– на початку й у кінці кожної лінії, приєднаної до енергосистеми, щоб забезпечити облік електроенергії, що відпускають споживачам;

• для визначення техніко-економічних показників споживачів (насамперед підприємств). У такому разі потрібно окремо обліковувати:

– електроенергію, отримвану від енергосистеми (енергопередавальної організації);

– витрати електроенергії на невиробничу діяльність;

– електроенергію для субабонентів;

– електроенергію, вироблену власними електростанціями, що функціонують паралельно з енергосистемою;

– витрати електроенергії споживачами власних потреб власних електростанцій;

– перетікання електроенергії від електростанцій власних потреб в енергосистему;

• для фінансових розрахунків між електропередавальною організацією та споживачем за передану/спожиту активну енергію й перетікання реактивної енергії. У такому разі прилади обліку встановлюють зазвичай на межі розподілу балансової належності електромереж електропередавальної організації та споживача. Здебільшого інформацію, що надають прилади й системи обліку електроенергії для фінансових розрахунків, використовують для:

– побудови добових і місячних графіків навантаження;

– контролю режиму функціонування пристроїв КРП;

– контролю енергопередавальної організації за виконанням споживачем плану й режиму електроспоживання впродовж доби, місяця, року;

– контролю енергопередавальної організації за виконанням заявленої споживачем потужності під час максимуму навантаження енергосистеми тощо;

• для обліку електроенергії окремими структурними підрозділами споживача або потужними електроприймачами (передусім підприємств). Дані такого обліку використовують для контролю за додержанням допустимих максимальних показників електроспоживання, визначення питомих норм споживання електроенергії на одиницю продукції або послуги тощо.

6.2 Лічильники електричної енергії

Лічильник електричної енергії (далі лічильник) – це засіб вимірювання, що безпосередньо вимірює й обліковує електричну енергію.

Із часу винаходу першого лічильника в 1889 р. угорським ученим Отто Блаті й серійного виготовлення лічильників угорською фірмою «Сапг» істотно змінилася як конструкція самого приладу, так і вимоги до виконуваних ним функцій.

6.2.1 Класифікація лічильників

Залежно від того, для чого використовують показання лічильників, їх поділяють на дві групи:

1) **лічильники для розрахункового (комерційного) обліку** переданої\спожитої електроенергії, показання яких необхідні для фінансових розрахунків. Такі лічильники повинні мати клас точності, не нижчий ніж 2, а якщо вони підключені

через вимірювальні трансформатори, клас точності останніх повинен бути не нижчим за 0,5. Для промислових споживачів такі лічильники встановлюють зазвичай на межі розподілу балансової належності електромереж електропередавальної організації й споживача. Для фінансових розрахунків із населенням такі лічильники встановлюють у поверховому або квартирному щитку;

2) лічильники для технічного (контрольного) обліку, призначені для контролю споживання електроенергії споживачами власних потреб електростанцій, підстанцій, розподільних пунктів, окремих підрозділів підприємств тощо. Їх показання не використовують під час фінансових розрахунків, а враховують лише для загального обліку спожитої або відпущеної електроенергії, тому вони можуть мати клас точності 2,5. Ці лічильники можна підключати до вимірювальних трансформаторів із класом точності 1,0.

Крім того, лічильники класифікують за такими параметрами:

- **принципом дії**: індукційні й електронні;
- **кількістю фаз**: однофазні та трифазні;
- **кількістю напрямків проходження енергії**: один і два напрямки;
- **кількістю тарифів розрахунку**: одно-, дво-, три- й чотиритарифні;
- **видом електричної енергії, що обліковують**: активної та реактивної енергій;
- **способом підключення**: безпосереднього підключення, трансформаторні й універсальні.

За **точністю обліку** лічильники активної енергії поділяють на класи точності: 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 2,0; 2,5; 3,0; 4,0 а лічильники реактивної енергії – 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 4,0. Трансформаторні лічильники активної й реактивної енергій повинні мати клас точності 2,0 і вищий.

6.2.2 Індукційні лічильники

Індукційний лічильник – інтегровальний прилад, що вимірює електричну енергію у ват-годинах (вар-годинах) або кратних їм одиницях, у якому магнітне поле нерухомих струмопровідних котушок впливає на рухомий елемент із провідникового матеріалу (зазвичай це диск, яким протікають струми, індуковані магнітним полем котушок).

Індукційні лічильники поділяють на:

- **одно- й багатотарифні.** В одностарифному лічильнику лічильний механізм має один ряд лічильних барабанів, а в багатотарифному – два й більше;

- **безпосереднього підключення, трансформаторні та універсальні.** Трансформаторні лічильники – це лічильники, призначені для підключення через вимірювальний або вимірювальні трансформатори. Універсальні лічильники можуть підключати як безпосередньо, так і через вимірювальні трансформатори;

- **активної й реактивної енергій.**

Індукційні лічильники виготовляють із параметрами, наведеними в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Параметри індукційних лічильників

<i>Номінальні напруги, В</i>	<i>Номінальні струми, А</i>	<i>Максимальні струми, % номінального</i>
57,7* ; 63,5* ; 100* ; 110* ; 105* ; 120; 127; 173; 190; 200* ; 220; 240; 277; 290; 380; 400; 415; 420; 480; 500; 600; 660	0,2; 0,3; 0,6; 1* ; 1,5; 2* ; 2,5* ; 5* ; 10* ; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 80; 100	125* ; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 700; 800; 900; 1 000

Примітки:

* струми й напруги для лічильників як безпосереднього, так і трансформаторного підключення. Інші значення для лічильників безпосереднього підключення.

** максимальний струм лише для трансформаторних лічильників.

Для однофазних лічильників класу точності 2,0 максимальний струм повинен становити 400 і 600 % номінального, а для лічильників класу точності 2,5 – 400 % номінального.

Для трифазних лічильників активної енергії дозволений максимальний струм для класу точності 1,0 – 125**, (150**) % номінального і 125**, а для класу точності 2,0 – 200, 300, 400, (400**) і (600) % номінального.

Для трифазних лічильників реактивної енергії максимальний струм повинен дорівнювати 125**% номінального для класу точності 2,0 і 125** і 200, 300, 400, 400** для класу точності 3,0.

Інші значення максимальних струмів містить таблиця 6.1, значення в дужках – за вимогою замовника.

У позначеннях лічильників літери й цифри означають:

С – лічильник (рос. «счетчик»); О – однофазний; А – активної енергії; Р – реактивної енергії; У – із вторинним чи змішаним лічильним механізмом; 3 або 4 – для три- чи чотирипровідної мережі.

Для індукційних лічильників використовують такі позначення:

СО – однофазні безпосереднього підключення або трансформаторні активної енергії;

СОУ – однофазні трансформаторні з вторинним чи змішаним лічильним механізмом активної енергії;

СА3 – трифазні безпосереднього підключення або трансформаторні трипровідні активної енергії;

СА4 – такі самі, але чотирипровідні;

СР4 – трифазні безпосереднього підключення чи трансформаторні три- й чотирипровідні реактивної енергії;

СА3У – трифазні трансформаторні з вторинним або змішаним лічильним механізмом трипровідні активної енергії;

СА4У – такі самі, але чотирипровідні;

СР4 – трифазні трансформаторні з вторинним чи змішаним лічильним механізмом три- й чотирипровідні реактивної енергії.

6.2.2.1 Однофазні індукційні лічильники

Однофазні індукційні лічильники призначені для функціонування в однофазних колах змінного струму.

Магнітна система однофазного індукційного лічильника (рис. 6.1) складається з нерухомого стрижневого магнітопроводу (1) і П-подібного магнітопроводу (9). На середньому стрижні магнітопроводу (1) намотана обмотка напруги (2), підключена паралельно й призначена для створення магнітного потоку Φ_U , пропорційного напрузі U . Обмотка струму (10), намотана на магнітопровід (9), підключена послідовно й призначена для створення магнітного потоку Φ_I , пропорційного силі струму I . У зазорі між магнітопроводами (1 і 9) розміщений алюмінієвий рухомий диск (7), через який замикаються магнітні потоки Φ_U та Φ_I .

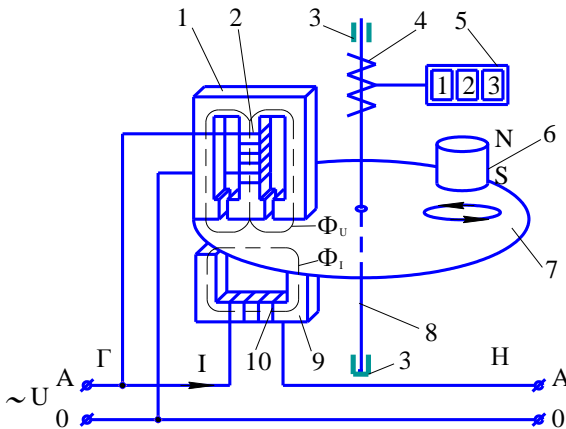


Рисунок 6.1 – Функціональна схема однофазного індукційного лічильника: 1 – стрижневий магнітопровід; 2 – обмотка напруги; 3 – опори; 4 – черв'ячна передача; 5 – лічильний механізм; 6 – постійний магніт; 7 – алюмінієвий диск; 8 – вісь; 9 – П-подібний магнітопровід; 10 – обмотка струму

Магнітопроводи (1 і 9) разом із обмотками струму (10) та напруги (2) становлять обертовий елемент, що створює обертовий момент $M_{об}$, який діє на рухому частину індукційного лічильника – алюмінієвий диск (7). Обертовий момент, створений результируючою електромагнітною силою за наявності двох магнітних потоків Φ_U і Φ_I , пропорційний активній потужності P . Його визначають за формулою:

$$M_{об} = k \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi = k \cdot P, \quad (6.1)$$

де φ – кут зсуву між струмом і напругою;

k – коефіцієнт пропорційності.

Для забезпечення динамічної рівноваги диска (7), що обертається в процесі функціонування, передбачили постійний магніт (6).

Крім основних моментів (обертового й гальмівного), на диск лічильника діють й інші моменти: тертя в опорах (3) і диска об повітря, індукційний гальмівний момент, зумовлений пересіканням диска робочими магнітними потоками тощо.

На осі (8), крім диска (7), знаходяться елементи черв'ячної передачі (4), за допомогою якої обертання передається на лічильний механізм (5), що здійснює числовий облік електричної енергії.

Однофазні індукційні лічильники (рис. 6.2) мають пластмасовий корпус і призначені для закріплення у вертикальному положенні.



Рисунок 6.2 – Однофазний індукційний лічильник типу SO-U446M

На щитку лічильника зазначають його основні характеристики (номінальну напругу; струм і частоту; кількість обертів, що відповідають 1 кВт · год; заводський номер тощо). Через проріз у щитку можна побачити диск із позначками червоного й чорного кольорів, що забезпечує краще візуальне сприйняття рухомого стану диска.

Електричні схеми безпосереднього й трансформаторного підключень однофазних лічильників показані на рисунок 6.3. Через генераторні затискачі «Г» (1, 3) лічильник з'єднують з електричною мережею, а через затискачі навантаження «Н» (2, 4) – зі споживачами. Для забезпечення правильного обліку електричної енергії принципово важливо, щоб обмотка струму (послідовна обмотка) лічильника в разі безпосереднього підключення або первинна обмотка трансформатора струму ТА в разі трансформаторного підключення були підключеними в розсічку фазного провідника, а не нейтрального.

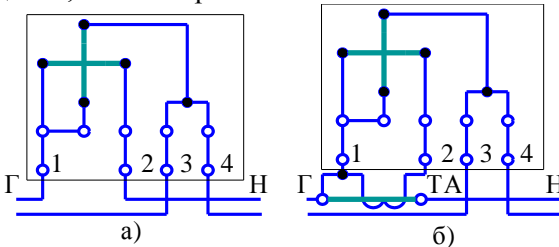


Рисунок 6.3 – Електричні схеми однофазних індукційних лічильників: а) за безпосереднього підключення; б) за підключення через трансформатори струму

Кількість спожитої/відпущеної електроенергії за час вимірювання лічильником безпосереднього підключення визначають як різницю показів у кінці (W_2) та на початку (W_1) вимірювань за формулою, кВт · год:

$$W = W_2 - W_1. \quad (6.2)$$

Для однофазних лічильників із трансформаторним підключенням для визначення кількості спожитої/відпущеної електроенергії за час вимірювання використовують формулу, кВт · год:

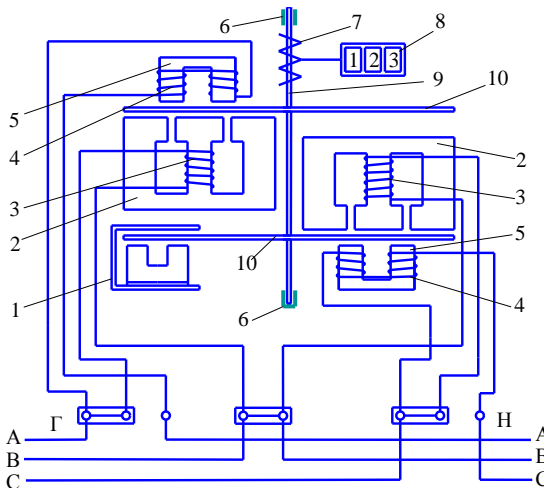
$$W = (W_2 - W_1) \cdot k_t, \quad (6.3)$$

де k_t – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Для універсальних лічильників властивим є те, що номінальний струм лічильника дорівнює 5 А, а тому для них можна використовувати схеми як безпосереднього, так і трансформаторного підключення.

6.2.2.2 Трифазні індукційні лічильники

Трифазні індукційні лічильники призначені для функціонування в трифазних колах змінного струму як за наявності, так і в разі відсутності нейтрального проводу (в три- й чотирипровідних мережах). Вони бувають двох- і трьохелементні. Двохелементні лічильники мають по дві обмотки струму й напруги, а трьохелементні – по три.



*Рисунок 6.4 – Функціональна схема трифазного
двохелементного індукційного лічильника:*

- 1 – постійний магніт; 2 – стрижневий магнітопровід;
3 – обмотка напруги; 4 – обмотка струму; 5 – П-подібний
магнітопровід; 6 – опори; 7 – черв'ячна передача;
8 – лічильний механізм; 9 – вісь; 10 – алюмінієві диски*

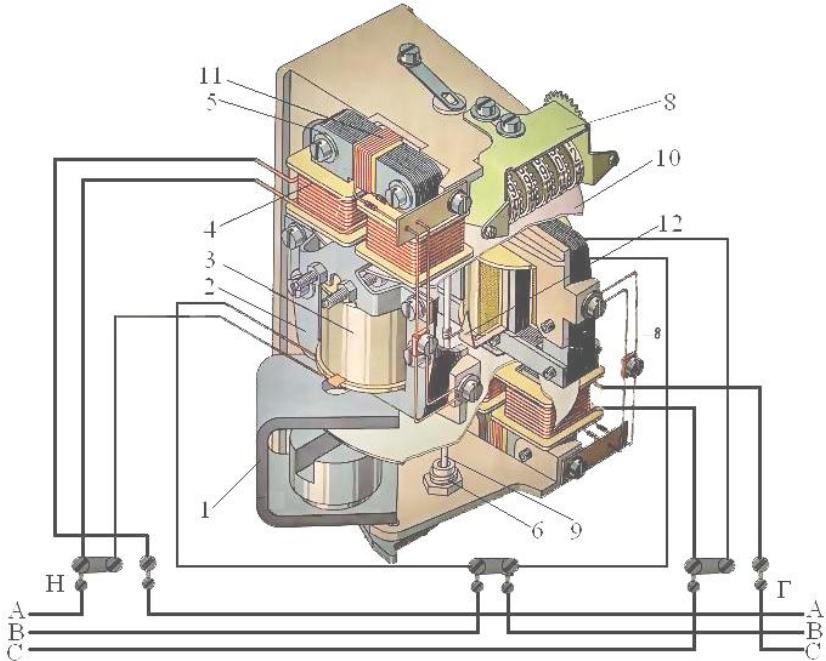


Рисунок 6.5 – Конструкція трифазного двохелементного індукційного лічильника:

- 1 – постійний магніт; 2 – стрижневий магнітопровід;
 3 – обмотка напруги; 4 – обмотка струму;
 5 – П-подібний магнітопровід; 6 – опори;
 7 – черв'ячна передача; 8 – лічильний механізм;
 9 – вісь; 10 – алюмінієві диски;
 11 – регулятор зсуву фаз;
 12 – регулятор самоходу*

У механізмі лічильника два обертових елементи, кожен із яких має електромагніт кола струму (обмотка струму (4) і магнітопровід (5)) та електромагніт кола напруги (обмотка напруги (3) і магнітопровід (2)). У зазорах між магнітопроводами (2) і (5) розміщені алюмінієві диски (10), закріплені на осі (9). Рух від осі (9) за допомогою черв'ячної

передачі (7) передається на лічильний механізм (8), що обліковує електроенергію. Гальмівний момент створюється за допомогою постійного магніту (1), що можна переміщувати відносно осі й тим самим змінювати значення моменту. Для збалансування функціонування двох обертових елементів є регулятори зсуву фаз (11) (рис. 6.5). Для усунення самоходу дисків (обертання за відсутності струму в обмотках струму (4)) передбачили регулятор самоходу (12).

Трифазні індукційні лічильники використовують для обліку активної (рис. 6.6) і реактивної (рис. 6.7) енергії. Як і однофазні, трифазні індукційні лічильники мають пластмасовий корпус та призначені для закріплення у вертикальному положенні.



*Рисунок 6.6 –
Трифазний
індукційний лічильник
активної енергії
типу CA4-195*



*Рисунок 6.7. –
Трифазний
індукційний лічильник
реактивної енергії
типу CP4-5002*

Електричні схеми підключення трифазних трьохелементних індукційних лічильників наведені на рисунку 6.8, а двохелементних – на рисунку 6.9.

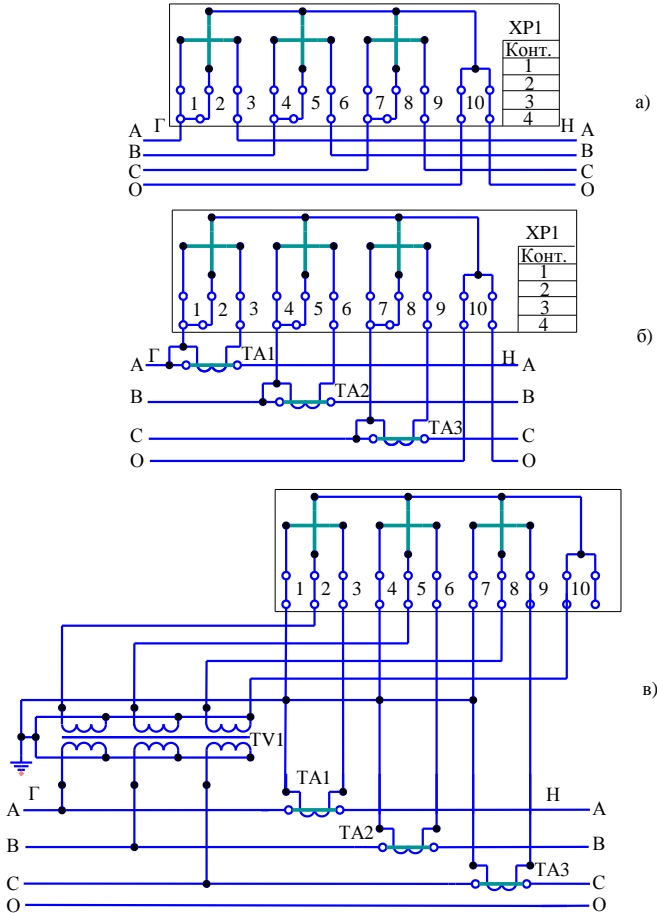
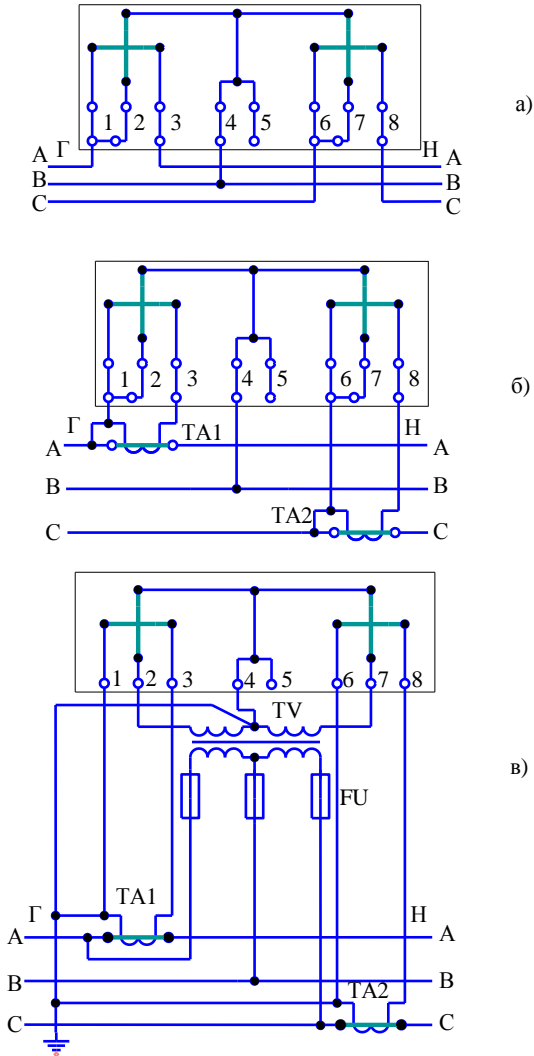


Рисунок 6.8 – Схеми підключення трифазних трьохелементних індукційних лічильників: а) безпосередньо; б) через трансформатори струму; в) через трансформатори струму й напруги



*Рисунок 6.9 – Схеми підключення трифазних
двохелементних індукційних лічильників:
а) безпосередньо; б) через трансформатори струму;
в) через трансформатори струму й напруги*

Сучасні конструкції індукційних лічильників на вимогу замовника можуть оснащувати стопором зворотного ходу, що унеможливорює зворотне обертання диска.

Певні зразки індукційних лічильників комплектують спеціальними датчиками індукційними. Ці пристрої дають можливість використовувати індукційні лічильники в системах автоматизованого обліку електроенергії за одно- або багатотарифною сіткою.

Датчик індукційний, схема якого зображена на рисунку 6.10, має котушки індуктивності L1 і L2 із феритовими осерддями, у зазор між якими входить диск із прорізом, жорстко зв'язаний із віссю лічильника й виготовлений із немагнітного матеріалу. Залежно від положення прорізу диска відносно котушок індуктивності датчик дозволяє або забороняє проходження сигналів через усю схему, що надходять із зовнішніх пристроїв.

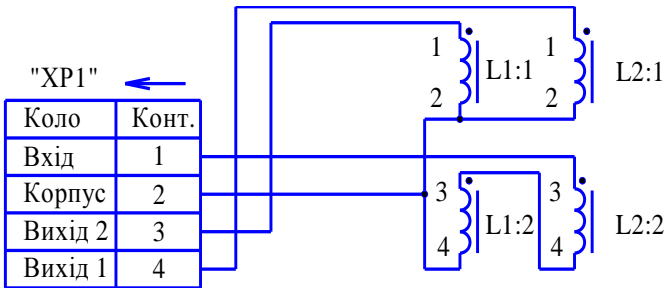


Рисунок 6.10 – Схема датчика індукційного

6.2.2.3 Основні технічні характеристики індукційних лічильників

Індукційні лічильники вибирають за такими основними параметрами:

- номінальною напругою (первинною, вторинною);
- номінальним струмом (первинним, вторинним);

- максимальним струмом;
- класом точності;
- способом підключення.

Основні технічні характеристики певних індукційних лічильників зазначені в таблиці 6.2.

Для перетворення однотарифних лічильників, зокрема й тих, що вже експлуатують, у багатотарифні на практиці використовують **спеціальні приставки**, наприклад:

- **двотарифні**: типу СВ500 – для однофазного лічильника СО-5000; типу СВ5009 – для трифазного лічильника СА4-5000;

- **тритарифні**: типу СВ5011 – для однофазного лічильника СО-5000; типу СВ5012 – для трифазного лічильника СО-І446; СВ5013 – для трифазного лічильника СА4-5000; СВ5014 – для трифазного лічильника СА4У-І672М.

Дво- й тритарифні приставки забезпечують облік та індикацію споживання електричної енергії на період дії пільгових тарифів. Керують приставками для зміни тарифу за допомогою силових провідників, а сигнал керування виробляють із застосуванням формувача команд.

Індукційні лічильники мають істотні недоліки, основні з яких:

- невисокий клас точності (найвищий – 0,5 для активної та 1,5 для реактивної енергії);

- відносно великі значення власних споживань енергії (для сучасних зразків: споживана активна потужність за номінальної напруги й частоти – до 1,5 Вт; загальна споживана потужність у кожному колі напруги – до 5,0 В·А; загальна споживана потужність у кожному колі струму – до 3,0 В·А;

- залежність показань від частоти;
- залежність показань від атмосферних факторів (температури, вологості, тиску);
- залежність показань від положення;
- вплив зовнішніх електромагнітних полів.

Зазначені недоліки зумовили їх обмежене використання для обліку електричної енергії й заміну на більш досконалі електронні лічильники.

Таблиця 6.2. Темпличні характеристики індукційних лічильників

Лічильник	CO-5000, CO512	CA4-5001-5	CA4-5001-20	CP4-5002-5	CP4-5002-20	CA4-7-5004	CA3-7-5007	CA3-7-5009	CP4-7-5003	CP4-7-5008	
Однофазний	■										
Трифазний		■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Безпосереднього включення	■	■	■	■	■						
Трансформаторні		○		○		■	■	■	■	■	
Активної енергії	■	■	■			■	■	■			
Реактивної енергії				■	■				■	■	
Клас точності		2,0		3,0		2,0					
Номинальний струм, А	10	5	20	5	20	5	1	5		1	
Максимальний струм, А	40	20	60	20	60	6,25	1,25	6,25		1,25	
Напруга, В	220	220/380			100						
Номинальна частота, Гц	50										
Потужність, що споживається в колі обмотки напруги, Вт/В·А	1,3/5,0	1,5/5,0	1,5/5,0	2/5	2/5	1,5/6,0	1,5/6,0	1,5/6,0	1,5/5,0	1,5/5,5	
Потужність, що споживається в колі обмотки струму, В·А	0,6										
Температурні умови експлуатації	-30÷55 С ⁰										-20÷40С ⁰

6.2.3 Електронні лічильники

Електронний лічильник – лічильник, дія якого базується на використанні елементів електронної техніки.

Одна з ознак останніх років щодо вдосконалення обліку електричної енергії – усе ширше використання електронних (статичних) лічильників, що поступово витісняють «архаїчні» індукційні лічильники.

До істотних **переваг електронних лічильників** належать:

- відсутність у конструкції частин, що обертаються;
- значно ширший діапазон за струмом навантаження;
- високий клас точності;
- висока чутливість;
- можливість обліку електричної енергії у двох напрямках;
- убудована телеметрія.

Закордонна й вітчизняна промисловість випускають широкий спектр різних видів електронних лічильників, призначених для обліку електричної енергії як в одно-, так і в трифазних колах; як за безпосереднього, так і за трансформаторного підключень; як активної, так і реактивної енергії.

Електронні лічильники виготовляють із класами точності активної енергії 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 2,0 і 4,0, а лічильники реактивної енергії – 1,5; 2,0 і 4,0. Трансформаторні лічильники активної та реактивної енергії повинні мати клас точності 2,0 і вищий. Їх параметри наведені в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Параметри електронних лічильників

<i>Номінальна напруга, В</i>		<i>Номінальний струм, А</i>	<i>Максимальний струм, % номінального</i>
<i>лінійна</i>	<i>фазна</i>		
100, 220, 380, 380/ $\sqrt{3}$	380/ $\sqrt{3}$, 127, 220, 380	1, 5, 10, 20, 40	125*, 250, 500, 1 000, але не більший за 100 А

Примітка: для лічильників активної енергії безпосереднього підключення класу точності 2,0 максимальний струм повинен становити 500 і 1 000 % номінального, а для лічильників класу точності 2,5 – 400 % номінального.

У разі підключення через трансформатор доцільна максимальна сила струму % для класу точності 0,2 – 125 % номінального, а для класів точності 0,5 і 1,0 – 150 % номінального.

Для лічильників реактивної енергії безпосереднього підключення класу точності 2,0 максимальний струм повинен дорівнювати 200, 300, 400, 500*, 600 і 1 000 % номінального.

Для трифазних лічильників реактивної енергії дозволений максимальний струм номінального для класу точності 2,0– 125** %, а для класу точності 4,0 – 125**, 200, 300*, 400*, 600* й 500, 1 000 % номінального.

У разі підключення через трансформатор дозволена максимальна сила струму для класів точності 1,5 і 2,0 –125, 150 %.

* виготовляють на вимогу замовника.

6.2.3.1 Однофазні електронні лічильники

Прикладом однофазного електронного лічильника можуть бути лічильники типу СЭА1 (рис 6.10), призначені для обліку електричної енергії в однофазних двопровідних колах змінного струму з номінальною фазною напругою 220 В і струмом до 65 А. Лічильники можуть забезпечувати облік електричної енергії як за одним, так і за двома тарифами.

Основні переваги лічильників цього типу:

- широкий діапазон вимірюваних струмів: від 0,025 до 65 А;
- можна використовувати як датчик для автоматизованих систем обліку електричної енергії й телевимірювання потужності;
- можуть функціонувати в



*Рисунок 6.11 –
Однофазний
електронний
лічильник
типу СЭА1*

діапазоні робочих температур від -45 до $+60$ °С;

- стійкі до вібрації;
- можна встановлювати в будь-якій площині;
- витримують коливання частоти в діапазоні від 47 до 63 Гц;
- стійкі до коливань напруги в діапазоні від 187 до 243 В;
- витримують короточасні перевантаження (не довші ніж 0,5 с) вхідним струмом до 150 А.

6.2.3.2 Трифазні електронні лічильники

Прикладом трифазного електронного лічильника активної енергії можуть бути лічильники типу СТ-ЭА05 (рис. 6.12), призначені для обліку активної електричної енергії в трифазних три- й чотирипровідних мережах змінного струму напругою $3 \times 220/380$ В і частотою $50 (\pm 2,5 \%)$ Гц у закритих приміщеннях при температурі від -25 до $+55$ °С.



*Рисунок 6.12 –
Трифазний
електронний
лічильник
активної енергії
типу СТ-ЭА05*

Лічильники типу СТ-ЭА05 мають такі особливості:

- малі значення потужності споживання;
- високий поріг чутливості;

- широкий температурний діапазон;
- високу надійність;
- високий рівень захисту від несанкціонованого споживання електричної енергії;
- телеметричний вихід для дистанційної передавання інформації;
- одні кВт · год відповідає 2 000 імпульсів.

Електричні схеми підключення трифазних електронних лічильників типу СТ- ЭА05 зображені на рисунку 6.13.

6.2.3.3 Основні технічні характеристики електронних лічильників

Електронні лічильники обирають за такими основними параметрами:

- класом точності;
- частотою мережі;
- номінальною напругою (первинною, вторинною);
- номінальним струмом (первинним, вторинним);
- максимальним струмом;
- порогом чутливості;
- кількістю фаз;
- кількістю напрямків урахування;
- способом підключення;
- видом інтерфейсу.

Основні технічні характеристики електронних лічильників зазначені в таблиці 6.4.

Різновид електронних лічильників – **лічильники з імпульсним виходом**, у яких аналогові сигнали пропорційні струму й напрузі мережі, у яку вони підключені, спочатку перетворюються в цифровий сигнал. Усі подальші перетворення сигналу (перемноження, фільтрація й додавання) у лічильнику з імпульсним виходом відбуваються над цифровим сигналом. На виході лічильника одержують імпульсно-частотний сигнал, пропорційний спожитій/відпущеній електроенергії за певний час роботи.

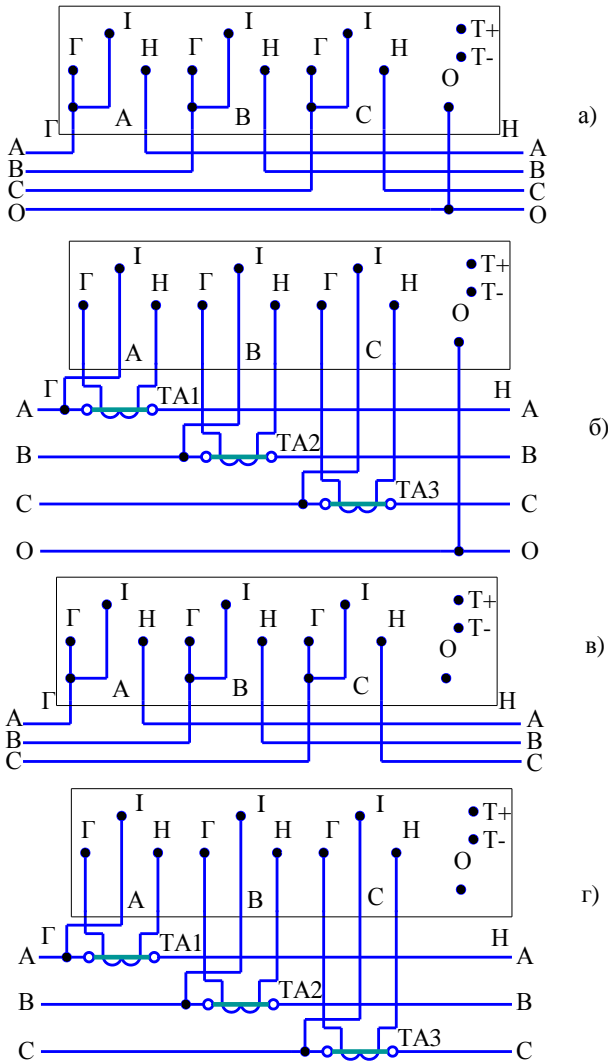


Рисунок 6.13 – Схеми підключення трифазних електронних лічильників активної енергії типу СТ-ЭА05 у чотири- (а, б) і трипровідну (в, г) мережі за безпосереднього (а, в) і трансформаторного (б, г) підключень

Таблиця 6.4 – Технічні характеристики електронних лічильників

Лічильник	ЦЗ6803В	Ф68700В	ЦЗ6805В	ЦЗ6808В	ЦЗ6807В	ЦЗ6822	ЦЗ6823	ЦЗ6811	ЦЗ6801
Однофазний	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Трифазний	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Активної енергії	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Реактивної енергії									
Клас точності	2,0	1,0	0,5	0,2	2,0	2,0 1,0 0,5	2,0 1,0 0,5	1,0	1,5
Номинальний струм, А	5 або 10	1 або 5	1 або 5	1 або 5	5	10	1 або 5	1 або 5	1 або 5
	1 або 5	1 або 5	1 або 5	1 або 5	1 або 5	5	1 або 5	1 або 5	1 або 5
Максимальний струм, А	50 або 100	1,5 або 7,5	1,5 або 7,5	1,5 або 6	50	100	1,5 або 7,5	1,5 або 7,5	1,5 або 7,5
	100	1,5 або 7,5	1,5 або 7,5	1,5 або 6	1,5 або 7,5	50	1,5 або 7,5	1,5 або 7,5	1,5 або 7,5
	1,5 або 7,5	7,5	7,5	6	7,5	50	7,5	7,5	7,5
Номинальна напруга, В	3-220	3-57,5	3-57,5	3-57,5	220	3-220	3-220	3-57,5	3-220
	3-57,5	(3-100)	(3-100)	(3-100)	110	(3-380)	(3-380)	(3-100)	(3-380)
	(3-100)								
Число тарифів	1 або 2	1	1	1	1 або 2	3	3	1	1
Напрямок обліку	1	1 або 2	1 або 2	2	1	1	1 або 2	1 або 2	1

Прикладом такого лічильника може бути трифазний лічильник електроенергії з імпульсним виходом серії ADE7752 компанії «Analog Devices Inc.», характерні особливості якого:

- висока точність: похибка не перевищує 0,1 % за динамічного діапазону 550 : 1;
- сумісність із трифазними три- й чотирипровідними мережами 50 і 60 Гц;
- має частотні виходи для одержання інформації про середні значення активної енергії;
- власний убудований аналого-цифровий перетворювач і цифровий сигнальний процесор забезпечують високу точність у широкому діапазоні умов довкілля й довготривалу стабільність;
- передбачений захист від самоходу лічильника (є поріг потужності навантаження, починаючи з якого лічильник забезпечує вимірювання).

6.2.4 Електронні багатофункціональні лічильники

Використання електронних багатофункціональних електронних лічильників – наступний крок на шляху вдосконалення обліку електричної енергії. Ці лічильники можна застосовувати як окремо, так і в складі інформаційно-вимірювальних систем.

Багатофункціональні електронні лічильники електроенергії – це повністю програмовані мікропроцесорні вимірювальні прилади. Сучасні зразки таких лічильників можуть виконувати понад сто різних функцій, основні з яких:

- облік як активної, так і реактивної енергій;
- облік електроенергії у двох напрямках;
- цифрову обробку струму й напруги для обліку активної енергії та розрахунку усередненої потужності за фіксований інтервал часу;
- побудову графіків навантаження;
- розрахунок повної енергії та коефіцієнта потужності;
- вимірювання струму, напруги й частоти;
- зберігання та відображення вимірюваних величин на рідиннокристалічному індикаторі;

- забезпечення живлення приладу як від мережі вимірювання, так і від спеціальних батарей;
- переключення тарифів за допомогою зовнішніх сигналів синхронізації або програмою, зокрема й під час переходу з літнього часу на зимовий;
- забезпечення нормального функціонування в разі зникнення однієї чи двох фаз або нейтралі;
- захист від несанкціонованого доступу в програмне забезпечення;
- можливість приймати телеметричні імпульси від інших лічильників енергосистеми (електролічильників, лічильників води, газу та ін.);
- здійснення зовнішньої комунікації з іншими вимірювальними приладами, а також підключення до автоматизованої системи обліку й керування електроспоживанням різних структур;
- одержання будь-якої інформації про миттєві значення вимірюваних величин у режимі реального часу, а також усіх даних, збережених у пам'яті лічильника;
- забезпечення автоматичного зв'язку й повідомлення оператору в разі виникнення певних аварійних або критичних ситуацій, таких як обрив фазного чи нейтрального проводу, вихід певного параметра за встановлені межі тощо.



*Рисунок 6.14 –
Багатофункціональний
електронний лічильник
електроенергії
типу ACE 5 000*

Усі елементи більшості багатофункціональних електронних лічильників електроенергії розміщені в стандартному корпусі трифазного лічильника, що відповідає габаритним і приєднувальним розмірам за стандартами DIN.

Прикладом багатофункціонального електронного лічильника електроенергії може бути лічильник типу ACE 5 000 (рис. 6.14), технічні характеристики якого наведені в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Технічні характеристики багатофункціонального електронного лічильника електроенергії типу ACE 5000

<i>Параметр</i>	<i>Значення й характеристика</i>
Робочий діапазон напруги	3x220/380 В (-30 %, +25 %)
Робочий діапазон струмів під час підключення: – безпосереднього; – трансформаторного	5–120 А 5–10 А
Частота	50 Гц
Тип підключення	чотирьохпровідне
Клас точності: – за активною енергією; – за реактивною енергією	Клас 1.0 (за МЕК 61036) Клас 2.0 (за МЕК 61268)
Вимірювані параметри	Активна й реактивна енергії та потужності в одному або двох напрямках. Миттєві й максимальні значення фазних напруг і струмів, активної та повної потужностей, $\cos \varphi$.
Період інтеграції потужності	Можна запрограмувати: 1, 3, 5, 10, 15, 20, 30, 60 хв
Дисплей	Багатосегментний РКІ, послідовність повідомлень програмуєть
Власне споживання: – у колах обмоток струму; – у колах обмоток напруги	– не більше за $0,1 \text{ В} \cdot \text{А}$; – не більше ніж $0,8 \text{ В} \cdot \text{А}$ та $0,7 \text{ Вт}$

Продовження табл. 6.5

<i>Параметр</i>	<i>Значення й характеристика</i>
Комунікаційні інтерфейси	<ul style="list-style-type: none"> – Оптичний інтерфейс (DLMS Cosem, IEC 61107 mode E), 9 600 бод; – 1 або 2 імпульсних телеметричних виводи (IEC 62053-31 type A); – Послідовний інтерфейс (DVO), 1 200 бод; – 8 тарифних ставок; – 8 моментів переключення за добу; – 4 добових графіки; – 4 сезони; – 72 спеціальні окремо програмовані дати; – автоматичний перехід на літній/зимовий час
Діапазон: – робочих температур; – граничних робочих температур; – зберігання й транспортування	<ul style="list-style-type: none"> – 25–(+60) °С; – 40–(+60) °С; – 40–(+60) °С

6.3 Автоматизовані системи

Автоматизовані системи – це наступний після багатофункціональних електронних лічильників етап в історії розвитку обліку електричної енергії, управління технологічними процесами приймання, передавання, розподілу й споживання електричної енергії.

6.3.1 Передумови впровадження й концепція побудови автоматизованих систем

Упровадження й широке використання автоматизованих систем зумовлені новими вимогами до системи електропостачання в умовах ринкових відносин і зміною пріоритетів наприкінці ХХ століття, коли в Україні відбувався

перехід від планової економіки до ринкових відносин між суб'єктами господарювання. Робота в нових економічних умовах показала недосконалість тогочасної системи обліку електричної енергії. Однією з основних причин цього була відсутність достовірного обліку електричної енергії на всіх ділянках і рівнях від її виробників до споживачів. Це зумовлювала відсутність на той час в Україні вітчизняних підприємств із виробництва всіх необхідних приладів вимірювання, засобів збору, передавання та обробки інформації щодо обліку електричної енергії. Намагання окремих компаній і підприємств використовувати прилади іноземного виробництва не привели до корінного вирішення проблеми, тому що це були прилади різних типів і рівнів, а отже вони були неспроможні створити єдину інформаційно-вимірювальну систему.

Електроенергія в нових ринкових умовах у масштабі країни стала стратегічним товаром, від виконання цивілізованих ринкових умов купівлі/продажу якого залежала можливість нормального функціонування всього народного господарства й існування України як самостійної держави. Специфічність цього товару в тому, що його вартість весь час змінюється, оскільки залежить не лише від витрат на її виробництво й передавання, а й від моменту попиту (години доби, дня тижня, пори року).

Вирішення проблеми, як продавати/купувати такий специфічний товар, як електроенергія, на той час уже було відомим і впродовж багатьох десятиліть в інших країнах із ринковими відносинами на практиці себе виправдало. Воно полягало в переході до тарифів реального часу, які дозволяли визначати дійсну ціну електроенергії й оптимізувати її виробництво, постачання та споживання. Це було можливим лише за умови централізованого в масштабах усієї держави вдосконалення системи обліку електроенергії й вимагало втручання в цей процес зі сторони держави на найвищому рівні.

Досвід експлуатації енергетичних систем у країнах із ринковими відносинами свідчив про необхідність уведення процедур перевірки точності й достовірності інформації на всіх рівнях і в усіх точках системи обліку електроенергії та обробки даних цього обліку. Це було важливим як із технічного погляду, так і з погляду фінансових і правових відносин між

виробниками, постачальниками й споживачами електричної енергії.

У 1995 році Президент України підписав Указ № 282/95 «Про переведення електроенергетики на роботу в умовах ринку» та ухвалив рішення про розроблення галузевої програми й концепції розвитку **автоматизованих систем обліку електроенергії** в умовах ринку.

Згідно з цими документами був створений та існує до цього часу Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) з незалежних акціонерних компаній (державних електричних компаній та державних акціонерних електричних компаній), незалежного регулювального органу (Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України (НКРЕ) та Енергоринку – державного підприємства, що керує ОРЕ, забезпечує погодинний облік електроенергії й установлює погодинні оптові тарифи реального часу).

Ефективність застосування тарифів реального часу значно залежить від додержання двох основних умов:

1) в енергоринку повинна існувати автоматизована система управління в реальному часі, що в мінімальному варіанті повинна містити автоматизовану систему комерційного обліку й контролю виробництва, постачання та споживання електричної енергії й функціонувати в реальному масштабі часу на всьому просторі енергоринку держави;

2) автоматизованих взаєморозрахунків між учасниками енергоринку.

Розроблена «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» [29], згідно з якою висувають підвищені вимоги до системи обліку електроенергії: рівня її автоматизації, точності, надійності, одночасності та цілосності.

Точність системи обліку здебільшого визначають засобами інформаційно-вимірювальної техніки й принципами її використання.

Достовірність подання вимірювальної інформації необхідно досягати завдяки автоматизації процесу одержання даних упродовж всього часу обліку, реєстрації даних, їх

дублюванням та обов'язковою верифікацією – комплексом процедур перевірки точності й достовірності інформації.

Одночасність подання вимірювальної інформації передбачає синхронність виконання вимірювань в усіх точках обліку.

Відповідно до [29] головна мета вдосконалення системи обліку електричної енергії – одержання за результатами вимірювань якомога достовірнішого балансу виробництва, передавання, розподілу й споживання електричної енергії або потужності в масштабі всієї держави, а також показників якості споживаної електроенергії в розрахункових точках обліку. Згідно з цим документом розрізняють **чотири рівні системи обліку електроенергії** (рис. 6.15):

- *1-й рівень* – **рівень об'єкта обліку** (генерувальна компанія, промислові підприємства, побут і сфера послуг), що містить у складі трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН), лічильники електроенергії основні (ЛЧ_О) і дублювальні (ЛЧ_Д), вимірювачі параметрів якості електроенергії (ВП).

Структуру вимірювального комплексу на цьому рівні в складі трансформаторів струму й напруги та лічильників, наведену на рисунку 6.15, рекомендують як типову для застосування в точках обліку, що належать до оптового й роздрібного ринків об'єктів обліку (ОО).

Об'єктом обліку називають сукупність точок обліку, об'єднаних за допомогою приладів обліку за технологічною чи територіальною ознакою. Для забезпечення можливості автоматизованого збору інформації лічильники повинні мати імпульсний вихід типу «сухий контакт» і/або послідовний інтерфейсний вихід;

- *2-й рівень* – **локальний** (генерувальна компанія, районні електричні мережі, промислові підприємства), що передбачає локальне устаткування обліку електроенергії (ЛУО) та прилади обліку (ПО).

Приладом обліку називають засіб вимірювання, що збирає та обробляє інформацію з кількох лічильників і забезпечує облік електроенергії за різні інтервали часу. Прилади

обліку одержують інформацію від лічильників по спеціальних лініях зв'язку в число-імпульсному коді й/або послідовними інтерфейсними каналами зв'язку.

Згідно з [33] похибка приладів обліку повинна бути меншою за сумарну похибку вимірювальної системи (трансформаторів струму й напруги та лічильників) не менше ніж у три рази.

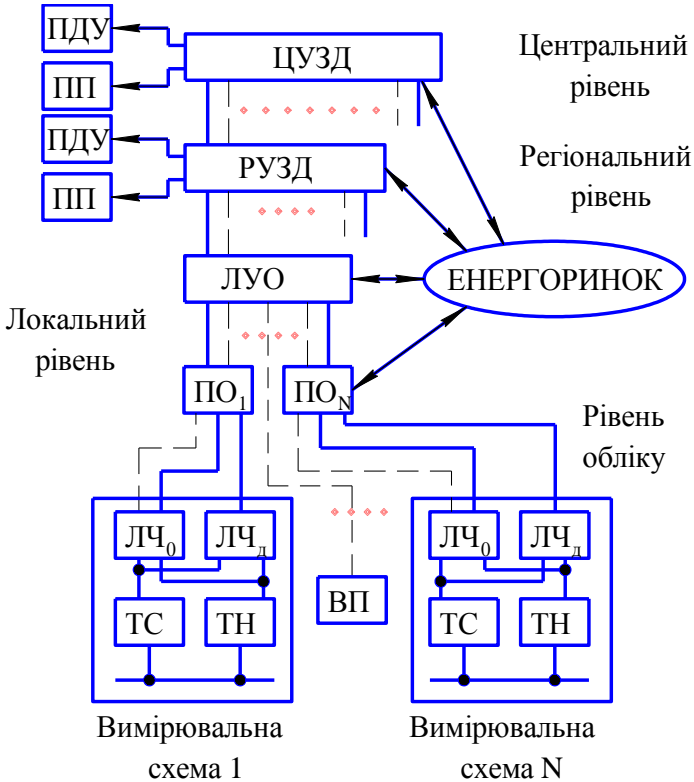


Рисунок 6.15 – Структурна схема багаторівневої системи обліку електроенергії

Прилади обліку повинні мати енергонезалежну пам'ять і годинник реального часу, а також здійснювати формування, обробку й накопичення вимірювальної інформації за різні інтервали часу. На цьому рівні поряд зі збором та обробкою даних передбачена верифікація вимірювальної інформації щодо кожного об'єкта контролю ЛУО, що передбачає не лише перевірку функціонування основного й дублювального лічильників, але й перевірку точності їх показань. Устаткування ЛУО повинне бути орієнтованим на різні типи засобів обліку;

- *3-й рівень – регіональний* (РЕС, Обленерго), що містить у своєму складі регіональне устаткування збору даних (РУЗД).

На цьому рівні як апаратний базис інтеграції пристроїв обробки даних необхідно використовувати високонадійні вимірювальні засоби, що відповідають сучасним стандартам. Це дозволяє поєднувати їх високі експлуатаційні характеристики з доступністю програмного забезпечення для базового операційного середовища;

- *4-й рівень – центральний* (НЕК, НКРЕ), що передбачає центральне устаткування збору даних (ЦУЗД). На цьому рівні вимоги до вимірювальних засобів повинні бути не нижчими, ніж на попередньому рівні.

Устаткування збору й обробки даних на локальному, регіональному й центральному рівнях – обчислювальна система, що збирає та накопичує дані про параметри потоків електричної енергії й потужності.

6.3.2 Автоматизована система обліку електроенергії НЕК «Укренерго»

Автоматизована система обліку електроенергії (АСОЕ) НЕК «Укренерго» – автоматизована інформаційно-обчислювальна система, основне призначення якої – вимірювання, збирання, обробка, зберігання, відображення, документування даних з обліку електричної енергії, взаємодія з інформаційними системами суб'єктів ОРЕ України й суміжних держав, що функціонують у мережах 220–750 кВ. Технічні та організаційні вимоги до побудови АСОЕ НЕК «Укренерго»

наведені в [51], а нижче зазначені лише основні положення з цього документа.

До основних функцій, що виконує АСОЕ НЕК «Укренерго», належать:

- вимірювання параметрів електроенергії в точках обліку (активної електроенергії, електричної потужності, перетікань реактивної енергії тощо);
- автоматизоване збирання даних вимірювань параметрів електроенергії з лічильників та інших даних, необхідних для ведення обліку електричної енергії;
- автоматизована обробка даних вимірювань параметрів електроенергії та інших даних із метою одержання даних обліку електроенергії, що використовують для фінансових та інших розрахунків;
- автоматизоване збереження даних обліку електроенергії;
- забезпечення інформаційного обміну даними з АСОЕ Головного оператора або системою обліку й розрахування ДП «Енергоринок», іншими автоматизованими системами НЕК «Укренерго» й інформаційними системами суб'єктів ОРЕ та сусідніх держав;
- формування екранних і звітних форм.

АСОЕ НЕК «Укренерго» – ієрархічна система і має локальний, регіональний і центральний рівні.

6.3.2.1 Локальний рівень автоматизованої системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго»

До локального рівня АСОЕ НЕК «Укренерго» належать підстанції 220–750 кВ. Узагальнена структурна схема АСОЕ локального рівня наведена на рисунку 6.16, а три варіанти функціональних схем АСОЕ цього рівня – на рисунках 6.17–6.19. Характерною особливістю всіх трьох варіантів функціональних схем АСОЕ локального рівня є те, що програмно-технічні засоби локальної АСОЕ утворюють **три підрівні**:

1) **вимірювальний підрівень**, до складу якого належать: вимірювальні трансформатори струму й напруги, вторинні кола вимірювальних трансформаторів, лічильники електричної енергії, пристрої обліку. На цьому підрівні автоматизоване збирання даних вимірювань параметрів електроенергії забезпечується за допомогою двох видів лічильників:

– лічильників, що мають лише імпульсний вихід (переважно лічильників власних потреб підстанцій), первинна база даних яких формується у приладі обліку (графіки навантаження, кількість електроенергії за тарифними зонами тощо). Вони містять лише дані про кількість електроенергії, виміряну лічильниками;

– лічильників, що мають цифровий інтерфейс: петлю струму, RS 485 та інші (основних і дублювальних лічильників комерційних точок обліку), первинна база даних яких формується в самих лічильниках і містить дані про кількість електроенергії; графіки навантаження, параметри електричної мережі, журнал подій тощо;

2) **комунікаційний підрівень**, до якого належать: програмно-технічні засоби автоматизованого збору даних із лічильників (перетворювачі інтерфейсів, мультиплексори, комунікаційний сервер, кабелі тощо);

3) **підрівень опрацювання, подання й передавання інформації**, що передбачає: засоби обробки, зберігання, відображення, документування й передавання даних, а також кабельну систему локальної обчислювальної мережі, телекомунікаційне обладнання, засоби й загальне та спеціальне програмне забезпечення зв'язку з верхнім рівнем АСОЕ.

Також властивим усіх трьом варіантам АСОЕ локального рівня є те, що зв'язок із зовнішніми системами, зокрема й із АСОЕ верхніх рівнів, забезпечується відповідно до протоколу TCP/IP через маршрутизатор, що визначає доступ до локальної АСОЕ та узгоджує обмін з інформаційною мережею ТКС «Енергія» або іншими. Резервний канал зв'язку локальної АСОЕ із зовнішніми системами виконують за допомогою телефонного модема через порт COM 2 комунікаційного сервера локальної АСОЕ.



Рисунок 6.16 – Узагальнена структурна схема локальної АСОЕ [51]

Варіанти локальних АСОЕ відрізняються таким:

- в АСОЕ, виконаних згідно з **варіантом 1** (рис. 6.17), є комунікаційний сервер на базі промислового персонального комп'ютера, що має підвищену надійність і гарантоване живлення й виконує такі основні функції:

- збирання даних вимірювань через цифрові інтерфейси з лічильників (петлю струму, RS 485 та ін.), підключених до мультипортових карт комунікаційного сервера, та з лічильників з імпульсними виходами через прилад обліку;
- формування бази даних глибиною 1–2 розрахункові періоди (1,5–3 місяці), що містить дані вимірювань параметрів електричної енергії та інші дані, одержані з лічильників, приладів обліку, автоматизованого робочого місця (АРМ) АСОЕ чергового підстанції та зовнішніх систем;

- передавання інформації з бази на запити з використанням корпоративного протоколу обміну даними.

Програмне забезпечення комунікаційного сервера повинне підтримувати протоколи обміну даними з усіма типами лічильників, підключених за допомогою цифрових інтерфейсів, приладом обліку, корпоративний протокол обміну бази даних із АРМ АСОЕ чергового підстанції та зовнішніми системами.

АРМ АСОЕ чергового підстанції локальною обчислювальною мережею (ЛОМ) із використанням корпоративного протоколу:

- одержує й відображає дані бази даних комунікаційного сервера;
- формує та надсилає в базу даних комунікаційного сервера дані ручного вводу, таблиці оперативних перемикачів та інше.

Функціонування ЛОМ підстанції всіх користувачів забезпечує концентратор. Після виходу з ладу комунікаційного сервера автоматизоване збирання даних неможливе, АСОЕ припиняє функціонувати як автоматизована система;

- в АСОЕ, **виконаній згідно з варіантом 2** (рис. 6.18), бази даних формуються паралельно в комунікаційному сервері та АРМ АСОЕ чергового підстанції. Для цього АРМ АСОЕ

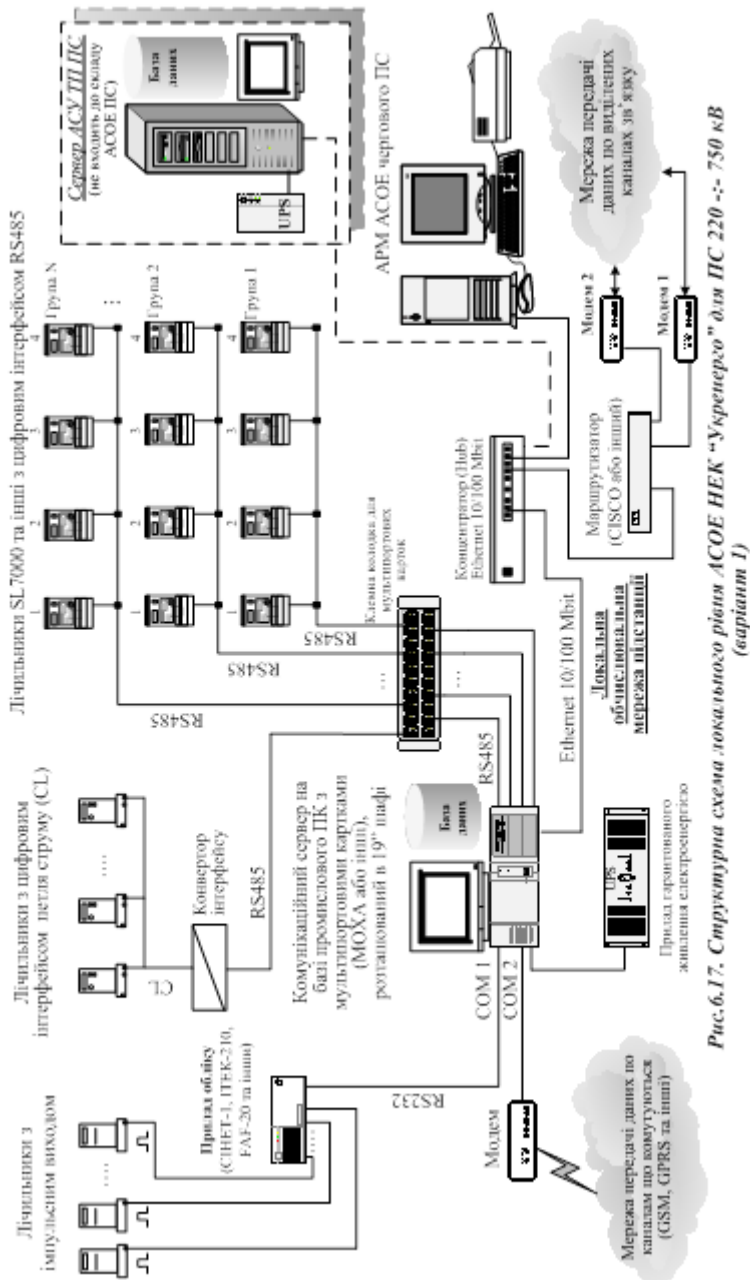


Рис.6.17. Структурна схема локального рішення АCOE НЕК "Укренерго" для ПС 220 кВ (варіант 1)

чергового підстанції оснащена мультитортовими картами, до яких підключені лічильники з цифровими інтерфейсами й прилад обліку. АРМ АСОЕ містить додатково програмне забезпечення збирання даних із лічильників, аналогічне комунікаційному серверу. Комунікаційний сервер може бути доповненим програмним забезпеченням, аналогічним АРМ АСОЕ чергового підстанції, і відповідно виконувати функції АРМ.

У разі виходу з ладу комунікаційного сервера автоматизоване збирання даних можливе за допомогою АРМ АСОЕ чергового підстанції, й АСОЕ функціонує як автоматизована система. Аналогічно після виходу з ладу АРМ АСОЕ чергового підстанції його функції може виконувати комунікаційний сервер. Безпосередній доступ до лічильників (збирання даних та ін.) зовнішніми системами, зокрема АСОЕ верхніх рівнів, у такій структурі неможливий;

- в АСОЕ, **виконаний згідно з варіантом 3** (рис. 6.19), лічильники з цифровими інтерфейсами та прилад обліку ввімкнені через комунікаційні модулі (serial port server) ЛОМ підстанції. Для лічильників, що мають два цифрові інтерфейси, наприклад SL 7000 – RS 232 і RS 485, можливе включення кожного інтерфейсу до ЛОМ підстанції. Водночас варіанти підключення зовнішніх систем до ЛОМ підстанції можуть бути різними. У локальній АСОЕ варіанту 3 бази даних формуються аналогічно до варіанту 2. ЛОМ підстанції доповнена комутатором, що забезпечує доступ до лічильників із цифровими інтерфейсами та приладу обліку:

- комунікаційного сервера;
- АРМ АСОЕ чергового підстанції;
- зовнішніх систем, зокрема й обладнання суміжного суб'єкта ОРЕ.

У такій структурі в разі виходу з ладу комунікаційного сервера й АРМ АСОЕ чергового підстанції автоматизоване збирання даних можливе.

На локальному рівні АСКОЕ виконують як комерційний, так і технічний обліки електроенергії.

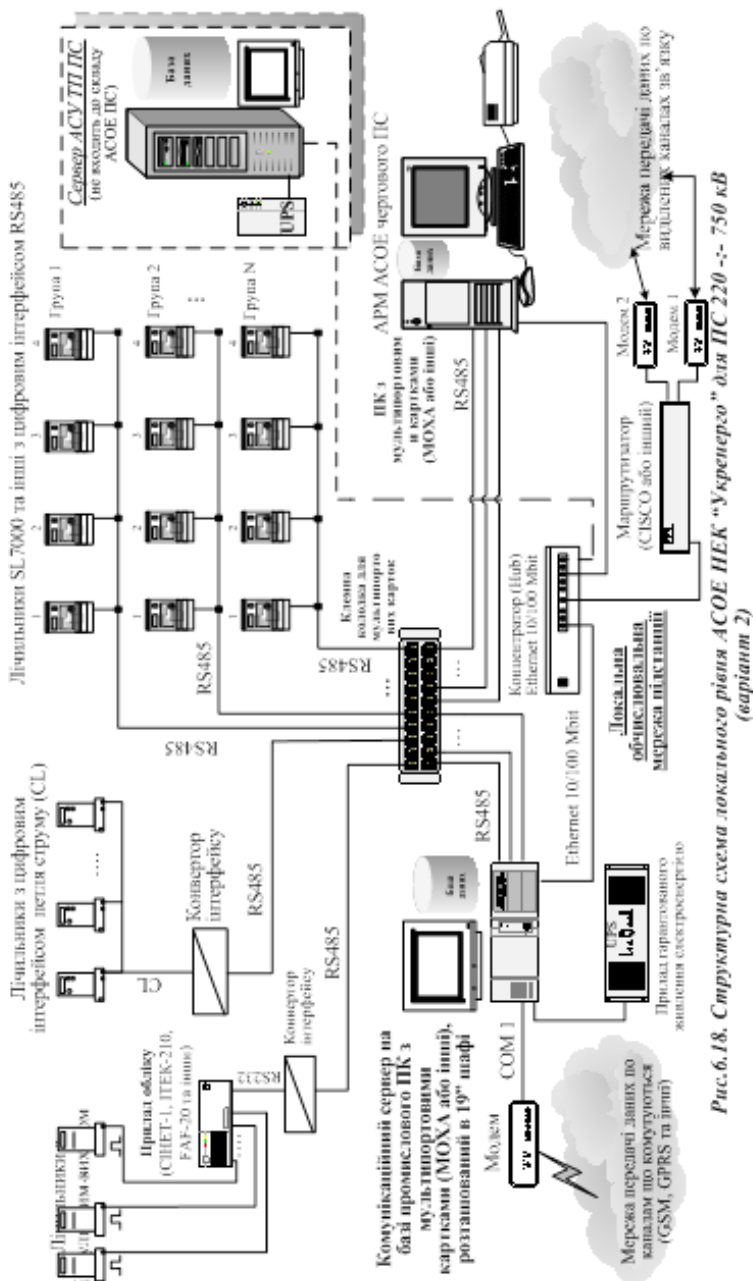


Рис.6.18. Структурна схема локального рінга АСОЕ НЕК "Укренерго" для ПС 220 кВ (варіант 2)

Для комерційного обліку на підстанціях НЕК «Укренерго» використовують лише багатофункціональні лічильники електроенергії, а для технічного – індукційні або електронні, обладнані імпульсними телеметричними виходами, а також пристрої обліку.

Можливе використання багатофункціональних лічильників для приймання імпульсів від лічильників із телеметричними виходами, що ведуть облік споживання електроенергії на власні потреби об'єктів.

До основних функцій, що виконує локальна АСОЕ підстанції, належать:

- автоматизований комерційний і технічний облік електричної енергії відповідно до періодів інтеграції, що визначають нормативні документи;
- формування екранних форм і графіків для аналізу й контролю за параметрами електричної мережі підстанції;
- формування вихідних документів із розрахунком небалансів електроенергії за всіма класами напруги;
- регламентований доступ до первинної й звітної інформації для АСОЕ верхнього ієрархічного рівня та суміжних суб'єктів ОРЕ;
- передавання первинних і звітних даних на регіональний рівень АСОЕ, а також іншої інформації відповідно до можливостей установлених лічильників.

6.3.2.2 Регіональний рівень автоматизованої системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго»

Регіональний рівень АСОЕ НЕК «Укренерго» – це програмно-технічний комплекс, призначений для автоматизації функцій, що виконує персонал енергосистеми для забезпечення обліку електричної енергії. Узагальнена структурна схем АСОЕ цього рівня наведена на рисунку 6.20.

Регіональна АСОЕ НЕК «Укренерго» містить:

- основний і резервний сервери бази даних;
- комунікаційні сервери;

- АРМ оператора, адміністратора й користувачів системи;
- телекомунікаційне обладнання;
- загальне та спеціальне програмні забезпечення.

До основних функцій, що виконують регіональні АСОЕ НЕК «Укренерго», належать:

- збирання як первинної, так і обробленої або звітної інформації з локальних АСОЕ;
- обмін інформацією з АСОЕ центрального рівня (апарату управління), суміжних суб'єктів ОРЕ, сусідніх ЕС і сусідніх держав;
- перевірка достовірності, накопичення, зберігання, ручне введення й обробка інформації;
- формування екранних форм і графіків;
- генерація звітних документів.

6.3.2.3 Центральний рівень автоматизованої системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго»

Центральний рівень АСОЕ НЕК «Укренерго» – це програмно-технічний комплекс, призначений для виконання таких основних функцій:

- збирання оброблених і звітних даних з обліку електричної енергії, що надходять від регіональних АСОЕ та АСОЕ енергосистем суміжних держав, а також первинної інформації щодо міждержавного перетікання електроенергії та іншої інформації за необхідністю;
- довгострокового зберігання інформації;
- перевірки достовірності інформації шляхом проведення балансових розрахунків;
- одержання результативних параметрів обліку електроенергії;
- формування екранних і звітних форм;
- передавання необхідної інформації головному операторові АСОЕ або до системи обліку й розрахування ДП «Енергоринок» та в енергосистеми сусідніх держав.

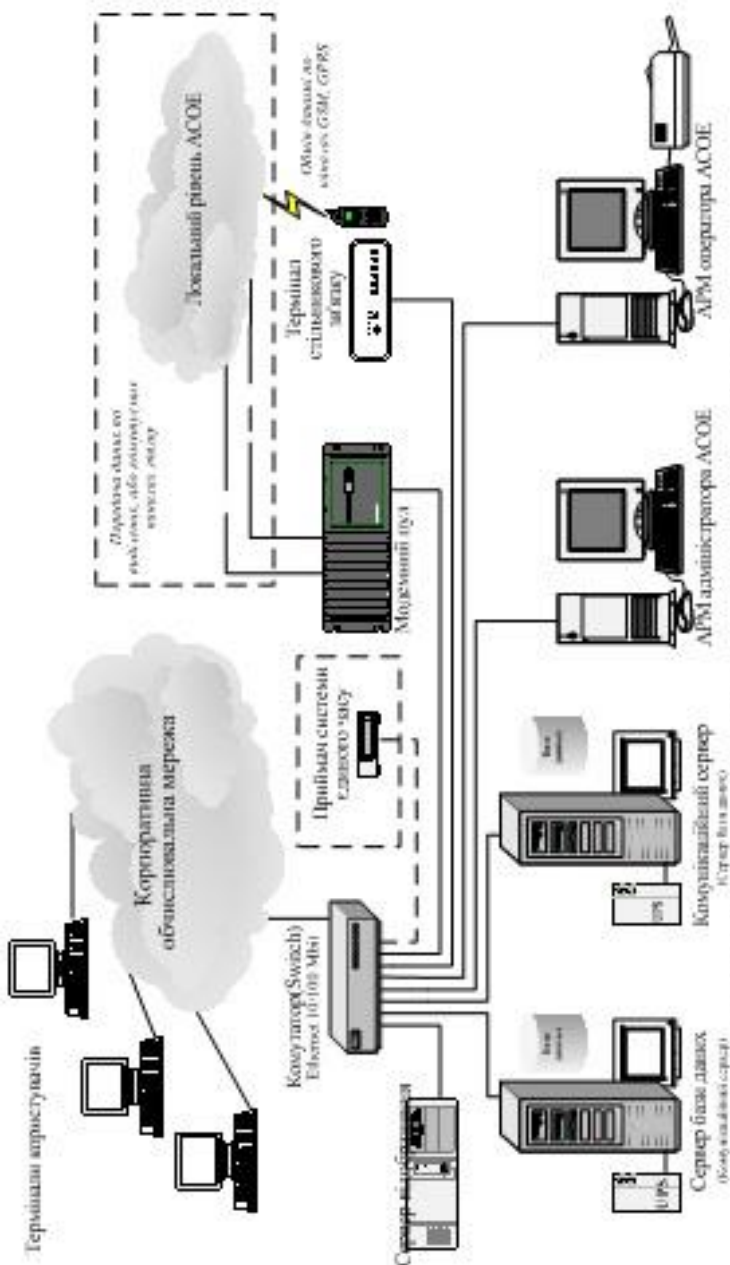


Рис. 6.20. Структурна схема регіональної рівня АСОЕ HEK "Українсько"

Узагальнена функціональна схема АСОЕ центрального рівня зображена на рисунку 6.21. Вона містить:

- основний та резервний сервери баз даних і комунікацій;
- Web- і NTP-сервер;
- автоматизовані робочі місця оператора, адміністратора та користувачів системи;
- телекомунікаційне обладнання;
- пристрої для резервування інформації;
- загальне й спеціальне програмні забезпечення;
- інше обладнання, що забезпечує функціонування центральної АСОЕ.

Створення трирівневої АСОЕ НЕК «Укренерго» дозволило досягти таких показників:

- зниження комерційних втрат унаслідок підвищення точності обліку електричної енергії та одержання інформації, що дає можливість аналізувати втрати електричної енергії в основній магістральній мережі;
- автоматизації процесу збору, передавання й обробки інформації з розрахункових і технічних точок обліку електричної енергії на об'єктах НЕК «Укренерго»;
- перевірки достовірності одержаних даних під час верифікації шляхом формування балансу електричної енергії за підстанціями, окремими ЛЕП, ЕС і НЕК «Укренерго» в цілому, а також між основним і дублювальним лічильниками;
- забезпечення функціонування всіх елементів АСОЕ в єдиному розрахунковому часі зі збереженням установлених правил переходу на літній/зимовий час;
- зниження трудомісткості робіт з обліку електричної енергії.

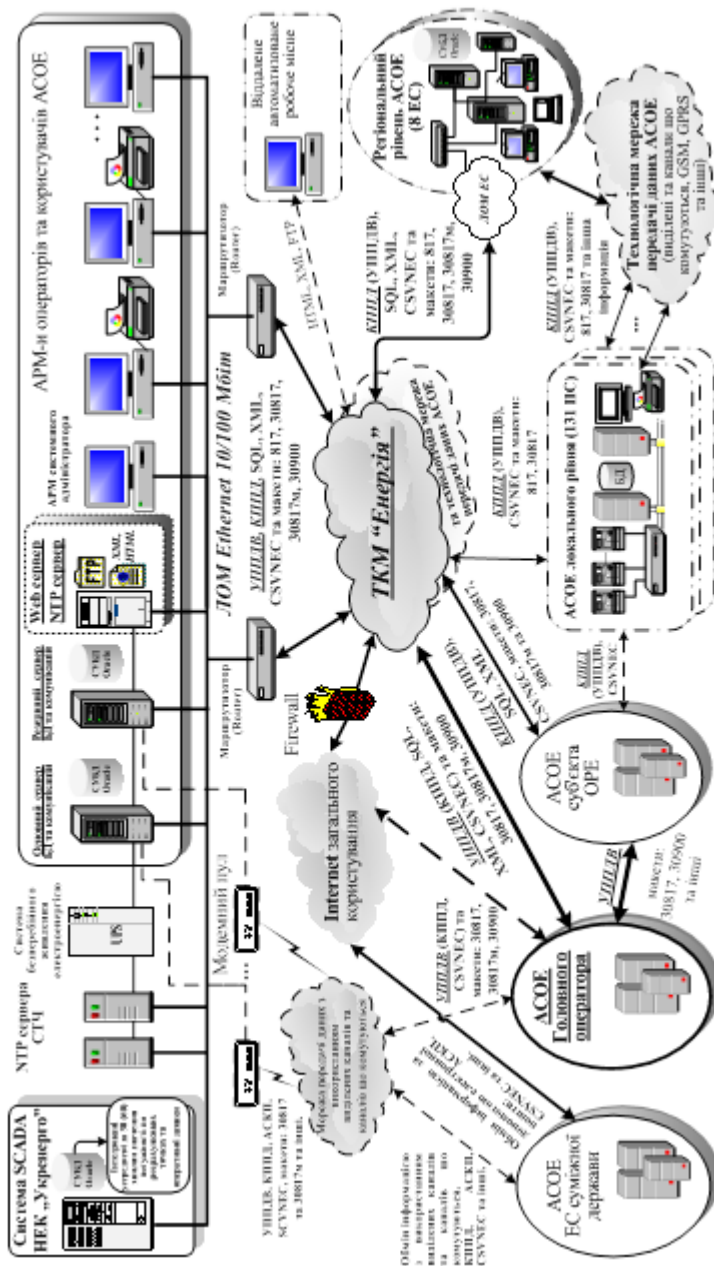


Рис. 6.21. Структурна схема АСОЕ центрального рівня НЕК "Укренерго"

6.3.3 Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії

6.3.3.1 Призначення та складові

Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) призначені для функціонування на рівні об'єктів обліку й забезпечують автоматизований облік електричної енергії на основі даних, одержуваних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів енергії.

АСКОЕ використовують на таких об'єктах:

- електростанціях;
- розподільних та постачальних енергокомпаніях;
- промислових і сільськогосподарських підприємствах;
- у побуті й сфері послуг.

До основних функцій АСКОЕ належать:

- автоматизація процесів збору, передавання й обробки інформації;
- забезпечення розрахункового обліку, контролю параметрів електроспоживання та диспетчерського керування;
- контроль за режимами постачання електричної енергії;
- стеження за споживаною потужністю та втручання в процес розподілу в разі порушення окремими споживачами встановлених обмежень;
- формування архівованих звітів щодо виробництва/споживання електроенергії;
- контроль за споживаною потужністю з 5-хвилинним періодом інтеграції, 30-ти хвилинною ковзною, 30-хвилинною фіксованою періодичностями, прогнозування 30-хвилинної ковзної потужності та енергії на кінець півгодини з 5-хвилинним періодом поновлення;
- щомісячне визначення фактичного небалансу між обсягами виробленої та спожитої електроенергії з метою

контролю за точністю засобів обліку електричної енергії й можливим несанкціонованим її споживанням;

- визначення вартості й собівартості виробництва, передавання й розподілу електричної енергії;
- зменшення комерційних втрат унаслідок підвищення точності обліку електричної енергії.

Згідно зі структурною схемою на рисунку 6.22 [62] АСКОЕ – багаторівнева система, побудована за ієрархічним принципом, поділена на три рівні й містить три підсистеми:

1) **вимірювальну підсистему нижнього рівня**, призначену для вимірювання й обліку електричної енергії за допомогою лічильників за кожною точкою обліку (на рис. 6.22 ЛЧ1–ЛЧ12) із метою комерційних розрахунків за споживану електроенергію, а також для контролю характеру електроспоживання. У своєму складі вона має вимірювальні комплекси (трансформатори струму, трансформатори напруги й лічильники);

2) **обчислювальну й комутаційну підсистему середнього рівня**, призначену для забезпечення автоматизованого збору, передавання, обробки, накопичення та зберігання даних про параметри потоків електричної енергії й потужності. У своєму складі вона має автоматизовані робочі місця споживачів (на рис. 6.22 АРМ СП № 1 – АРМ СП № 6) і пристрої приймання-передавання даних. На цьому рівні зазвичай у кожного споживача є АРМ групи обліку (АРМ ГО);

3) **інформаційну підсистему верхнього рівня**, призначену для створення єдиного інформаційного простору між окремими суб'єктами енергоринку й між головними службами замовника для організації контролю за виробництвом, розподілом і споживанням електроенергії.

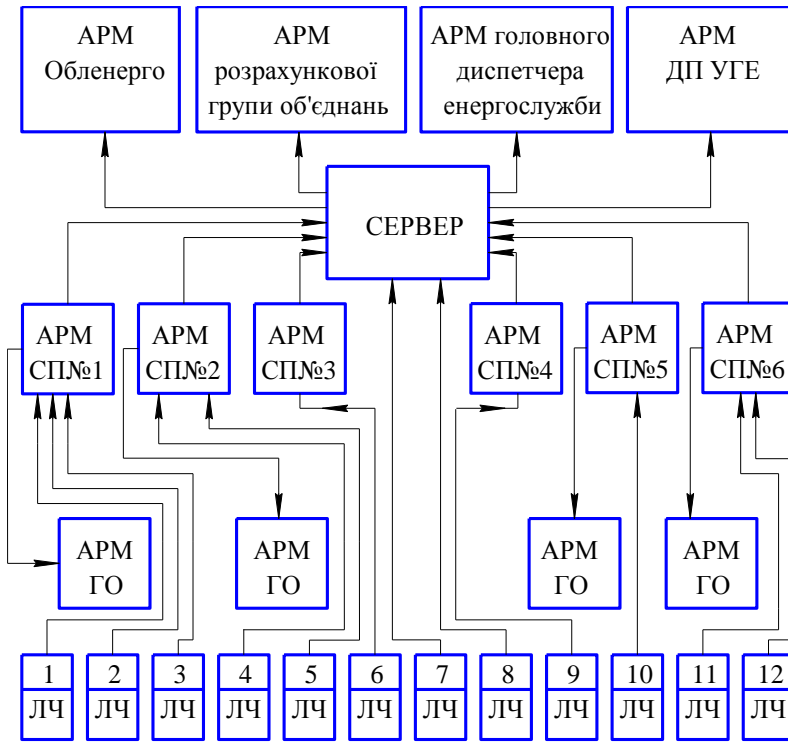


Рисунок 6.22 – Структурна схема АСКОЕ

Таким чином, можна зробити висновок, що АСКОЕ – це сукупність інформаційно-вимірювальних пристроїв, з’єднаних між собою лініями зв’язку, що забезпечують можливість збору, передавання й обробки даних, що надходять із нижнього рівня на середній і верхній рівні системи для визначення точного обсягу відпущеної/спожитої електроенергії окремими суб’єктами енергоринку.

На цей час у системах електропостачання використовують різні за призначенням та виконуваними функціями види АСКОЕ. Один із них – система SMART IMS.

6.3.3.2 Інтегрована система обліку споживання енергоресурсів SMART IMS

Система SMART IMS [62] призначена для обліку електроенергії міського або районного масштабу й може виконувати безперевний дистанційний облік споживання електроенергії в побутовому секторі: багатоквартирних будинках, приватному секторі, окремих котеджах, об'єктах малого бізнесу тощо.

Ця АСКОВЕ виконує **три основні функції**:

- 1) збір, накопичення, обробку та подання інформації про споживану електроенергію;
- 2) контроль за технічним станом розподільних мереж і приладів обліку, виявлення порушень (аварій, несанкціонованого споживання електроенергії тощо), складання балансів різних рівнів (під'їзду, будинку, фідера, підстанції тощо);
- 3) керування споживанням електроенергії на рівні окремого споживача (обмеження споживання, відключення/підключення та ін.).

У складі системи SMART IMS **три основні частини**:

1) **датчик електроенергії SMART ElSensor** – складова електронного лічильника, що виконує такі функції:

- вимірювання електроенергії та потужності для одного об'єкта споживання (наприклад, квартири) однофазної мережі живлення;
- передавання/приймання інформації через інтерфейс P-Net (4 проводи, прокладені в кабельній шахті під'їзду, наприклад телефонну проводку);
- зберігання інформації в енергонезалежній пам'яті;
- автоматичне відмикання в разі коротких замикань і різниці струмів у фазному й нейтральному проводах (виконання функцій ПЗВ);
- ручне дистанційне відімкнення за несплату, яке виконується за командою оператора з дистанційного пульта;

- програмування норми максимального споживання й відімкнення в разі перевищення цієї норми.

На рисунку 6.23 зображена схема багатоканального лічильника з виходом на P-Net, що може містити до 4 датчиків електроенергії (ДЕ) та здійснювати контроль і керування споживанням електроенергії в чотирьох точках обліку однофазної мережі. Такі лічильники встановлюють у багатоквартирних будинках у поверхових щитках. Дані передають за допомогою магістралі P-Net, функції якої може виконувати телефонний провід, прокладений у шахті під'їзду.

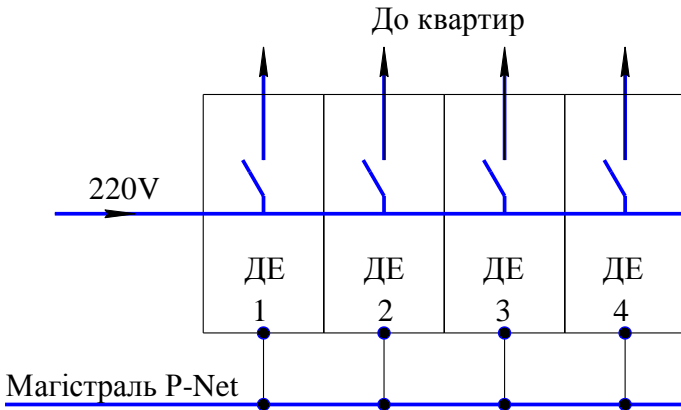


Рисунок 6.23 – Схема багатоканального лічильника з виходом на P-Net

На рисунку 6.24 зображена схема багатоканального лічильника з виходом на PL. Цей лічильник також може містити до 4 датчиків електроенергії. Він так само призначений для здійснення контролю й керування споживанням електроенергії в чотирьох точках обліку однофазної мережі, але встановлюють його в окремих будинках. Такий лічильник можна монтувати на опорах. Дані від нього передають за допомогою електропроводки;

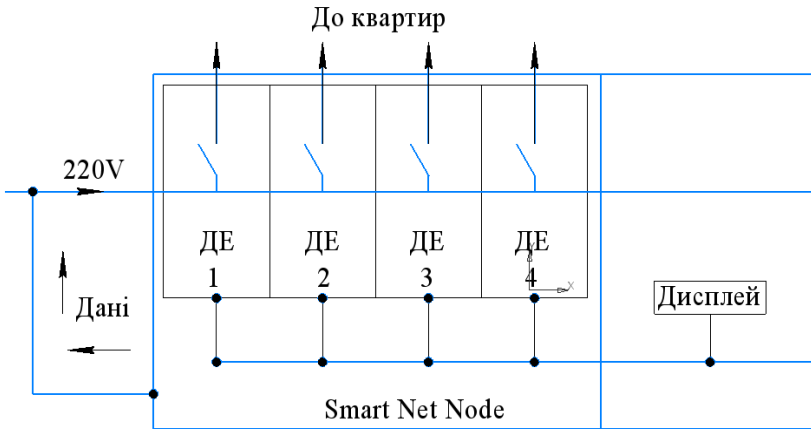


Рисунок 6.24 – Схема багатоканального лічильника з виходом на PL

2) **вузол мережі SMART Net Node.** Ця частина може входити як до складу терміналу групи споживачів (у багатоквартирних будинках), так і до складу лічильника електроенергії (у приватному секторі). Його головне завдання – збирання даних із датчиків електроенергії та передавання їх далі електропроводкою в межах фідера. Він має інтерфейс для передавання даних електропроводкою (PLC Power line Communication) і процесор для керування всіма операціями.

Основні функції вузла мережі:

- забезпечення збирання й попереднє зберігання первинної облікової та технічної інформації з багатоканальних лічильників. Один вузол мережі може контролювати до 64 датчиків електроенергії;
- забезпечення передавання зібраних даних PL-магістраллю;
- забезпечення можливості зберігання й редагування шестизонної добової тарифікаційної сітки та відповідних тарифікаційних коефіцієнтів;
- формування показників споживання окремо за кожною точкою обліку з урахуванням тарифних зон;

- формування даних про аварійно-технічний стан обладнання системи;
- має енергонезалежну пам'ять і вбудований годинник реального часу;

3) **маршрутизатор SMART Router**, призначений для керування цифровими пакетами даних, що надходять від окремих вузлів мережі, розміщених на фідері, та передавання їх у центр керування. Його підключають до всіх трьох фаз електромережі. Інформаційний зв'язок маршрутизатора з вузлами мережі здійснюють PL-магістралями (електромережею 0,4 кВ). Двосторонній зв'язок між маршрутизатором і центром керування можуть забезпечувати по-різному. Як передавальний пристрій можуть використовувати GSM- або радіопередавач, модем для виділеної або комутованої телефонної лінії тощо.

На рисунку 6.25 зображена схема збирання даних під час контролю споживачів одного фідера трансформаторної підстанції за допомогою системи SMART IMS. Дані від кожного датчика електроенергії (ДЕ) надходять на вузол мережі SMART Net Node. Схемою передбачені певні особливості збирання даних у багатоквартирних і приватних будинках.

У багатоквартирному будинку дані від кожного датчика надходять на вузол мережі (SMART Net Node), конструктивно суміщений із лічильником на першому поверсі. Між вузлом мережі й маршрутизатором існує інформаційний зв'язок електропроводкою (PL). Також на першому поверсі розміщений термінал користувачів, що забезпечує доступ кожного споживача (квартири) до будь-якої інформації обліку (наприклад, обсягу спожитої електроенергії за певний період часу), а також керує поданням електроенергії у квартиру, якщо з центру керування не накладені штрафні санкції, скажімо за несвоєчасну сплату за спожиту електроенергію. Для уникнення можливості доступу сторонніх осіб до одержання інформації або здійснення операцій керування кожний споживач має персональний код (пароль), повідомлений лише йому.

Для підведення балансу споживання електроенергії в багатоквартирному будинку (під'їзді) встановлюють трифазний лічильник, що має інформаційний вихід на

електропроводку (PL) для зв'язку з маршрутизатором (SMART Router).

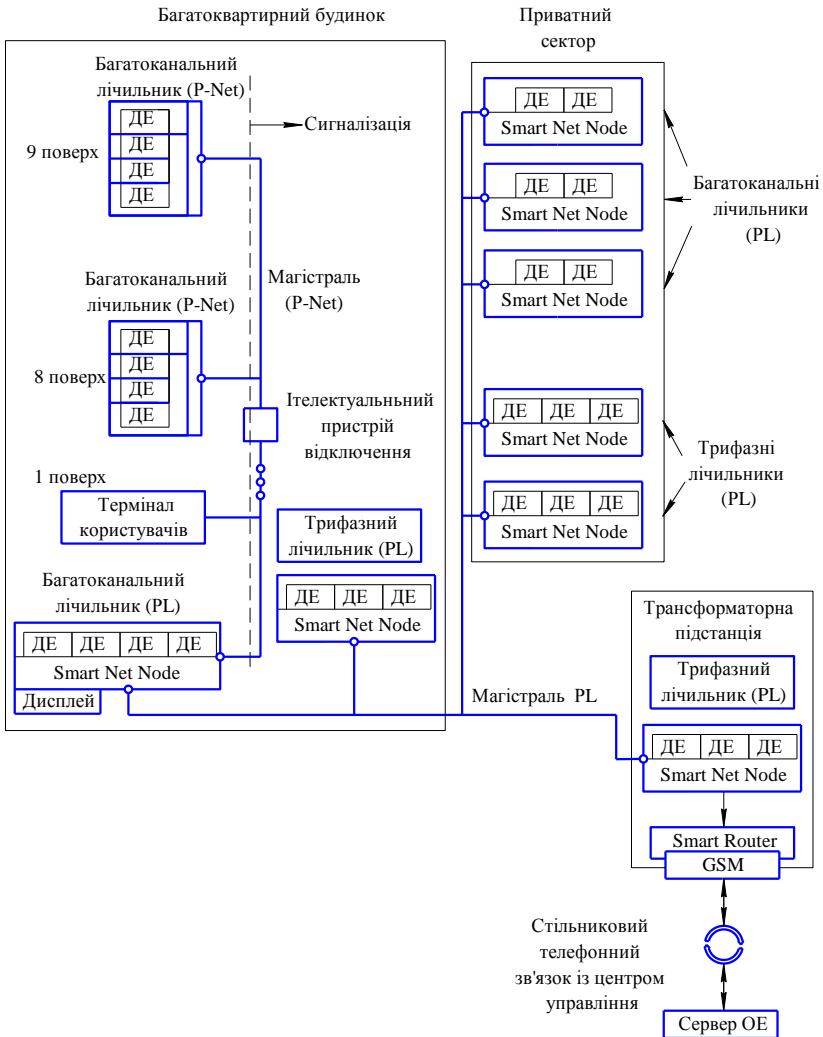


Рисунок 6.25 – Схема збирання даних за допомогою системи SMART IMS

У приватному секторі встановлюють як однофазні, так і трифазні лічильники з інформаційним виходом на електропроводку. Самі лічильники монтують на опорах, від яких зазвичай відходять ЛЕП до 2–3 споживачів, що майже внеможливі крадіжки електроенергії.

Таким чином, інформація від усіх лічильників надходить у вузол мережі, а звідти – у фідер. Для врахування балансу фідера на трансформаторній підстанції встановлюють трифазний лічильник з інформаційним виходом на РЛ.

Потоки даних від усіх вузлів мережі, що мають інформаційний вихід на певний фідер ТП, контролюють маршрутизатором (SMART Router), установленим на цьому фідері. У центр керування маршрутизатор передає дані за допомогою стільникового зв'язку або комутованої телефонної лінії.

6.3.4 Автоматизовані системи керування технологічними процесами приймання, передавання та розподілу електроенергії

Автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) приймання, передавання й розподілу електроенергії можуть функціонувати на всіх рівнях (об'єктів обліку, локальному, регіональному, центральному).

АСК ТП використовують на таких об'єктах:

- енергосистемах, генерувальних, розподільних і постачальних енергокомпаніях;
- обленерго;
- районних електричних мережах;
- ТП і РП 6–330 кВ;
- електростанціях;
- промислових та сільськогосподарських підприємствах.

До основних функцій, що виконують АСК ТП, належать:

- аналіз функціонування мережі електропостачання з метою забезпечення безперервних процесів виробництва,

розподілу, перетворення й передавання електричної енергії споживачам;

- забезпечення режиму роботи мереж для безперервного електропостачання споживачів, керування режимами споживання, виконання вимог до якості електроенергії в нормальному й аварійному режимах;
- забезпечення економічного режиму роботи мереж за додержання заданих режимів електропостачання;
- оперативне керування мережею електропостачання.

В АСК ТП зазвичай застосовують децентралізований принцип їх побудови з розподілим «інтелектом» без проміжних телемеханічних контролерів і суматорів та з використанням як звичайних, так і багатофункціональних електронних лічильників. На рисунку 6.26 наведена структурна схема взаємозв'язків між АСК ТП обленерго з АСК ТП різних рівнів, а на рисунку 6.27 – функціональна схема комплексу технічних засобів енергопередавальної компанії. Згідно з цими схемами АСК ТП – це сукупність автоматизованих інформаційно-вимірювальних підсистем комерційного (АСКОЕ) та технічного (АСТОЕ) обліку електричної енергії промислових підприємств і районів електричних мереж (РЕМ), систем диспетчерського керування (АСДК), протиаварійної та релейної автоматики (АС ПАіРА), керування технологічними процесами підстанцій (АСК ТП ПС), розміщених на об'єктах експлуатації та засобів обробки й передавання вимірювальної інформації, що знаходяться в реєстрі засобів вимірювальної техніки.

Між окремими складовими АСК ТП використовують різні види ліній зв'язку, приклади яких зображені на рисунку 6.26.

Збір, накопичення та первинна обробка інформації відбувається в центрах АСК ТП РЕМ (рис. 6.27), а потім корпоративна СПД передає інформацію на сервер АСК ТП енергопередавальної компанії (ЕПК). Локальна мережа забезпечує зв'язок між сервером АСК ТП ЕПК та автоматизованими робочими місцями таких автоматизованих систем: диспетчерського керування (АСДК), чергового диспетчера, ПАіРА, АСТОЕ, АСКОЕ.

Прикладом АСК ТП підстанцій може бути **система SCADA**, виробництво основних складових частин якої

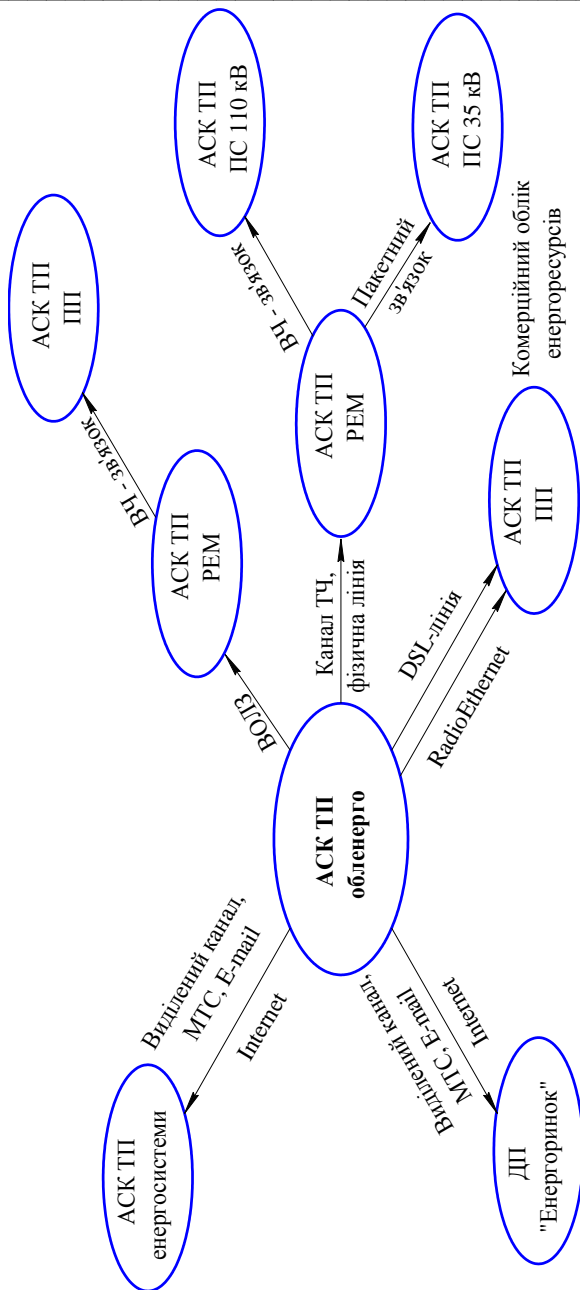


Рисунок 6.26 - Структурна схема зв'язків АСК ТП обленерго

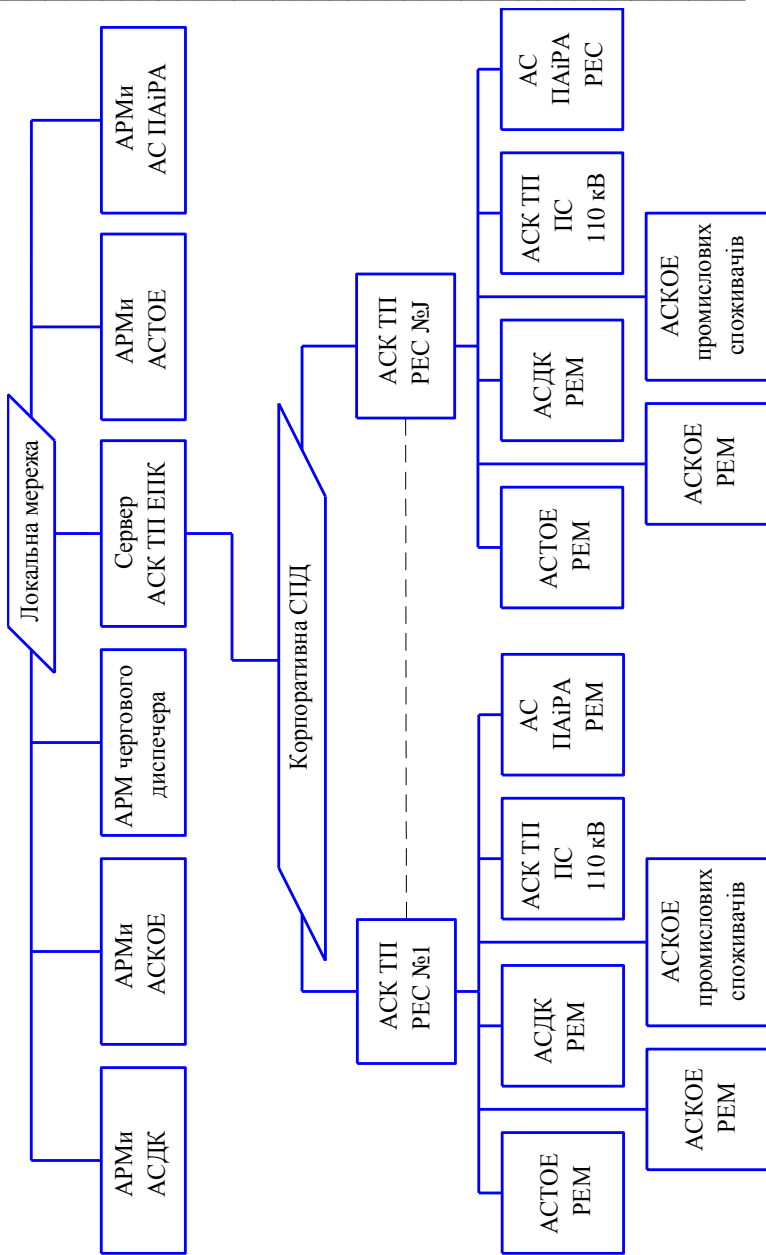


Рисунок 6.27 - Функціональна схема комплексу технічних засобів АСК ТП ЕПК

налагоджене в Україні та є позитивний досвід практичного її використання.

АСК ТП **SCADA** (supervisory control and data acquisition) призначена для комплексної автоматизації підстанцій 220, 110, 35 і 10 кВ. Її формують із таких основних підсистем автоматизації: релейного захисту й автоматики, телемеханіки, контролю та діагностики обладнання, підсистеми комерційного обліку електроенергії тощо. Кожна з цих підсистем функціонує автономно й здатна виконувати покладені на неї функції незалежно від стану інших підсистем.

До основних функцій, що виконують АСК ТП **SCADA**, належать:

- збір і первинна обробка аналогових, дискретних та числово-імпульсних сигналів від мікропроцесорних пристроїв захисту;

- технічна діагностика;
- реєстрація робочих подій;
- реєстрація аварійних подій;
- складання протоколів інформації;
- відображення інформації оперативному персоналу.
- перевірка достовірності одержаної інформації;
- формування масивів достовірної аналогової технологічної інформації;

- архівація інформації для накопичення й подальшого надання оперативному персоналові даних про історію протікання технологічних процесів, функціонування автоматики, дії оператора тощо. Архів заповнюється після виникнення змін. Інформація з архіву може бути подана у вигляді таблиць, графіків, протоколів тощо як на моніторах, так і в надрукованому вигляді.

Системою АСК ТП **SCADA** передбачена архівація інформації про:

- події (функція реєстрації подій);
- аварійні події (функція реєстрації аварійних подій);
- зміну стану автоматичних пристроїв із зазначенням джерела команди;

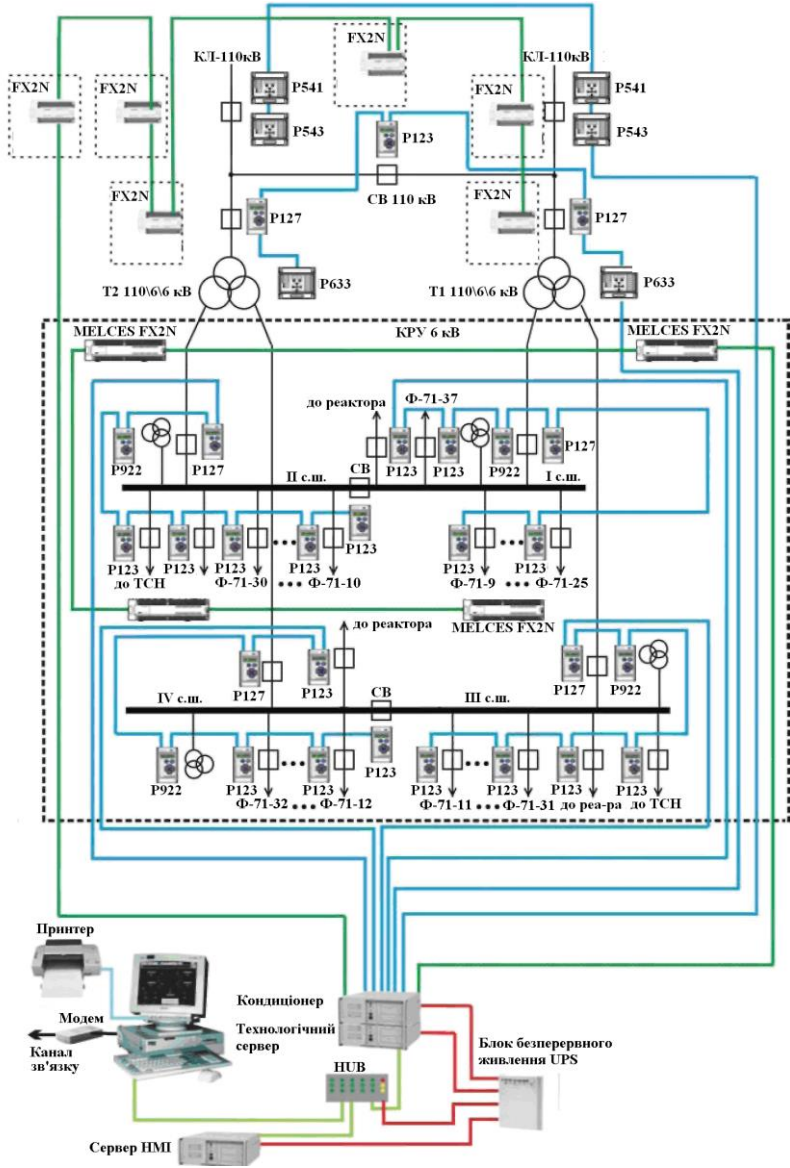


Рисунок 6.28 – Схема організації локальної мережі АСК ТП SCADA підстанції

- функціонування систем захисту;
- функціонування технічних і програмних засобів промислово-технологічного комплексу підстанції;
- появу й зникнення недостовірної інформації;
- проведення технічної діагностики технологічного обладнання.

На рисунку 6.28 зображена схема організації локальної мережі АСК ТП SCADA підстанції. Згідно з нею пристрої релейного захисту й автоматики та програмовані контролери одержують живлення від мережі 220 В постійного струму, а комп'ютерні засоби – від мережі 220 В (+10/–15 %) змінного струму частотою 50 Гц (± 1 Гц) і лінією 220 В постійного струму від акумуляторних батарей (основне й резервне живлення з АВР).

Контрольні запитання та завдання

1. Із якою метою використовують результати обліку електричної енергії?
2. Дайте визначення та наведіть класифікацію лічильників електричної енергії.
3. Назвіть основні складові й розкажіть про принцип дії однофазного індукційного лічильника.
4. Назвіть основні складові та розкажіть про принцип дії трифазного індукційного лічильника.
5. Зробіть стислий аналіз схем підключення індукційних лічильників.
6. За якими основними параметрами вибирають одно- й трифазні індукційні лічильники?
7. Зробіть порівняльний аналіз індукційних та електронних лічильників.
8. За якими основними параметрами вибирають одно- й трифазні електронні лічильники?
9. Перерахуйте основні функції, що виконують багатофункціональні електронні лічильники.
10. Чим зумовлене впровадження й широке використання автоматизованих систем обліку електричної енергії?

11. Охарактеризуйте чотири рівні системи обліку електричної енергії.

12. Які основні функції виконує АСОЕ НЕК «Укренерго»?

13. Охарактеризуйте локальний рівень АСОЕ НЕК «Укренерго».

14. Охарактеризуйте регіональний рівень АСОЕ НЕК «Укренерго».

15. Охарактеризуйте центральний рівень АСОЕ НЕК «Укренерго».

16. Дайте визначення автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) та назвіть її основні функції.

17. Із яких трьох підсистем складається АСКОЕ? Охарактеризуйте кожну з них.

18. Згідно з рисунком 6.25 поясніть особливості збирання даних про споживання електричної енергії в багатоквартирних і приватних будинках за допомогою системи SMART IMS.

19. Які основні функції та на яких об'єктах використовують автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) приймання, передавання та розподілу електроенергії?

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб. для вузов / В. А. Андреев. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1991. – 368 с.

2. Бабушкин В. М. Энергетика Украины вчера, сегодня, завтра / В. М. Бабушкин // Электропанорама. – 2003. – № 5. – С. 28–32.

3. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, И. М. Зуль. – Москва : Агропромиздат, 1990. – 496 с.

4. Василега П. О. Електротехнологічні установки : навчальний посібник / П. О. Василега. – Суми : Видавництво СумДУ, 2010. – 548 с.

5. ГОСТ 12.1.038-83. ССТБ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

6. ГОСТ 12.4.155-85. ССБТ. Пристрої захисного відключення. Класифікація. Загальні технічні вимоги.

7. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в энергосистемах электроснабжения общего назначения.

8. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.

9. ГОСТ 21128-83. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1 000 В и допускаемые отклонения.

10. ГОСТ 26035-83. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. С изменениями № 3. ОТУ.

11. ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92). Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S).

12. ГОСТ 6570-96. Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные.

13. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1 000 В.
14. Гуров А. А. Устройство защитного отключения / А. А. Гуров. – Москва : УМИТЦ Мосгорэнергонадзора, 2001. – 242 с.
15. ДБН 79-92. Житлові будинки для індивідуальних забудовників України.
16. ДБН В.2.2 -9-99. Громадські будинки та споруди.
17. ДБН В.2.5 -2002 С7. Проектування електрообладнання житлових і громадських будинків та споруд.
18. ДБН В.2.5.-23-2003. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.
19. ДНАОП 0.00-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. – Київ : Укрархбудінформ, 2001. – 117 с.
20. ДСТУ 2790-94. Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1 000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
21. ДСТУ 2791-94. Системи електропостачальні номінальною напругою до 1 000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
22. ДСТУ ІЕС 62271-111:2016. Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина III. Пристрої автоматичного повторного включення та аварійні вимикачі для систем змінного струму до 38 кВ (ІЕС 62271-111: 2012, ІДТ).
23. Зорін В. В. Электричні мережі та системи : навч. посіб. / В. В. Зорін, С. А. Штогрин, Р. О. Буйний. – Ніжин : Аспект-Поліграф, 2011. – 224 с.
24. Инструкция по монтажу «Модернизация камер КСО с применением вакуумных выключателей ВВ/TEL-10». – Севастополь : РА «Телескоп», 2003. – 38 с.
25. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И. Л. Каганов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Агропромиздат, 1990. – 351 с.

26. Киреева Э. А. Электроснабжение жилых и общественных зданий / Э. А. Киреева, С. А. Цырук. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2005. – 96 с.

27. Князевский Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. для студ. вузов спец. «Электропривод и автоматизация промышленных установок» / Б. А. Князевский, Б. Ю. Липкин. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1986. – 400 с.

28. Козлов В. А. Городские распределительные электрические сети / В. А. Козлов. – Ленинград : Энергоиздат, 1982. – 224 с.

29. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку. Затверджено спільним наказом Мінпаливноенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики № 32/28/28/276/75/54 від 17 квітня 2000 р.

30. Малинівський С. М. Загальна електротехніка : підручник / С. М. Малинівський. – Львів : Бесхид Біт, 2003. – 640 с.

31. Мельник Н. А. Реактивная мощность в электрических сетях / Н. А. Мельник. – Москва : Энергия, 1975. – 196 с.

32. Міліх В. І. Електротехніка, електроніка та мікропроцесорна техніка : підручник / В. І. Міліх, О. О. Шавьолкін. – Київ : Каравела, 2007. – 688 с.

33. Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії. Наказ Міністерства палива та енергетики України від 17 січня 2002 року № 19. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 1 лютого 2002 р. за № 93/6381.

34. Минин Г. П. Измерение электроэнергии / Г. П. Минин. – Москва : Энергия, 1974. – 104 с.

35. Перехідні процеси в системах електропостачання / Г. Г. Півняк, В. Н. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен та ін. – Дніпропетровськ : Вид-во НГА України, 2000. – 378 с.

36. Посібник із проектування та будівництва повітряних ліній напругою до 1 кВ із застосуванням самоутримних ізолюваних проводів виробництва ЗАТ «Завод «Південькабель» та лінійної арматури NILED / Міністерство палива та

енергетики України ; Державне підприємство Український науково-дослідний, проектно-вишукувальний і конструкторсько-технологічний інститут «Укрсі́льенергопроект». – Київ, 2006. – 60 с.

37. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року № 258. – Київ, 2006. – 181 с.

38. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – 5-те видання, перероблене й доповнене. – Київ : Форт, 2014. – 793 с.

39. Притака І. П. Електропостачання сільського господарства / І. П. Притака. – Київ : Вища школа, 1983. – 343 с.

40. Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії та реактивну потужність між енергопостачальною організацією та її споживачами й суб'єктами оптового ринку / Б. С. Рогальський, О. М. Нанака, А. В. Праховник, М. А. Денисенко, В. А. Лушкін, В. М. Божко. – Київ : Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро, 2009. – № 5. – С. 10–19.

41. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування : навчальний посібник / В. Г. Рудницький. – Суми : Університетська книга, 2006. – 153 с.

42. Рудницький В. Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування : навчальний посібник / В. Г. Рудницький. – Суми : Університетська книга, 2007. – 280 с.

43. Рунов Ю. А. Электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий: курсовое и дипломное проектирование / Ю. А. Рунов. – Минск : Ураджай, 1998. – 270 с.

44. СНиП 2.08.01-89. Жилые здания.

45. СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания.

46. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1980. – 567 с.

47. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – Москва : Энергоиздат, 1990. – 456 с.

48. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. В. И. Круповича, Ю. Г. Барыбина, М. Л. Самовера. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1981. – 406 с.

49. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию : в 2 т. Т. 1. Электроснабжение / под ред. А. А. Федорова. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

50. Сулейманов В. Н. Энергетика Украины – от первых электростанций и линий электропередачи к Объединенной энергетической системе / В. Н. Сулейманов // Электропанорама. – 2004. – № 5, 6, 7, 8.

51. Технічні та організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електричної енергії на об'єктах НЕК «Укренерго». – Київ, 2004. – 98 с.

52. Тульчин И. К. Электрические сети жилых и общественных зданий / И. К. Тульчин, Г. И. Нудлер. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 478 с.

53. Ус А. Г. Практическое руководство к выполнению расчетно-графических работ по курсу «Электрическое освещение» / А. Г. Ус, А. В. Бутейко. – Гомель, 2001. – 37 с.

54. Ус А. Г. Электроснабжение помышленных предприятий и гражданских зданий / А. Г. Ус, Л. И. Евминов. – Минск : НПО «Пион», 2002. – 455 с.

55. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для вузов / А. А. Федоров, Э. М. Ристхейн. – Москва : Энергия, 1981. – 360 с.

56. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

57. Шевченко С. Ю. Обмежувачі перенапруг нелінійні: застосування, монтаж та вибір : монографія / С. Ю. Шевченко,

П. В. Петров, Г. М. Катренко та ін. ; Нац. техн. ун-т «ХПІ». – Харків : Форт, 2015. – 286 с.

58. Актуальність урахування впливу показників якості напруги при обліку електричної енергії / С. Ю. Шевченко, В. В. Волохін, І. М. Дяговченко, Д. М. Макуха // Вісник НТУ «ХПІ». – (Серія «Техніка та електрофізика високих напруг»). – Випуск 20 (1 129). – Харків : НТУ «ХПІ», 2015. – С. 156–165.

59. Шкрабець Ф. П. Електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Донецьк : НГУ, 2015. – 540 с.

60. Электротехнический справочник : в 3 т. Т. 2 : Электротехнические изделия и устройства / под ред. профессоров МЭИ (гл. ред. И. Н. Орлов). – 7-е изд., испр. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. – 712 с.

61. Электротехнический справочник : в 3 т. Т. 3, кн. 2 : Использование электрической энергии / под ред. профессоров МЭИ (гл. ред. И. Н. Орлов). – 7-е изд., испр. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 616 с.

62. Комерційний облік електричної енергії [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://trios.com.ua/reestr/many.html>.

63. АСУ ТП генерация [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.EMV.ru>.

64. Средства и системы компьютерной автоматизации [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.ASUTP.ru.

65. Ограничители перенапряжений [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.em.du.ua/ukz/ukz/htm.

66. Электрооборудование на напряжение 6 и 10 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.hez.com.ua.

67. Устройства дифференциальной защиты [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.iek.ru.

68. Конденсаторные установки [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.kvar.su/blocks.html.

69. Проектирование и внедрение АСКУЭ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.matic.ru/index.htm.

70. АСУ ТП [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.nove-misto.com.ua.

71. Модернизация АСКУЭ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.preobrazovatel.com.ua.

72. Самонесущие изолированные провода [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ptk-veles.in.ua/sip-3/sip-3-1h25-20kv/>.

73. Электрозашитные устройства и автоматика [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.uzo.ru.

74. Реклоузер вакуумный [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.resproject.com.

75. Комплектные распределительные устройства [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://tavrida-ua.com>.

ДОДАТКИ

Додаток А
(обов'язковий)

**Буквені позначення найбільш поширених видів елементів
на принципових електричних схемах
згідно з ГОСТ 2.710.81**

<i>Перша літера позначення (обов'язкова)</i>	<i>Група видів елементів</i>	<i>Повне позначення</i>	<i>Види елементів</i>
1	2	3	4
А	Пристрій	АА	Регулятор струму
		АК	Блок реле
		АSK	Пристрій АПВ
В	Перетворювачі неелектричних величин в електричні (крім генераторів і джерел живлення) або навпаки	ВА	Гучномовець
		ВF	Телефон
		ВК	Тепловий датчик
		ВL	Фотоелемент
		ВM	Мікрофон
С	Конденсатори	СВ	Силова батарея конденсаторів
		СG	Блок конденсаторів зарядний
D	Інтегральні схеми, мікросбірки	DA	Інтегральна схема аналогова
		DD	Інтегральна схема цифрова, логічний елемент
Е	Елементи різні	ЕК	Нагрівальний елемент
		EL	Лампа освітлювальна
F	Розрядники, запобіжники, пристрої захисту	FA	Дискретний елемент захисту по струму миттєвої дії
		FP	Те саме, але інерційної дії
		FU	Запобіжник плавкий
		FV	Розрядник

Продовження додатка А

1	2	3	4
G	Генератори, джерела живлення	GB	Батарея акумуляторів
		GC	Синхронний компенсатор
		GE	Збудник генератора
H	Пристрої індукційні і сигнальні	HA	Прилад звукової сигналізації
		HG	Індикатор символьний
		HL	Прилад світлової сигналізації
		HLA	Табло сигнальне
		HLG	Лампа сигнальна з зеленою лінзою
		HLR	Лампа сигнальна з червоною лінзою
		HLW	Лампа сигнальна з білою лінзою
		HV	Індикатори іонні й напівпровідникові
K	Реле, контактори, пускачі	KA	Реле струму
		KH	Реле вказівне
		KK	Реле електротеплове
		KM	Контактор, магнітний пускач
		KT	Реле часу
		KV	Реле напруги
		KCC	Реле команди ввімкнення
		KCT	Реле команди вимкнення
		KL	Реле проміжне
		KQ	Реле фіксації положення вимикача
		KQC	Реле фіксації ввімкненого положення

Продовження додатка А

1	2	3	4
		KQT	Реле фіксації вимкненого положення
		KQQ	Реле фіксації команди на ввімкнення або вимкнення вимикача
		KQS	Реле фіксації положення з'єднувача
L	Котушки індуктивності, дроселі	LL	Дросель люмінесцентного освітлення
		LR	Реактор
		LG	Обмотка збудження генератора
		LE	Обмотка збудження збудника
		LM	Обмотка збудження електродвигуна
P	Прилади, вимірювальне обладнання	PA	Амперметр
		PF	Частотомір
		PI	Лічильник активної енергії
		PK	Лічильник реактивної енергії
		PR	Омметр
		PT	Годинник, вимірник часу
		PS	Прилад реєстрації
		PV	Вольтметр
		PW	Ватметр
		PC	Лічильник імпульсів
PG	Осцилограф		

Продовження додатка А

1	2	3	4
Q	Вимикачі й роз'єднувачі в силових ланцюгах (електропостачання, живлення обладнання та ін.)	QF	Вимикач автоматичний
		QK	Короткозамикач
		QS	Роз'єднувач
		QR	Віддільник
		QW	Вимикач навантаження
		QSG	Роз'єднувач- заземлювач
R	Резистори	RK	Терморезистор
		RP	Потенціометр
		RS	Шунт вимірювальний
		RU	Варистор
		RR	Реостат
S	Пристрої комунікації в ланцюгах керування і вимірювальних приладах. <i>Примітка:</i> позначення застосовують для апаратів, що не мають контактів у силових ланцюгах	SA	Вимикач або перемикач
		SF	Вимикач автоматичний
		SB	Вимикач кнопковий
		SBC	Те саме, на ввімкнення
		SBT	Те саме, на вимкнення
		SL	Вимикач, що спрацьовує від рівня
		SP	Вимикач, що спрацьовує від тиску
		SQ	Вимикач, що спрацьовує від положення (шляховий)
		SR	Вимикач, що спрацьовує від частоти обертання
SK	Вимикач, що спрацьовує від температури		

Продовження додатка А

1	2	3	4
Т	Трансформатори, автотрансформатори	ТА	Трансформатор струму
		ТС	Електромагнітний стабілізатор
		ТВ	Трансформатор напруги
		ТЛ	Проміжний трансформатор
U	Перетворювачі електричних величин в електричні, пристрої зв'язку (крім трансформаторів)	UB	Модулятор
		UR	Демодулятор
		UD UZ	Перетворювачі: – випрямний; – інвертор
		UG	Блок живлення
		UF	Перетворювач частоти
V	Прилади електровакуумні напівпровідникові	VD	Діод, стабілітрон
		VL	Прилад електрозварювальний
		VT	Транзистор
		VS	Тиристор
W	Лінії й елементи СВЧ, антени, лінії електропередавання	–	–
X	З'єднання контактні	XA	Струмознімач, контакт ковзний
		XP	Штир
		XS	Гніздо
		XW	З'єднувач високочастотний
		XT	З'єднання розбірне
		XB	Накладка, перемичка контактна
		XG	Іспитовий затискач
		XN	З'єднання нерозбірне

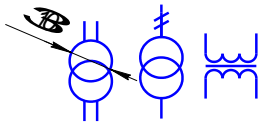

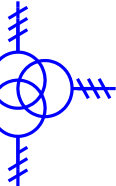

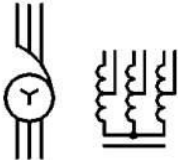

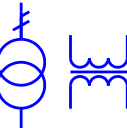

Продовження додатка А

1	2	3	4
У	Пристрої механічні з електромагнітним приводом	УА	Електромагніт
		УАВ	Замок електромагнітного блокування
		УАС	Електромагніт ввімкнення
		УАТ	Електромагніт вимкнення
		УВ	Гальмо з електромагнітним приводом
		УС	Муфта з електромагнітним приводом
		УН	Електромагнітний патрон або плита
Z	Пристрої прикінцеві	ZL	Обмежувач
		ZQ	Фільтр кварцовий
		ZA	Фільтр струму
		ZV	Фільтр напруги

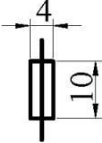
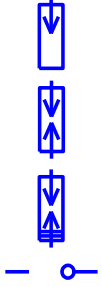
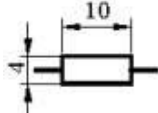
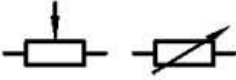
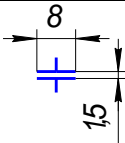

Додаток Б
(обов'язковий)
Умовні графічні позначення

№ пор.	Назва	Умовне графічне позначення	Позначення згідно з ГОСТ 2.710-81
1	2	3	4
Машини електричні. ГОСТ 2.722-68			
1	Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором		М
2	Синхронний двигун		М
3	Асинхронний двигун із фазним ротором (спрощене позначення)		М
4	Асинхронний двигун із фазним ротором (розгорнуте позначення)		М
5	Машина постійного струму з послідовним збудженням		М, G
6	Машина постійного струму з паралельним збудженням		М, G
7	Машина постійного струму зі змішаним збудженням		М, G

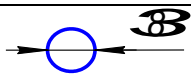
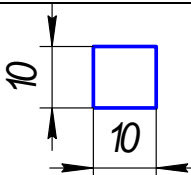
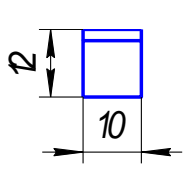
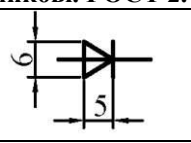
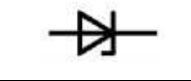
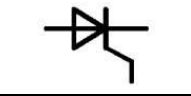
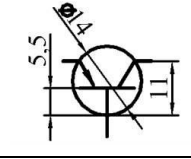
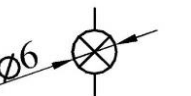
Продовження додатка Б

1	2	3	4
Трансформатори, автотрансформатори. ГОСТ 2.723-68			
8	Трансформатор однофазний двообмотковий		T
9	Трансформатор трифазний двообмотковий		T
10	Трансформатор трифазний триобмотковий		T
11	Автотрансформатор однофазний		T
12	Автотрансформатор трифазний		T
13	Трансформатор струму з однією вторинною обмоткою		TA
14	Трансформатор напруги з однією вторинною обмоткою		TV
15	Реактор		LR

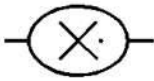
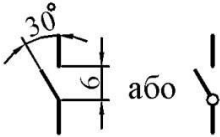
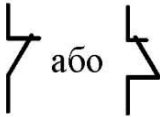
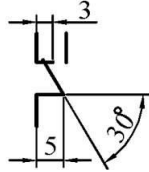


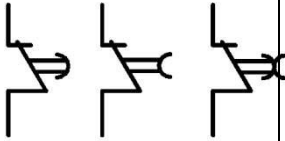
Продовження додатка Б

1	2	3	4
Розрядники, запобіжники. ГОСТ 2.727-68			
16	Запобіжник плавкий		FU
17	Розрядники: а) загальне позначення; б) трубчатий; в) вентильний і магнітовентильний; г) шаровий		FV
Резистори, конденсатори. ГОСТ 2.728-74			
18	Резистор постійний		R
19	Резистор змінний		R
20	Конденсатор		C
21	Конденсатор змінної ємності		C





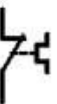
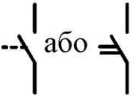

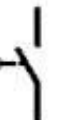
Продовження додатка Б

1	2	3	4
Прибори електровимірювальні. ГОСТ 2.729-68			
22	Прилад електровимірювальний, що показує		P
23	Прилад електровимірювальний, що реєструє		P
24	Прилад електровимірювальний, що інтегрує (наприклад, лічильник електричної енергії)		PI – активної, PK – реактивної енергії
Прибори напівпровідникові. ГОСТ 2.730-73			
25	Діод		VD
26	Стабілітрон		VD
27	Тиристор		VS
28	Транзистор (біполярний р-п-р типу)		VT
Джерела світла. ГОСТ 2.732-68			
29	Лампи розжарювання освітлювальна й сигнальна		EL, HL

Продовження додатка Б

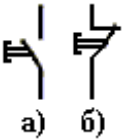

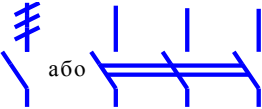






1	2	3	4
30	Лампа газорозрядна освітлювальна з двома виводами		EL
Пристрої комутаційні й контактні з'єднання. ГОСТ 2.755-87			
31	Контакт замикальний		S
32	Контакт розмикальний		S
33	Контакт перемикальний		S
34	Контакт перемикальний із середнім положенням		S
35	Контакти замикальні, що функціонують з уповільненням під час спрацювання, повернення та під час спрацювання й повернення		S
36	Контакти розмикальні, що функціонують з уповільненням під час повернення, спрацювання та під час спрацювання й повернення		S

Продовження додатка Б



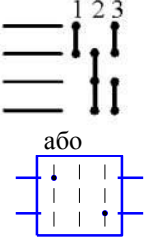
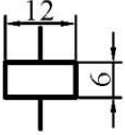




1	2	3	4
37	Контакт замикальний із самоповерненням		S
38	Контакт замикальний без самоповернення		S
39	Контакт замикальний силового ланцюга		S
40	Контакт замикальний із пристроєм дугогасіння		S
41	Контакт електротеплового реле		SK
42	Контакт із механічним зв'язком		SP
43	Контакт вимикача з автоматичним поверненням у разі перевантаження		SF
44	Контакт шляхового вимикача		SQ

Додатки

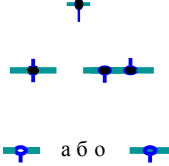



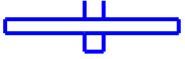

Продовження додатка Б

1	2	3	4
45	Контакти кнопоків: а) замикальний; б) розмикальний		SB
46	Вимикач однополюсний		Q
47	Вимикач триполюсний		Q
48	Вимикач триполюсний з автоматичним поверненням		QF
49	Вимикач високої напруги		Q
50	Роз'єднувач триполюсний		QS
51	Вимикач навантаження триполюсний		QW
52	Короткозамикач		QK
53	Віддільник		QR

Продовження додатка Б

1	2	3	4
54	Вимикач диференційний		Q
55	Вимикач з автоматичним поверненням (автомат) диференційний		QF
56	Багатопозиційний перемикач		SA
Сприймальна частина електромеханічних пристроїв. ГОСТ 2.756-76			
57	Котушка електромеханічного пристрою (реле, контактора, пускача) однофазного струму		K
58	Котушка електромеханічного пристрою трифазного струму		K
59	Сприймальна частина електротеплового реле		KK
Електричні зв'язки, проводи, кабелі, шини. ГОСТ 2.751-83			
60	Лінія електричного зв'язку. Провід, кабель, шина		
61	Лінія групового зв'язку		

Продовження додатка Б

1	2	3	4
62	<p>Лінія електричного зв'язку з відгалуженнями:</p> <p>а) одним;</p> <p>б) двома</p> <p><i>Примітка:</i> під час виконання схем автоматизованим способом дозволено точки відгалуження не зачорнювати</p>		
63	<p>В однолінійних позначеннях елементів або пристроїв можна використовувати позначення:</p> <ul style="list-style-type: none"> – групи з двох ліній; – групи з трьох ліній; – групи з чотирьох ліній 		
64	Шина		
65	Відгалуження від шини		
66	Шини, що графічно перетинаються, але електрично не пов'язані		
67	Відводи (відпайки) від шини		

Примітка до пп. 64–67: зображення шин за допомогою двох ліній використовують тоді, коли необхідно графічно відділити їх від зображення ліній електричного зв'язку (проводів, кабелів).

Додаток В
(обов'язковий)

Допустимий тривалий струм для проводів із мідними жилами з гумовою ізоляцією в металевих захисних оболонках і кабелів із мідними жилами з гумовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній, найритовій або гумовій оболонках, броньованих і неброньованих [38]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм*, А, для проводів і кабелів				
	одножильних		двожильних		трижильних
	У разі прокладання				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	245	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	—	—	—	—

* Струми зазначені для проводів і кабелів як із PEN-(N-)жилою, так і без неї.

Додаток Г
(обов'язковий)

**Допустимий тривалий струм для кабелів
з алюмінієвими жилами
з гумовою або пластмасовою ізоляцією
у свинцевій, полівінілхлоридній і гумовій оболонках,
броньованих та неброньованих [38]**

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів				
	одножильних	двожильних	трижильних		
	У разі прокладання				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	–	–	–	–

Примітка: допустимі тривалі струми для чотирижильних кабелів із пластмасовою ізоляцією на напругу до 1 кВ можна вибирати як для трижильних кабелів із коефіцієнтом 0,92.

Додаток Д
(обов'язковий)

Допустимий тривалий струм для проводів і шнурів
із мідними жилами з гумовою та полівінілхлоридною ізоляціями
[38]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для проводів і шнурів, прокладених в одній трубі					
	відкрито	в одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
0,5	11	–	–	–	–	–
0,75	15	–	–	–	–	–
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	–	–	–
185	510	–	–	–	–	–
240	605	–	–	–	–	–
300	695	–	–	–	–	–
400	830	–	–	–	–	–

Додаток Е
(обов'язковий)
Допустимий тривалий струм для проводів
з алюмінієвими жилами
з гумовою та полівінілхлоридною ізоляціями [38]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	в одній групі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	195	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	–	–	–
185	390	–	–	–	–	–
240	465	–	–	–	–	–
300	535	–	–	–	–	–
400	645	–	–	–	–	–

Додаток Ж
(обов'язковий)
Залежність K_{ϕ} і $\text{tg } \phi$ [33]

$\text{tg } \phi$	K_{ϕ}	$\text{tg } \phi$	K_{ϕ}	$\text{tg } \phi$	K_{ϕ}	$\text{tg } \phi$	$\text{tg } \phi$
0,00	1,000 0						
0,01	1,000 0	0,51	1,067 6	1,01	1,577 6	1,51	2,587 6
0,02	1,000 0	0,52	1,072 9	1,02	1,592 9	1,52	2,612 9
0,03	1,000 0	0,53	1,078 4	1,03	1,608 4	1,53	2,638 4
0,04	1,000 0	0,54	1,084 1	1,04	1,624 1	1,54	2,664 1
0,05	1,000 0	0,55	1,090 0	1,05	1,640 0	1,55	2,690 0
0,06	1,000 0	0,56	1,096 1	1,06	1,656 1	1,56	2,716 1
0,07	1,000 0	0,57	1,102 4	1,07	1,672 4	1,57	2,742 4
0,08	1,000 0	0,58	1,108 9	1,08	1,688 9	1,58	2,768 9
0,09	1,000 0	0,59	1,115 6	1,09	1,705 6	1,59	2,795 6
0,10	1,000 0	0,60	1,122 5	1,10	1,722 5	1,60	2,822 5
0,11	1,000 0	0,61	1,129 6	1,11	1,739 6	1,61	2,849 6
0,12	1,000 0	0,62	1,136 9	1,12	1,756 9	1,62	2,876 9
0,13	1,000 0	0,63	1,144 4	1,13	1,774 4	1,63	2,904 4
0,14	1,000 0	0,64	1,152 1	1,14	1,792 1	1,64	2,932 1
0,15	1,000 0	0,65	1,160 0	1,15	1,810 0	1,65	2,960 0
0,16	1,000 0	0,66	1,168 1	1,16	1,828 1	1,66	2,988 1
0,17	1,000 0	0,67	1,176 4	1,17	1,846 4	1,67	3,016 4

Додатки

Продовження додатка Ж

0,18	1,000 0	0,68	1,184 9	1,18	1,864 9	1,68	3,044 9
0,19	1,000 0	0,69	1,193 6	1,19	1,883 6	1,69	3,073 6
0,20	1,000 0	0,70	1,202 5	1,20	1,902 5	1,70	3,102 5
0,21	1,000 0	0,71	1,211 6	1,21	1,921 6	1,71	3,131 6
0,22	1,000 0	0,72	1,220 9	1,22	1,940 9	1,72	3,160 9
0,23	1,000 0	0,73	1,230 4	1,23	1,960 4	1,73	3,190 4
0,24	1,000 0	0,74	1,240 1	1,24	1,980 1	1,74	3,220 1
0,25	1,000 0	0,75	1,250 0	1,25	2,000 0	1,75	3,250 0
0,26	1,000 1	0,76	1,260 1	1,26	2,020 1	1,76	3,280 1
0,27	1,000 4	0,77	1,270 4	1,27	2,040 4	1,77	3,310 4
0,28	1,000 9	0,78	1,280 9	1,28	2,060 9	1,78	3,340 9
0,29	1,001 6	0,79	1,291 6	1,29	2,081 6	1,79	3,371 6
0,30	1,002 5	0,80	1,302 5	1,30	2,102 5	1,80	3,402 5
0,31	1,003 6	0,81	1,313 6	1,31	2,123 6	1,81	3,433 6
0,32	1,004 9	0,82	1,324 9	1,32	2,144 9	1,82	3,464 9
0,33	1,006 4	0,83	1,336 4	1,33	2,166 4	1,83	3,496 4
0,34	1,008 1	0,84	1,348 1	1,34	2,188 1	1,84	3,528 1
0,35	1,010 0	0,85	1,360 0	1,35	2,210 0	1,85	3,560 0
0,36	1,012 1	0,86	1,372 1	1,36	2,232 1	1,86	3,592 1
0,37	1,014 4	0,87	1,384 4	1,37	2,254 4	1,87	3,624 4

Продовження додатка Ж

0,38	1,016 9	0,88	1,396 9	1,38	2,276 9	1,88	3,656 9
0,39	1,019 6	0,89	1,409 6	1,39	2,299 6	1,89	3,689 6
0,40	1,022 5	0,90	1,422 5	1,40	2,322 5	1,90	3,722 5
0,41	1,025 6	0,91	1,435 6	1,41	2,345 6	1,91	3,755 6
0,42	1,028 9	0,92	1,448 9	1,42	2,368 9	1,92	3,788 9
0,43	1,032 4	0,93	1,462 4	1,43	2,392 4	1,93	3,822 4
0,44	1,036 1	0,94	1,476 1	1,44	2,416 1	1,94	3,856 1
0,45	1,040 0	0,95	1,490 0	1,45	2,440 0	1,95	3,890 0
0,46	1,044 1	0,96	1,504 1	1,46	2,464 1	1,96	3,924 1
0,47	1,048 4	0,97	1,518 4	1,47	2,488 4	1,97	3,958 4
0,48	1,052 9	0,98	1,532 9	1,48	2,512 9	1,98	3,992 9
0,49	1,057 6	0,99	1,547 6	1,49	2,537 6	1,99	4,027 6
0,50	1,062 5	1,00	1,562 5	1,50	2,562 5	2,00	4,062 5

Навчальне видання

Василега Петро Олександрович

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Підручник

Художнє оформлення обкладинки Є. В. Нікітюка

Редактор О. В. Федяй

Комп'ютерне верстання П. О. Василеги

Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 30,45. Обл.-вид. арк. 27,41. Тираж 500 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач
Сумський державний університет,
вул. Римського-Корсакова, 2, м. Суми, 40007
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3062 від 17.12.2007.