

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
МИКОЛАЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

**ІНЖЕНЕРНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

**КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ, ЕЛЕКТРОТЕХНІКИ ТА  
ЕЛЕКТРОМЕХАНІКИ**

## **ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

конспект лекцій

для здобувачів початкового рівня (короткий цикл) вищої освіти ОПІ  
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141  
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми  
здобуття вищої освіти

Миколаїв  
2023

УДК 621.31  
О-75

Рекомендовано до друку методичною радою Інженерно-енергетичного факультету Миколаївського національного аграрного університету (протокол № 8 від 30.03.2023р.)

Укладачі:

Циганов О.М. – канд. тех. наук, старий викладач кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Мардзявко В.А. – асистент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Руденко А.Ю. – асистент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Рябенський В.М. – д-р техн. наук, професор, професор кафедри програмної електроніки, електротехніки та телекомунікацій Миколаївського національного університету кораблебудування ім. адм. Макарова

Ставинський А. А. – д-р техн. наук, професор, зав. кафедрою електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.

## ЗМІСТ

ТЕМА 1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ВИРОБЛЕННЯ ТА РОЗПОДІЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	8
1.1 Основні задачі та поняття в області передавання електричної енергії	8
1.2 Призначення електричних мереж	11
1.3 Вимоги до електричних мереж	12
1.4 Номінальні напруги устаткування електричних систем	15
1.5 Характеристики споживачів електроенергії	18
ТЕМА 2. ВИДИ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ СХЕМИ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	20
2.1 Класифікація електричних мереж	20
2.2 Схеми розподілу електроенергії	25
2.3 Структурні схеми електропостачання міст і промислових підприємств	29
2.3.1 Електричні мережі міста	30
2.3.2 Електричні мережі промпідприємств	35
ТЕМА 3. ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	37
3.1.1 Основні види ПС	40
3.2 Основні елементи ПС	42
3.2.1 Автотрансформатори	43
3.3 Принципи побудови систем електропостачання	45
ТЕМА 4. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПОВІТРЯНІ ТА КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ	48
4.1 Повітряна лінія електропередачі	48
4.2 Кабельна лінія електропередачі	53
ТЕМА 5. ОПОРИ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	57
5.2 Дерев'яні опори	61
5.3 Залізобетонні опори	64
5.4 Металеві опори	67
ТЕМА 6. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	75
6.1 Основна характеристика трансформаторних підстанцій	75
6.2 Конструкція та робота комплектної трансформаторної підстанції	78
6.3 Класифікація підстанцій за призначенням	81
6.4 Схеми приєднань ТП до головних понижувальних підстанцій	82
6.5 Призначення розподільчих пристроїв	87
ТЕМА 7. СХЕМИ МЕРЕЖІ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	90
7.1 Схеми мереж зовнішнього електропостачання	90
7.2 Схема мереж внутрішнього електропостачання	95
ТЕМА 8. СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПОВІТРЯНОГО І КАБЕЛЬНОГО ВИКОНАННЯ	99
8.1 Параметри схем заміщення ЛЕП	99
8.2 Розрахунки параметрів схеми заміщення мережі	103
8.3 Активний опір лінії ЛЕП	106
8.4 Індуктивний опір лінії	107
8.5 Активна поперечна провідність лінії	110
8.6 Ємнісна провідність лінії електропередавання	113
ТЕМА 9. ДОСЛІДЖЕННЯ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	115

9.1	Поняття приведених параметрів та заступна схема трансформатору	115
9.2	Параметри схем заміщення двообмоткових трансформаторів	118
9.3	Однолінійні схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів	124
<b>ТЕМА 10. ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ</b>		128
10.1	Загальна характеристика втрат енергії в електричних мережах	128
10.2	Визначення втрат електроенергії в проводах та кабелях ліній електропередач	133
10.2.1	Втрати в проводах ліній	133
10.2.3	Втрата електроенергії на корону	137
10.2.4	Спрощена методика обчислення втрат електроенергії в проводах та кабелях ліній електропередач	138
10.3.	Методика обчислення втрат в трансформаторах ліній електропередач	140
10.3.1	Втрати в двообмоточному трансформаторі	140
10.3.2	Втрати в 3-обмоточному трансформаторі	142
	2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Методи оптимального використання мережі та забезпечення її економічності.	145
<b>ТЕМА 11. ДЖЕРЕЛА АКТИВНОЇ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ</b>		146
11.1	Джерела активної потужності	146
11.2	Джерела реактивної потужності	148
	2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Негативні фактори, що пов'язані з експлуатацією теплових, атомних, гідравлічних електростанцій та нетрадиційних джерел енергії.	152
<b>ТЕМА 12. ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ І ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ І ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ</b>		153
12.1	Класифікація заходів	153
12.2	Організаційні заходи	154
12.3	Технічні заходи	157
12.4	Удосконалювання технічного урахування	157
12.5	Заходи щодо підвищення надійності роботи електричних мереж	158
	2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Визначення втрат потужності в лініях електропередавання.	158
<b>ТЕМА 13. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ</b>		159
13.1	Способи зменшення споживання реактивної потужності	160
13.2	Компенсуючі пристрої	164
13.3	Вибір компенсуючих пристроїв	167
13.4	Розміщення компенсуючих пристроїв	169
	2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Способи та засоби регулювання потужності компенсуючих установок. Компенсація реактивної потужності у мережах з нелінійними навантаженнями.	172
<b>ТЕМА 14. КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ В ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ</b>		173
14.1	Ушкодження електричних мереж і установок	173
14.2	Основні поняття та співвідношення величин струмів короткого замикання	178
14.2.1	Процес протікання короткого замикання	179
14.2.2	Визначення параметрів кола КЗ	183

14.3	Способи розрахунків струмів короткого замикання	183
14.3.1	Розрахунок струмів короткого замикання у відносних - одиницях	183
14.3.2	Розрахунок струмів короткого замикання від джерела необмеженої потужності	186
	2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Схеми заміщення і їх перетворення під час розрахунку КЗ.	187
	<b>ТЕМА 15. РЕЖИМИ НЕЙТРАЛІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ</b>	188
15.1	Режим роботи нейтралі електричних мереж	188
15.2	Електричні мережі напругою до 1000В	190
15.3	Електричні мережі напругою понад 1000В	192
	<b>ТЕМА 16. НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ</b>	196
16.1	Види електричних навантажень	196
16.2	Визначення розрахункових навантажень	201
16.3	Розрахунок навантажень за технологічними даними	203
	<b>ТЕМА 17. ГРАФІК НАВАНТАЖЕННЯ МЕРЕЖІ. РЕЖИМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ Й УЧАСТЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ У ВИРОБНИЦТВІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ</b>	204
17.1	Графік навантаження мережі	204
17.2	Основні фізичні величини, що характеризують графіки навантаження	209
17.3	Показники графіків навантаження	211
17.4	Встановлена потужність електростанцій системи	214
	<b>ТЕМА 18. ТИПИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І ЇХНІ ОСОБЛИВОСТІ</b>	215
18.1	Теплові конденсаційні електростанції	217
18.2	Теплоелектроцентралі	219
18.3	Газотурбінні установки	220
18.4	Гідроелектростанції	221
18.5	Гідроакумуючі електричні станції	222
18.6	Атомні електричні станції	224
	<b>ЛІТЕРАТУРА</b>	228

## ВСТУП

Спеціальність інженера - енергетика дуже важлива і потрібна у всіх галузях народного господарства України, так як ніяка сучасна діяльність неможлива без використання енергії. Наявність енергії – одне з необхідних умов для вирішення практично будь-якої задачі. Виробництво енергії передбачає її отримання у зручному вигляді для використання, а саме отримання – тільки перетворення з одного виду енергії в інший.

У всіх галузях господарчої діяльності людини енергетика здійснює самий високий вплив на наше життя. Тепло та світло в наших оселях, транспортні потоки і робота промисловості – все це потребує затрат енергії. Найбільш універсальна форма енергії – електрика. Роль та значення електричної енергії (ЕЕ) в функціонуванні та розвитку народного господарства важко переоцінити.

Електрика являється основою функціонування і розвитку всіх галузей народного господарства і залізничного транспорту. Вона являється базою розвитку промисловості, транспорту, сільського господарства, електро- і радіозв'язку, а також основою автоматизації виробничих і керівних процесів. Широкому впровадженню ЕЕ в усі галузі діяльності людини сприяють можливість перетворення різних форм енергії в електричну, зручність її передачі на великі відстані і знову перетворення її в інші форми енергії.

Вивчаючи цей курс, студенти зрозуміють основоположні принципи отримання електричної енергії від кожного з джерел, зрозуміють процеси її передачі та розрахунку.

Метою викладання навчальної дисципліни **«Основи електропостачання»** є вивчення принципів та базових положень, принципів електропостачання.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція;  
АТ – автотрансформатор;  
БК – батарея статичних конденсаторів;  
ВЕС – вітрова електрична станція;  
ВН – висока напруга;  
ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція;  
ГЕОТЕС – геотермальна електрична станція;  
ГЕС – гідравлічна електрична станція;  
ГТС – газотурбінна електрична станція;  
ДЖ – джерело живлення;  
ДСТУ – державний стандарт України;  
ЕМ – електрична мережа;  
ЕП – електричний приймач;  
КЕС – конденсаційна електрична станція;  
КЗ – коротке замикання;  
ККД – коефіцієнт корисної дії;  
КЛ – кабельна лінія;  
КЛЕП – кабельна лінія електропередавання;  
ЛЕП – лінія електропередавання;  
НН – низька напруга;  
ОЕС – об'єднана енергетична система;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
ПАГТУ – повітряно-акумуюча газотурбінна електрична станція;  
ПБЗ – переключення без збудження;  
ПГС – парогазова електрична станція;  
ПЛ – повітряна лінія;  
ПЛЕП – повітряна лінія електропередавання;  
ПС – електрична підстанція;  
РПН – регулювання без розриву ланцюга навантаженням;  
СЕС – сонячна електрична станція;  
СК – синхронний компенсатор;  
СН – середня напруга;  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ТЕЦ – теплофікаційна електрична станція.

# ЛЕКЦІЯ 1

## ТЕМА 1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ВИРОБЛЕННЯ ТА РОЗПОДІЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Мета: ознайомити студентів з основою виробництва та розподілу електричної енергії.

### План лекції

1. Основні задачі та поняття в області передавання електричної енергії
2. Призначення електричних мереж
3. Вимоги до електричних мереж
4. Номінальні напруги устаткування електричних систем

### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

### 1.1 Основні задачі та поняття в області передавання електричної енергії

Будь-яка електроенергетична система складається з електричних станцій для вироблення електричної енергії; мереж магістральних та районних ліній електропередавання для передавання електричної енергії на віддалену відстань; вузлових підстанцій для поєднання ліній електропередавання у складі електричної мережі та перетворення електричної енергії між різними ступенями номінальної напруги; розподільчих електричних мереж для розподілу електричної енергії між споживачами та споживачів електричної енергії. З техніко-економічних міркувань всі електростанції, які розташовані в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги. Об'єднання відрізняється спільністю режиму та безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання теплової та електричної енергій.

**Енергетичною системою (енергосистемою)** називають сукупність електричних станцій, електричних та теплових мереж, сполучених між собою і пов'язаних спільністю режиму в безперервному процесі виробництва,



перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному управлінні цим режимом (рис.1.1).

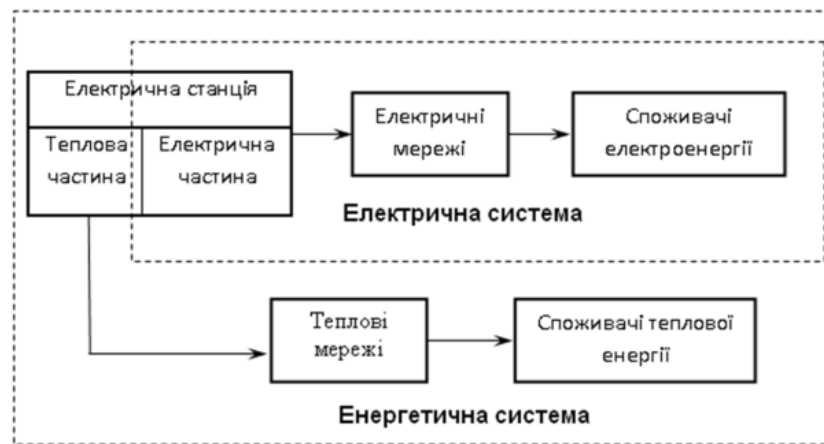


Рис. 1.1 - Структурна схема енергетичної системи

**Електроенергетичною (електричною) системою** називають електричну частину енергосистеми, тобто сукупність електроустановок електричних станцій (без первинних двигунів) і електричних мереж енергосистеми, та приймачів електричної енергії, які живляться від неї, поєднані спільністю процесу виробництва, передавання, перетворення, розподілу і споживання електричної енергії (рис. 1.2).

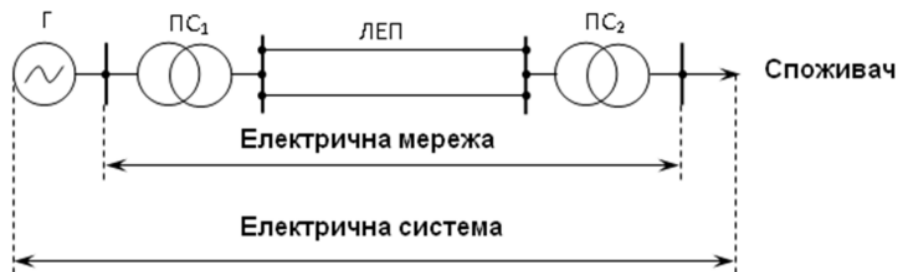


Рис. 1.2 - Розмежування електричної системи

**Приймачем електричної енергії (електроприймачем)** називають апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вигляд енергії. **Споживачем електричної енергії** називають електроприймач або групу електроприймачів, об'єднаних загальним технологічним процесом та розміщених на певній території.

**Електричною мережею (ЕМ)** називають сукупність електроустановок для передавання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільчих пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території.

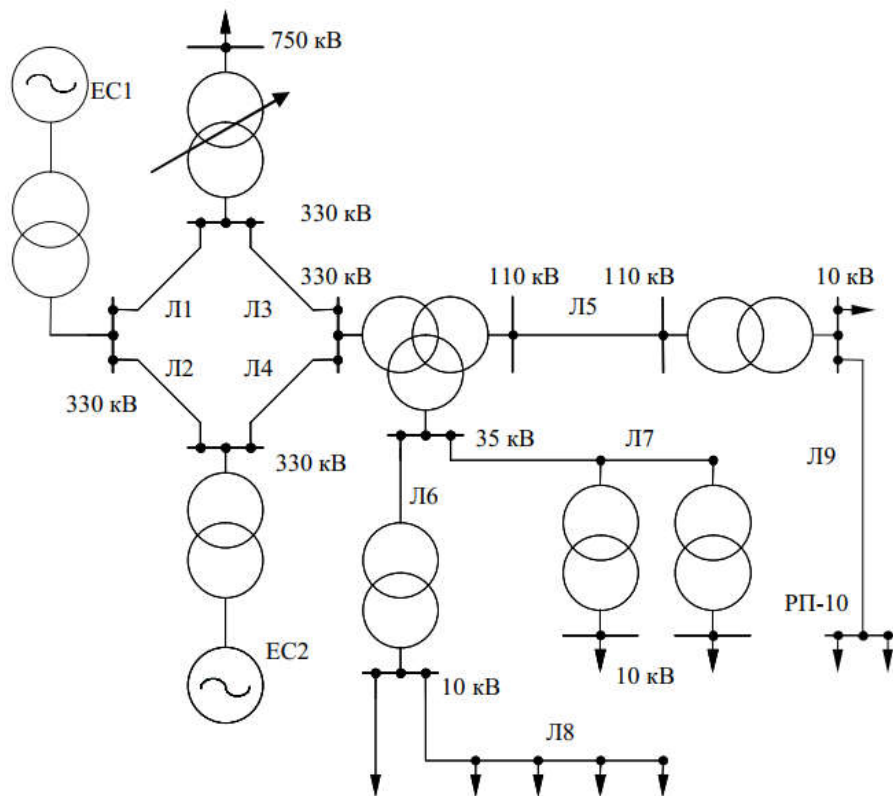
**Електричною підстанцією (ПС)** називають електроустановку, призначену для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії,

яка складається із трансформаторів, розподільчих пристроїв, пристроїв управління та інших допоміжних пристроїв.

**Розподільчим пристроєм** називають електроустановку, призначену для приймання та розподілу електричної енергії на одному ступені номінальної напруги, яка містить комутаційні апарати, збірні шини, пристрої управління та захисту.

**Лінією електропередавання (ЛЕП)** називають електроустановку, призначену для передавання електричної енергії на віддалену відстань між двома пунктами електричної системи. Лінії електропередавання складаються із проводів та кабелів, ізолюючих елементів та несучих конструкцій.

**Повітряна лінія електропередавання (ПЛ)** – споруда для передавання електричної енергії проводами, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізолювальних конструкцій та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо). На рис. 1.3 представлено фрагмент схеми електричної мережі в електроенергетичній системі.



а)

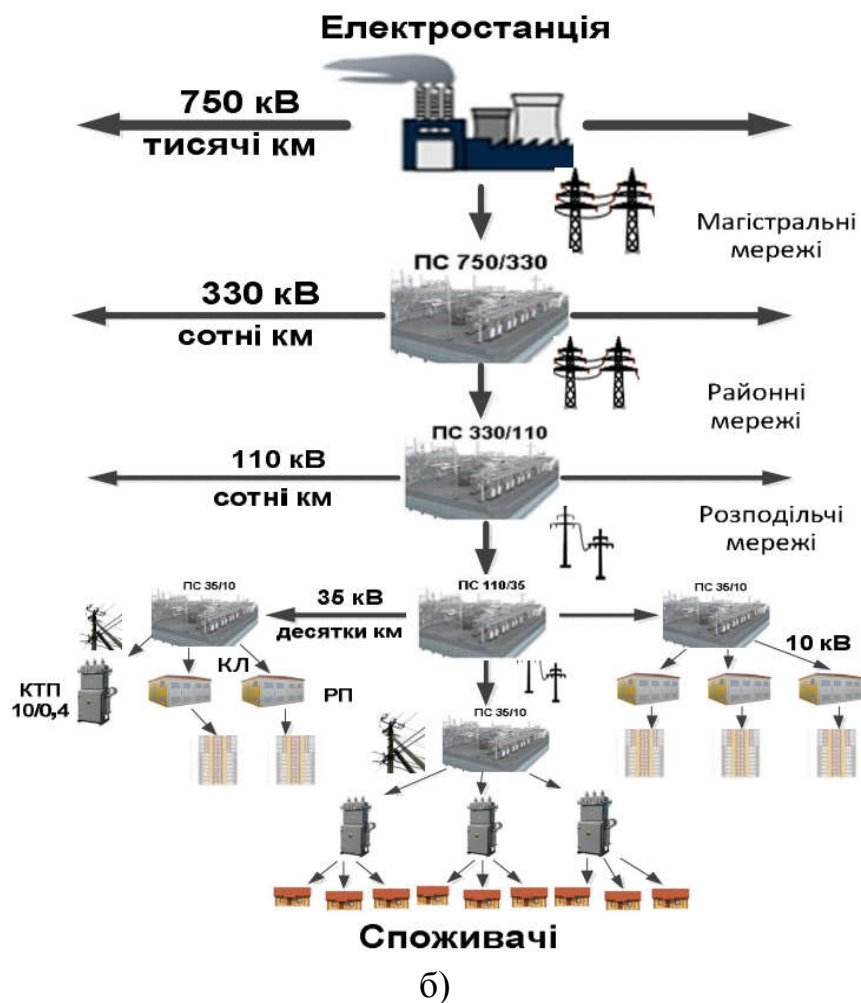


Рис. 1.3 - Електрична система: а – схема електрична; б – загальна структура.

## 1.2 Призначення електричних мереж

Головне призначення електричних мереж полягає в передаванні та розподілі електричної енергії від джерел живлення до споживачів. Разом з цим електричні мережі призначені для передавання електричної енергії на віддалені відстані від центрів генерації в райони енергоспоживання (довжина ліній електропередавання напругою 220÷750 кВ НЕК «Укренерго» складає 21 285,406 км). Також електричні мережі призначені для об'єднання на паралельну роботу різних електричних станцій та споживачів електричної енергії в єдиній електроенергетичній системі (кількість підстанцій НЕК «Укренерго» дорівнює 133, з них: 8 -750 кВ, 2 – 500 кВ, 2 – 400 кВ, 87 – 330 кВ, 34 – 220 кВ). Об'єднання електричних систем на паралельну роботу призводить до підвищення надійності та економічності електропостачання, поліпшення якості електричної енергії. Загалом основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу полягає в наступному:

1. Підвищення надійності електропостачання за рахунок резервування

шляхів передавання електричної енергії від джерел живлення до споживачів;

2. Зменшення сумарного максимуму навантаження електричної системи через незбіг максимумів навантажень різних споживачів. Тут особливої уваги заслуговують довготний та широтний ефекти:

– *Довготний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг у часі максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по довготі. Тут характерні добові перетікання електричної енергії зі сходу на захід або із заходу на схід відповідно до часу доби.

– *Широтний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг тривалості максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по широті. Тут характерні сезонні перетікання електричної енергії із півночі на південь із півдня на північ відповідно до пори року.

3. Зниження сумарного системного та необхідного аварійного резервів потужностей на електричних станціях за рахунок того, що резерв є загальним для всього енергооб'єднання.

4. Зниження собівартості електричної енергії за рахунок концентрації потужностей з використанням на електричних станціях агрегатів більшої потужності з найменшими витратами палива на виробництво одиниці електричної енергії.

5. Сумісна робота електричних станцій різних типів дозволяє організувати ефективне використання джерел енергії з більш дешевим паливом.

6. Взаємодопомогою пов'язаних енергосистем при несинхронних сезонних коливаннях навантаження або генерації потужності електричних станцій.

7. Збільшення гнучкості та маневреності електричної системи за рахунок вибору різних джерел живлення, реконфігурації робочих схем тощо.

### **1.3 Вимоги до електричних мереж**

Конструктивне виконання електричних мереж має забезпечувати:

- 1) надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії;
- 2) нормовану якість електроенергії;
- 3) зручність та безпеку експлуатації обладнання електричних мереж;
- 4) економічність електроенергетичних систем;

5) можливість подальшого розвитку без необхідності корінного переобладнання мережі.

Вимоги надійності електропостачання визначаються характером споживачів електроенергії. Відповідно до чинних нормативних документів споживачів електроенергії поділяють на три категорії.

До **першої категорії** відносять споживачів, переривання електропостачання яких пов'язане із загрозою життя людей, суттєвими економічними збитками, пошкодженням обладнання, масовим браком продукції, розладом складного технологічного процесу, порушенням особливо важливих елементів міського господарства.

Із складу електроприймачів першої категорії виділяють **особливу групу** електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійного припинення виробництва з метою запобігання загрозі життя людей, вибухів, пожеж і пошкодження коштовного основного устаткування. Для надійного електропостачання споживачів першої категорії необхідно забезпечити їх живлення не менш, ніж від двох незалежних джерел. Відповідно до чинних норм переривання електропостачання споживачів першої категорії допустиме лише на час спрацювання автоматичного вмикання резервного живлення (АВР). Для електропостачання особливої групи електроприймачів першої категорії слід передбачити додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення.

До **другої категорії** відносять споживачів, перерва в електропостачанні яких пов'язана з масовим недовипуском продукції, простоюванням робітників, механізмів, транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських жителів. Електропостачання споживачів другої категорії рекомендовано забезпечувати від двох незалежних джерел живлення. Для електроприймачів другої категорії допустимі переривання в електропостачанні на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу.

**Третя категорія** містить всі інші невідповідальні навантаження. Для споживачів третьої категорії допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого обладнання електричної мережі, але не більше однієї доби. Якість електричної енергії регламентована в Україні чинним міждержавним стандартом ДСТУ 13109-97 «Норми якості електропостачання загального призначення». Відповідно до ДСТУ13109-97 якість електричної енергії визначається такими показниками:

- відхилення напруги;
- коливання напруги;
- несинусоїдальність кривої напруги;

- несиметрія напруг;
- відхилення частоти;
- провал напруги;
- імпульсна напруга;
- тимчасова перенапруга.

Для визначення якості електроенергії встановлено два види норм якості: нормально допустимі та гранично допустимі.

**Відхилення напруги** – це зміна амплітудного (діючого) значення напруги тривалістю більше 1 хв. Відхилення напруги характеризують показником усталеного відхилення напруги. Нормально допустимі відхилення  $\pm 5\%$  від номінальної напруги та гранично допустимі відхилення  $\pm 10\%$  від номінальної напруги.

**Коливання напруги** – це періодична (з певною частотою) або повторювана через довільні проміжки часу зміна амплітудного значення напруги тривалістю більше 1 хв. Гранично допустимі характеристики коливання напруги визначають за спеціальними номограмами і методиками.

**Несинусоїдальність напруги** полягає у відхиленні форми кривої напруги від ідеальної синусоїди. Несинусоїдальність напруги характеризують такими показниками:

- коефіцієнт викривлення синусоїдальності форми кривої напруги;
- коефіцієнтами гармонічних складових напруги.

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнту викривлення синусоїдальності кривої напруги складають:

- в мережах 0,4 кВ – 8,0% та 12% відповідно;
- в мережах 6-20 кВ – 5,0% та 8,0% відповідно;
- в мережах 35 кВ – 4,0% та 6,0% відповідно;
- в мережах 110-330 кВ – 2,0% та 3,0% відповідно.

**Несиметрія напруг** полягає у відмінності векторів фазних напруг по модулю, а також по фазі на кути, які відрізняються від  $\pm 120^\circ$ . Несиметрію напруг характеризують такими показниками:

- коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю;
- коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю.

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнтів несиметрії напруги за зворотною та нульовою послідовностями дорівнюють 2% та 4% відповідно.

**Відхилення частоти** полягає у відхиленні частоти змінного струму від номінального значення промислової частоти. Нормально та гранично допустимі значення відхилення частоти дорівнюють  $\pm 0,2$  Гц та  $\pm 0,4$  Гц

відповідно.

**Провал напруги** – це раптове короткочасне (до 1 хв) зниження напруги у точці електричної мережі нижче 0,9 номінальної напруги з подальшим відновленням напруги до первинного або близького до нього значення. Провал напруги характеризують тривалістю провалу напруги, для якого встановлено гранично допустиме значення 30 сек.

**Імпульс напруги** – це різка короткочасна (декілька мілісекунд) зміна напруги в точці електричної мережі з подальшим відновленням напруги до первинного, або близького до нього значення. Імпульс напруги характеризують показником імпульсної напруги. Значення імпульсних напруг для грозових та комутаційних імпульсів визначають за спеціальними методиками.

**Тимчасова перенапруга** – це збільшення напруги в точці електричної мережі більше, ніж на 10% від номінальної напруги тривалістю більше 10 мс, яке виникає в системах електропостачання внаслідок комутацій або коротких замкнень. Тимчасову перенапругу характеризують показником коефіцієнта тимчасової перенапруги, значення якого визначають за спеціальною методикою.

#### **1.4 Номінальні напруги устаткування електричних систем**

**Номінальною** називають електричну напругу, на яку розрахована нормальна робота устаткування з найбільшим економічним ефектом.

Чинні нормативні документи (ГОСТ 21128-83 «Номинальные напряжения до 1000 В» та ГОСТ 721-77 «Номинальные напряжения свыше 1000 В») регламентують шкалу номінальних напруг електроустаткування. Для трифазних систем змінного струму нормуванню підлягають діючі значення лінійної напруги. Для низьковольтних електричних систем шкала номінальних напруг включає наступні значення: 220, 380 і 660 В. Для високовольтних електричних систем шкала номінальних напруг складається із такого ряду: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500, 750 кВ. Наведена шкала містить номінальну напругу 400 кВ, яка не нормується чинним стандартом, але є прийнятною для енергосистем Євросоюзу, з якими енергооб'єднання України має електричні зв'язки по лініях електропередавання саме цієї напруги.

Для забезпечення номінальної напруги на затискачах споживачів електричної енергії із урахуванням падіння напруги в електричних мережах номінальна напруга генераторів нормується на 5% більше за номінальну

напругу під'єднаної електричної мережі. Те саме стосується також вторинних обмоток трансформаторів, які виступають джерелом живлення для підключеної мережі. Тут додатково слід враховувати падіння напруги в обмотках самих трансформаторів. Тому номінальні напруги вторинних обмоток трансформаторів нормуються на 10% більші за номінальні напруги відповідних електричних мереж. Виключення складають малопотужні трансформатори, потужністю до 5600 кВ·А, для котрих падіння напруги в обмотках та на ділянках електричних мереж несуттєві. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток лише на 5% перевищують номінальні напруги під'єднаних мереж. Також винятку підлягають трансформатори надвисокої номінальної напруги (330 кВ та вище), для яких допускається підвищення напруги на 5% за умовами роботи лінійної ізоляції. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток також лише на 5% перевищують номінальні напруги відповідних електричних мереж.

Для первинних обмоток трансформаторів номінальні напруги співпадають із номінальними напругами мереж живлення або генераторів. Значення номінальних напруг електричного устаткування наведені в табл.1.1.

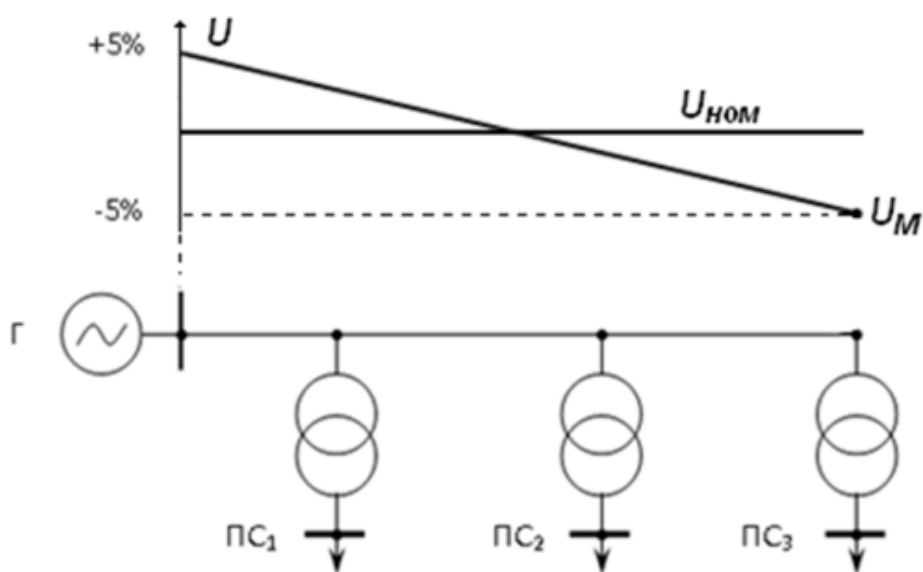


Рис. 4 - Розподіл напруги вдовж мережі, номінальна напруга



**«Номінальні напруги електричного устаткування»**

Електричні мережі	Генератори	Трансформатори	
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки
Низьковольтні системи (напруга у вольтах)			
220	230	220	230
380	400	380	400
660	690	660	690
Високовольтні системи (напруга у кіловольтах)			
3	3,15	3 (3,15)	3,15 (3,3)
6	6,3	6 (6,3)	6,3 (6,6)
10	10,5	10 (10,5)	10,5 (11)
20	21	20 (21)	21 (22)
35	36,75	35 (36,75)	38,5
110	–	110	121
150	–	150	165
220	–	220	242
330	–	330	347
500	–	500	525
750	–	750	787

Збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє обмежити втрати енергії під час передавання електричної енергії. Дійсно, одну й ту саму електричну потужність можна передати на більш високій номінальній напрузі меншим струмом. Це, відповідно до закону Джоуля-Ленца, призводить до зменшення втрат потужності на передавання електричної енергії. Таким чином, збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє знизити втрати енергії та підвищити пропускну здатність ліній електричних мереж. Разом з тим збільшення номінальної напруги пов'язано з суттєвим ускладненням, а, отже, і здороженням устаткування електричних мереж.

На сьогодні у складі Об'єднаної енергосистеми України паралельно функціонують електричні мережі різних класів номінальної напруги різного призначення.

Номінальні напруги 6 та 10 кВ використовують для створення промислових, міських та сільських розподільчих мереж. Тут найбільшого поширення набули мережі з номінальною напругою 10 кВ. Чинні нормативні документи не рекомендують використання номінальної напруги 6 кВ для створення нових розподільчих мереж. Останнім часом існуючі мережі напругою 6 кВ реконструюють та переводять на більш високу номінальну напругу 10 кВ.

Номінальну напругу 35 кВ широко використовують для створення

центрів живлення сільських розподільчих мереж. Останнім часом з цією метою часто використовують також номінальну напругу 110 кВ.

Номінальні напруги 110, 150 та 220 кВ використовують для створення районних розподільчих електричних мереж загального використання, а також для зовнішнього енергопостачання потужних споживачів. Номінальну напругу 150 кВ використовують лише в Дніпровській енергосистемі для організації видачі потужності Дніпровської ГЕС. Останнім часом для створення районних електричних мереж використовують також номінальну напругу 330 кВ.

Номінальні напруги 330 кВ та вище використовують для створення системоутворюючих мереж магістральних ліній електропередавання для об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі енергооб'єднання. Як свідчить досвід проектування та експлуатації електричних мереж вищих класів номінальної напруги, підвищення номінальної напруги електричної мережі з метою збільшення її пропускної здатності слід виконувати не на наступний рівень, а через один. Так, для Об'єднаної енергетичної системи України економічно обґрунтована шкала номінальних напруг електричних мереж складає 110-330-750 кВ.

### **1.5 Характеристики споживачів електроенергії**

Основне призначення електричних систем полягає у забезпеченні електричною енергією споживачів. Загалом розрізняють такі типи споживачів:

- 1) комунально-побутові;
- 2) промислові;
- 3) сільськогосподарські;
- 4) електрифікований транспорт.

До *комунально-побутових споживачів* відносять освітлення жилих та громадських приміщень, зовнішнє освітлення вулиць, побутові прилади, ліфтові господарства тощо.

До *промислових споживачів* відносять електродвигуни, освітлення, електропечі та інші перетворювачі електричної енергії, встановлені на промислових підприємствах.

До *сільськогосподарських споживачів* відносять фермерські господарства, сільськогосподарські підприємства тощо.

До *споживачів електрифікованого транспорту* відносять навантаження тягових підстанцій електрифікованих залізниць, тягових

підстанцій трамваїв, тролейбусів, метро тощо.

Часто використовують інші підходи до класифікації споживачів електричних систем.

Зокрема, за *родом струму* споживачів поділяють на три групи:

- 1) споживачі змінного струму промислової частоти;
- 2) споживачі змінного струму підвищеної або зниженої частоти;
- 3) споживачі постійного струму.

Очевидно, що забезпечення живлення споживачів другої та третьої груп потребує застосування силових перетворювачів електроенергії, зокрема перетворювачів частоти та випрямлячів.

За *номінальною напругою* споживачів поділяють на дві групи:

- 1) низьковольтні з номінальною напругою до 1 кВ;
- 2) високовольтні з номінальною напругою 1 кВ та вище.

За *вимогами надійності* розрізняють три групи споживачів:

- 1) першої категорії;
- 2) другої категорії;
- 3) третьої категорії.

Очевидно, що загальні процеси споживання електричної енергії відносять до класу стохастичних. Потужність споживачів визначається ймовірнісними законами відповідно до складу електротехнічного устаткування, відімкненого до мережі у кожний момент часу.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 1**

1. Самостійно відновити матеріал по основним поняттям та задачам в області передавання електричної енергії.

2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Характеристика джерел живлення сучасних потужних виробництв.

## ЛЕКЦІЯ 2

### ТЕМА 2.ВИДИ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ СХЕМИ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Мета: ознайомлення студентів з визначенням класифікації електричних мереж за різноманітними ознаками

#### План лекції

1. Класифікація електричних мереж;
2. Схеми розподілу електроенергії;
3. Структурні схеми електропостачання міст і промислових підприємств;

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

### 2.1 Класифікація електричних мереж

Сучасні електричні мережі представляють собою складні технічні системи. Складність таких систем не дозволяє визначити єдиний підхід до їх класифікації. На сьогодні найчастіше використовують класифікацію електричних мереж за наступними ознаками:

#### ***I. За родом електричного струму:***

- 1) системи постійного струму;
- 2) системи змінного струму: промислової частоти (50 Гц, в деяких країнах – 60 Гц); інші (наприклад, бортові електричні системи кораблів та літаків працюють на частоті 400 Гц);
- 3) системи імпульсного струму.

#### ***II. За способом організації живлення споживачів:***

- 1) однофазні;
- 2) трифазні: трипровідні; чотирипровідні;
- 3) багатофазні.

#### ***III. За номінальною напругою:***

- 1) низьковольтні (до 1кВ);
- 2) високовольтні (більше 1 кВ): низької напруги (до 10 кВ); середньої

напруги (35 кВ); високої напруги (110-220 кВ); надвисокої напруги (330 кВ - 750 кВ); ультрависокої напруги (вище 1000 кВ).

***IV. За режимом роботи нейтралі:***

- 1) мережі із глухо заземленою нейтраллю;
- 2) мережі із компенсованою нейтраллю;
- 3) мережі з ефективно-заземленою нейтраллю;
- 4) мережі із ізольованою нейтраллю.

***V. За призначенням:***

1) місцеві електричні мережі (міські, промислових підприємств, сільські) обслуговують невеликі райони з відносно малою щільністю навантаження радіусом дії до 15-20 км з номінальною напругою до 35 кВ, інколи – до 110 кВ;

2) районні електричні мережі забезпечують живлення споживачів великих районів. Такі мережі працюють з номінальною напругою 110- 220 кВ, інколи 330 кВ;

3) системоутворюючі електричні мережі для об'єднання районних електричних мереж на паралельну роботу в енергооб'єднання. Такі мережі містять лінії електропередавання з номінальною напругою 330 кВ та вище.

***VI. За характером споживачів:***

- 1) електричні мережі промислових підприємств;
- 2) міські електричні мережі;
- 3) сільські електричні мережі.

***VII. За конфігурацією:***

- 1) розімкнені (рис. 2.1): магістральні; радіальні;
- 2) замкнені (рис. 2.2).

***VIII. За режимом роботи:***

- 1) автономні;
- 2) об'єднанні.

***IX. За конструктивним виконанням:***

- 1) електричні мережі повітряних ліній електропередач;
- 2) електричні мережі кабельних ліній електропередач;
- 3) мережі внутрішніх електричних проводок.

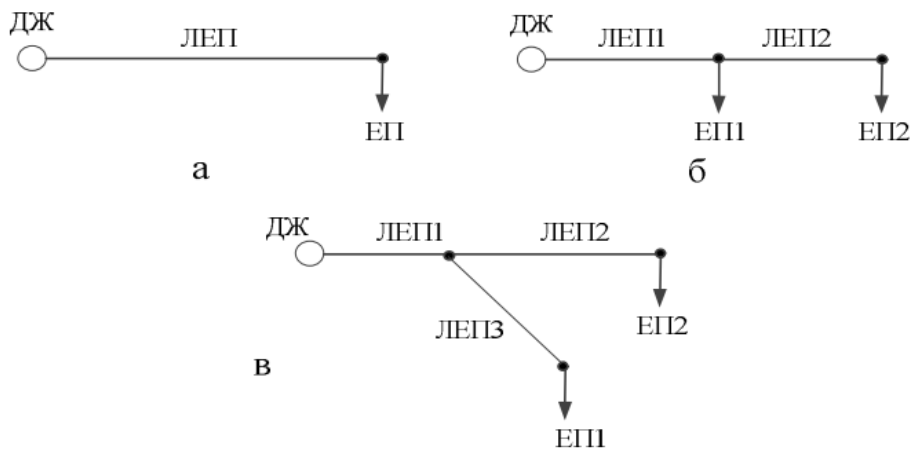


Рис. 2.1 - Розімкнені мережі: а) – радіальна; б) – магістральна; в) – магістральна з відгалуженням

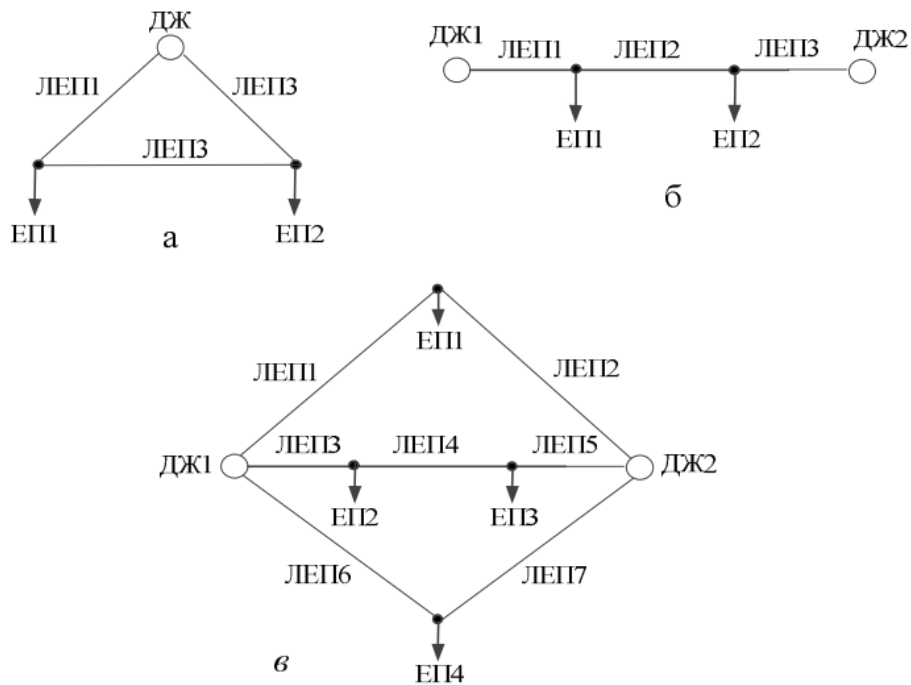


Рис. 2.2 - Замкнені мережі а) – кільцева; б) – з двохстороннім живленням; в) – складно замкнена

Мережі електропостачання підприємств, які живляться від енергосистеми, підрозділяються на мережі зовнішнього і внутрішнього електропостачання. **Зовнішні** – сукупність всіх елементів від точки підключення до мережі енергосистеми до шин вторинного напругення ГЗП (головна знижуюча підстанція). **Внутрішні** – решта (рис. 2.3).

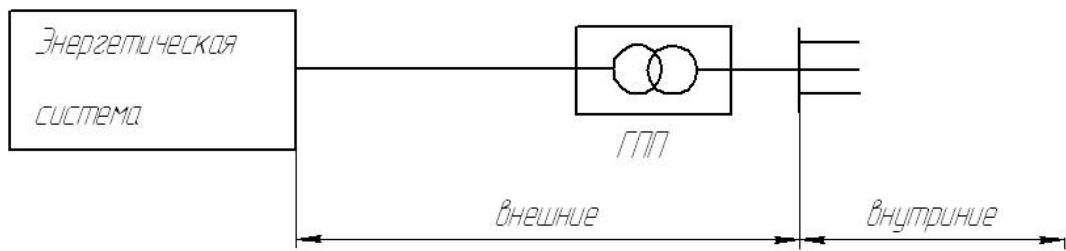


Рис. 2.3 – Схема мережі зовнішнього і внутрішнього електропостачання

За призначенням електричні мережі умовно підрозділяються на дві групи: місцеві та районні. До місцевих відносяться мережі, які характеризуються відносно невеликим районом з радіусом дії 15-20км і  $U_{ном} < 35$  кВ або  $U_{ном} = 35$ кВ. До районних відносяться мережі, які охоплюють відносно великі райони та мають  $U_{ном} = 110$ кВ або  $U_{ном} > 110$ кВ.

За виконанням функції в схемі електропостачання мережі ділять на:

- живлячі
- розподільні.

За конфігурацією (по схемі з'єднання елементів мережі) електричні мережі класифікуються за різними ознаками:

за принципом побудови і схемам з'єднання ділять на:

1) Розімкнені – мережі, в яких живлення кожного навантаження можна здійснити тільки з однієї сторони, тобто передача енергії здійснюється тільки в одному напрямку. Такі мережі можуть бути нерезервовані або резервовані. Нерезервовані розімкнені мережі виконують одноланцюговими лініями. В розімкнених ланцюгах резервування здійснюють шляхом застосування або двох одноланцюгових, або однієї одноланцюгової лінії. Ланцюг – сукупність трьох проводів – фази *a*, *b* і *c*.

Схеми розімкнених мереж ділять на 3 типа:

- радіальні;
- магістральні;
- комбіновані (змішані);

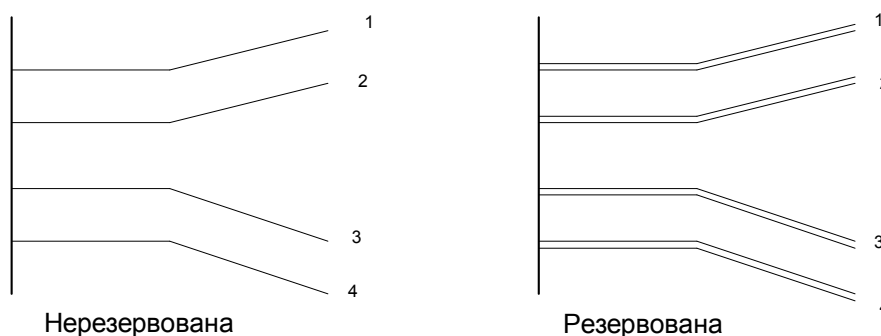


Рис. 2.4 - Схема радіальної мережі

В радіальній мережі кожний споживач живиться по своїй лінії. Перевага: надійність. Недоліки: велика довжина ліній, наявність комутуючих апаратів для кожної лінії.

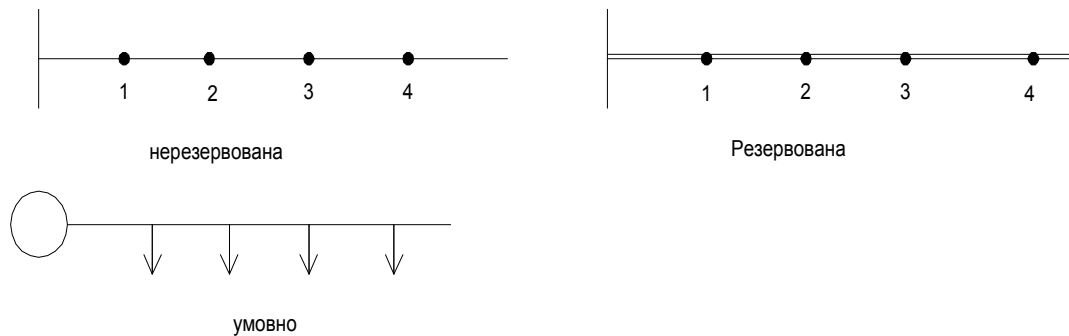


Рис. 2.5 - Схема магістральної мережі

В магістральній схемі мережі від однієї лінії живиться декілька споживачів, розташованих в одному напрямку. Недоліки: низька надійність. Перевага: мінімальна довжина ліній. В комбінованих схемах містяться магістральні і радіальні лінії.

2) Замкнуті - мережі, в яких кожний споживач отримує живлення із двох або більшого числа сторін, а схема містить хоч би один замкнений контур. Ці мережі діляться на:

- прості,
- складні (складно-замкнені).

В простих замкнених мережах, які складаються із одного контуру, кожний споживач живиться не більше ніж з двох сторін. Такі мережі поділяються на **мережі з двостороннім живленням** (від двох ДЖ) (рис. 2.6) і кільцеві мережі (один ДЖ) (рис. 2.7), де кожний споживач пов'язаний з ДЖ двома лініями.

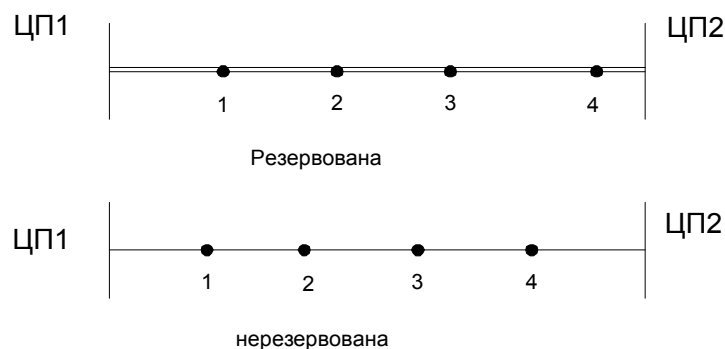


Рис. 2.6 - Мережа з двостороннім живленням



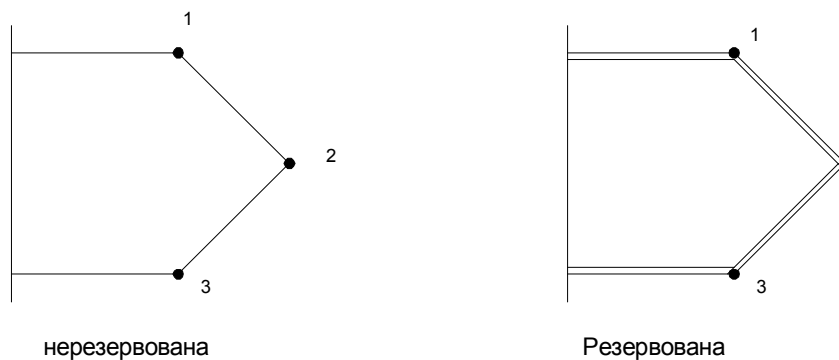


Рис. 2.7 - Мережа кільцева

## 2.2 Схеми розподілу електроенергії

Схеми розподілу електроенергії на рівнях зовнішнього і внутрішнього електропостачання на сучасних підприємствах реалізують східчастий принцип побудови з однократною, двох- трьох- і більш кратною трансформацією напруги.

Електроустановку, через яку електроенергія надходить у ланку схеми з даною робочою напругою, будемо називати джерелом живлення (ДЖ), а електроустановку, що одержує електроенергію від цієї ланки,— приймачем (П). Джерелами живлення для першої ланки схеми електропостачання є приймальні пункти, на які електроенергія надходить від енергосистеми, а приймачами — споживачі електроенергії (знижувальні підстанції, двигуни, які працюють на напрузі, що підводиться від енергосистеми). Для другої ланки джерелами живлення є знижувальні підстанції, через які електроенергія надходить з першої в другу ланку, а приймачами — знижувальні підстанції, на яких виробляється подальше зниження напруги для подачі електроенергії в третю ланку, і двигуни, які працюють при напрузі другої ланки.

Схеми в окремих ланках системи електропостачання можуть бути радіальними, магістральними (з однобічним живленням, із двостороннім живленням і кільцевими) і змішаними.

Радіальними називають схеми, у яких відсутні відгалуження за довжиною живильної лінії (рис. 2.8). Радіальна система доцільна головним чином там, де маються великі зосереджені навантаження, розташовані в різних напрямках від джерела живлення. При різкозмінних навантаженнях, що викликають значні коливання напруги, застосування радіального живлення дозволяє зменшити їхній вплив на роботу інших електроприймачів. Радіальна система живлення має велику гнучкість і зручності в експлуатації,

тому що uszkodження чи ремонт однієї лінії відбивається на роботі тільки одного споживача.

Магістральними називають схеми, у яких від однієї лінії живляться кілька споживачів, розташованих уздовж її протягу (рис. 2.9).

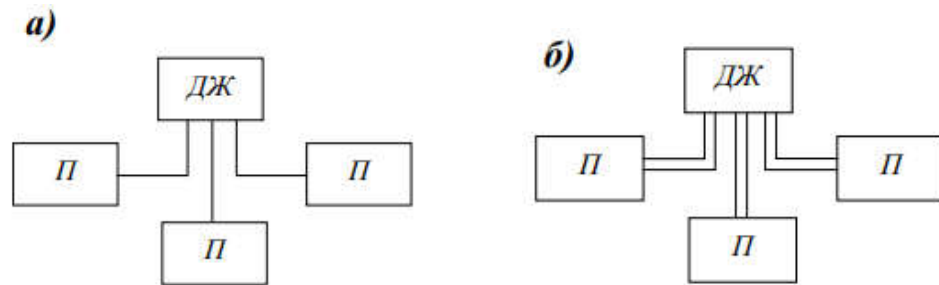


Рис. 2.8 - Радіальні схеми розподілу електроенергії: а – одиночна; б – подвійна.

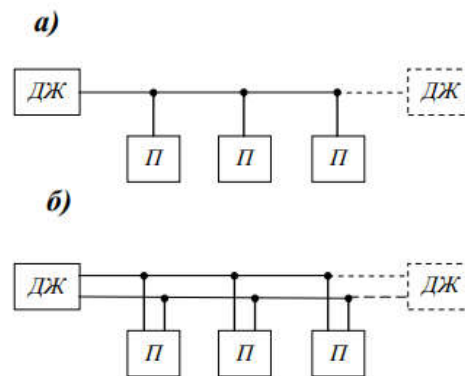


Рис. 2.9 - Магістральні схеми розподілу електроенергії з глухими відпайками: а – одиночна; б – подвійна.

Вибір тієї чи іншої схеми визначається територіальним розміщенням навантажень, їхніми величинами, необхідним ступенем надійності живлення та інших характерних рис підприємства.

У залежності від необхідного ступеня надійності електропостачання споживачів схеми виконують одиночними (див. рис. 2.8, а і 4, а) чи подвійними (див. рис. 2.8, б і 4, б). Одиночні схеми застосовують для живлення споживачів 3-ї категорії, а також споживачів 2-ї категорії, якщо припинення роботи останніх не зв'язано з порушенням нормального функціонування виробництва і не спричиняє значного економічного збитку. Для живлення споживачів 1-ї категорії, а також споживачів 2-ї категорії, припинення роботи яких зв'язано з порушенням нормального функціонування чи виробництва спричиняє значний економічний збиток, застосовують подвійні схеми. Радіальні схеми (див. рис. 2.8) застосовують для подачі електроенергії до відособлених споживачів чи групи споживачів,

розміщених осторонь від інших споживачів.

Магістральні схеми з однобічним живленням широко застосовують при розташуванні споживачів уздовж одного напрямку, для групи технологічно зв'язаних споживачів, а також у всіх випадках, коли вони мають техніко-економічні переваги в порівнянні з іншими схемами. При повітряних лініях застосовують в основному магістральні схеми з глухими відпайками (див. рис. 2.9). При кабельних лініях застосовують в основному ланцюжкові схеми з заводом магістральної лінії на розподільний пункт або до споживача (рис. 2.10).

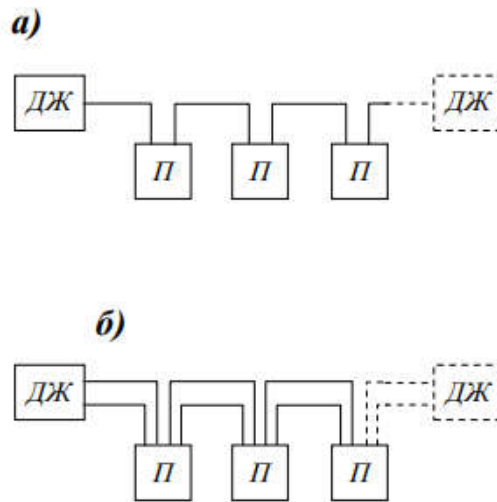


Рис. 2.10 - Ланцюжкові магістральні схеми розподілу електроенергії:

а – одиночна;

б – подвійна.

Радіальні і магістральні схеми з однобічним живленням можуть виконуватися одноступеневими та двоступеневими (рис. 2.11).

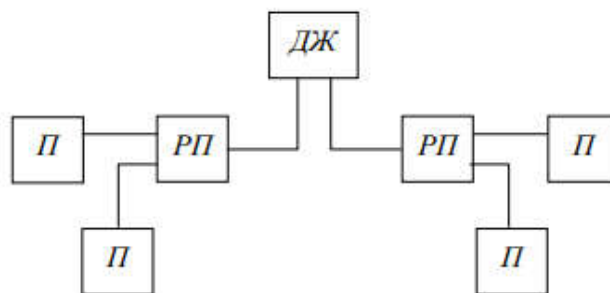


Рис. 2.11 - Радіальна двоступенева схема розподілу електроенергії

В останньому випадку на першій ступені електроенергія підводиться від джерела живлення до розподільних пунктів, а на другій - від розподільних пунктів безпосередньо до споживачів. При цьому в ряді випадків може виявитися доцільним сполучення радіальної схеми на першій

ступені з магістральною на другій ступені (рис. 2.12) чи навпаки (рис. 2.13). На будь-якій ступені можливо також живлення однієї частини споживачів за радіальною схемою, а іншої - за магістральною. Одноступеневі схеми застосовують, як правило, на малих підприємствах, а також для живлення великих зосереджених навантажень на середніх і великих підприємствах. Двоступеневі схеми застосовують для живлення через РП вилучених відособлених груп споживачів. Схеми з числом ступеней більш двох допускаються при розвитку підприємства у випадку їхньої техніко-економічної доцільності. Одиночні та подвійні магістралі з двостороннім живленням застосовують при необхідності живлення від двох незалежних джерел за умовами надійності електропостачання, а також у випадках, коли розташування групи споживачів між двома джерелами живлення створює економічні переваги незалежно від необхідної надійності живлення. На рис. 2.9 та 2.10 друге джерело живлення показане пунктиром.

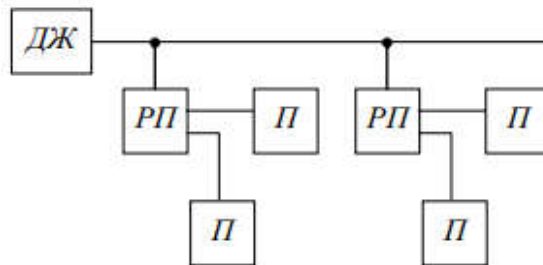


Рис. 2.12 - Сполука радіальної схеми розподілу електроенергії на першому ступені з магістральною на другому ступені

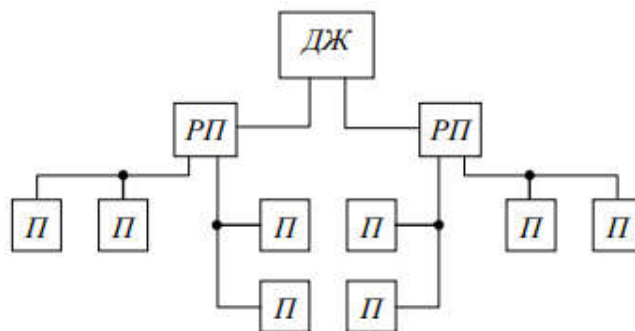


Рис. 2.13 - Сполука магістральної схеми розподілу електроенергії на першому ступені з радіальною на другому ступені

Кільцеві магістралі, що є окремим випадком одиночної магістралі з двостороннім живленням, застосовують при такому розташуванні споживачів, яке робить доцільним охоплення їхньою однією кільцевою лінією (рис. 2.14).

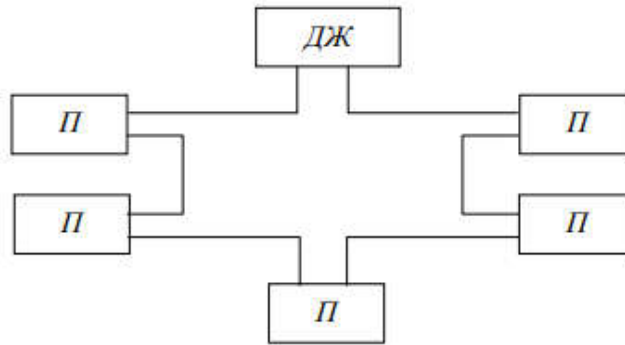


Рис. 2.14 - Магістральна кільцева схема розподілу електроенергії

Через складність виконання захисту магістральних ліній із двостороннім живленням і кільцевими лініями напругою до 10 кВ ці лінії в нормальному режимі працюють розімкнутими, тобто як магістральні лінії з одnobічним живленням. Можливість двостороннього від'єднання будь-якої ділянки лінії при його ушкодженні та подачі електроенергії до всіх споживачів, які приєднані до неушкоджених ділянок, забезпечує підвищену надійність електропостачання. У режимі двостороннього живлення магістральні лінії працюють тільки при напругах від 20 кВ і вище.

Звичайний розподіл електроенергії на промисловому підприємстві здійснюється не за тою чи іншою схемою в її чистому вигляді, а за змішаною схемою, складеною з окремих основних схем. Змішані схеми живлення, що сполучають принципи радіальних і магістральних систем розподілу енергії, знаходять найбільше застосування на великих підприємствах, що мають різні групи як за потужностями та характером графіка навантаження, так і за вимогами до надійності електропостачання.

Усі три види схем мають багато різновидів і модифікацій по ступеню надійності живлення, і при правильному їхньому виборі кожна з них може бути застосована для живлення електроприймачів будь-якої категорії. Остаточний вибір типу схеми здійснюється на основі техніко-економічного порівняння варіантів.

### 2.3 Структурні схеми електропостачання міст і промислових підприємств

У схемах електропостачання міст і промислових підприємств (рис. 2.15) можна виділити три рівні електропостачання (табл. 2.1).

## «Рівні електропостачання»

Рівні електропостачання	I	II	III
Місто	Електропостачальна мережа	Живильна мережа	Розподільна мережа
Промислове підприємство	Зовнішня мережа	Розподільна мережа	Цехова мережа

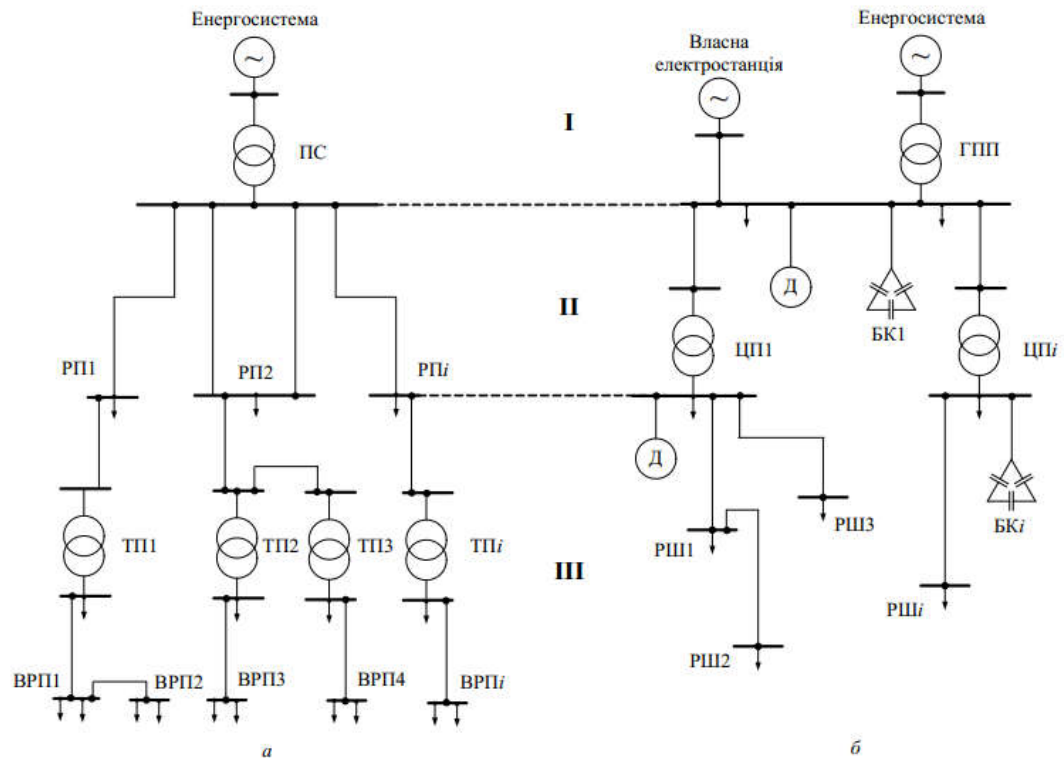


Рис. 2.15 - Структурні схеми електропостачання: *а* – міста; *б* – промислового підприємства

### 2.3.1 Електричні мережі міста

**Електропостачальна мережа** призначена для зв'язку з ДЖ і виконується, як правило, у вигляді кільцевої мережі із системами глибоких введень, що наближають високу напругу (ВН) до центрів навантаження споживачів з мінімальним числом трансформацій (рис. 2.16). Кільцева мережа виступає як збірні шини, до яких з однієї сторони приєднуються ДЖ, з іншої споживачі. Напруга електропостачальної мережі визначається розмірами міста. Для великих і найбільших міст ця напруга складає 110-220 кВ. Глибоке введення здійснюється безпосередньо від опорних ПС електропостачальної мережі чи за допомогою відпайок від кільцевої мережі.

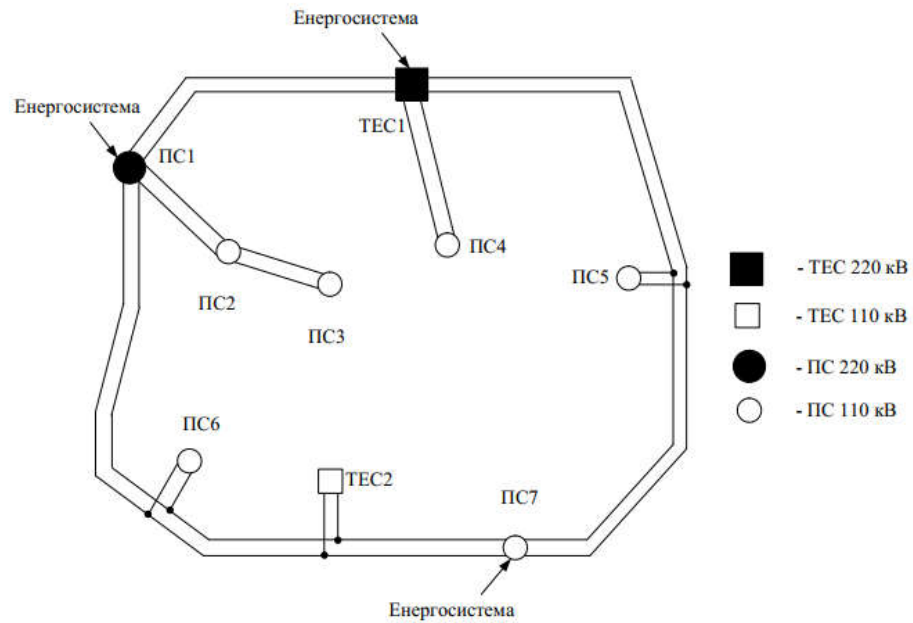


Рис. 2.16 - Електропостачальна мережа міста

**Живильна мережа** призначена для електропостачання ДЖ розподільної мережі (рис. 2.17), у якості яких виступають розподільні пункти (РП). РП називають електротехнічний пристрій, що служить для прийому електроенергії від ДЖ на напрузі 10(6) кВ і розподілу її серед споживачів (ТП 10(6) кВ). Якщо в системі електропостачання не застосовуються РП, то живильна мережа відсутня.

**Розподільні мережі** розрізняють напругою 10(6) кВ і 0,38 кВ. Розподільні мережі виконують за петльовими, радіальними і багатопроневими схемам. Схеми розподільної мережі залежать від категорійності споживачів, засобів що використовуються для захисту й автоматики, та ін.

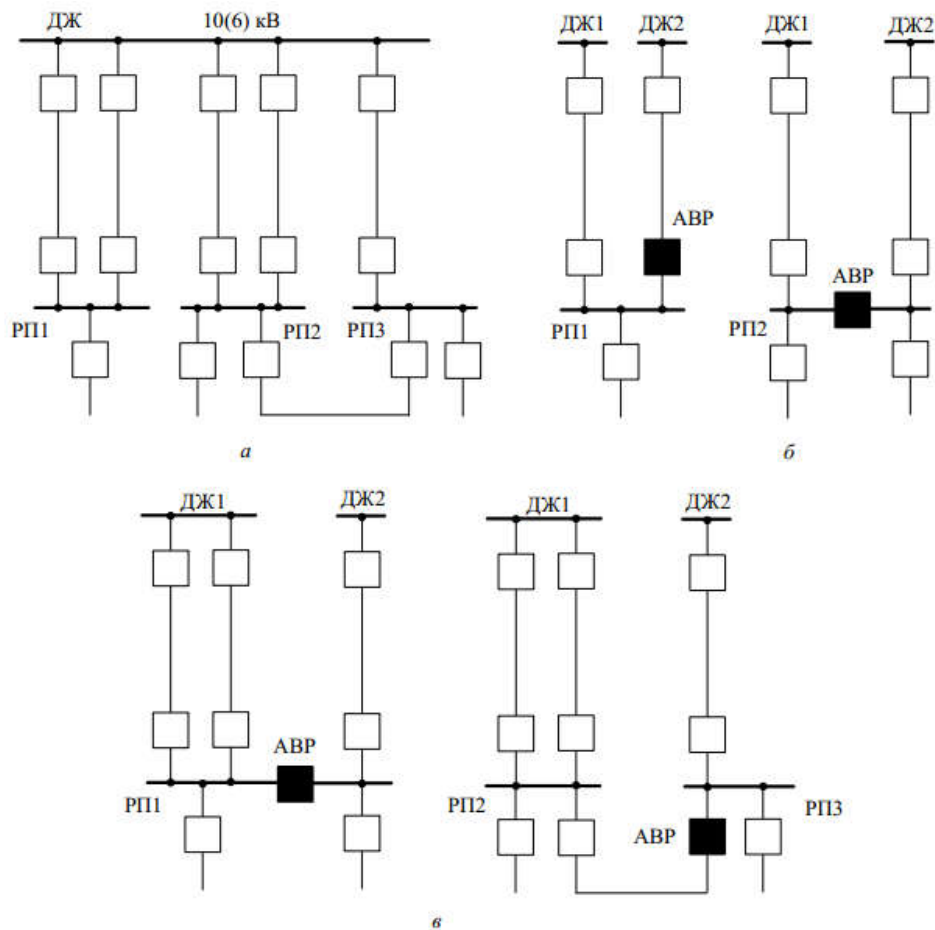


Рис. 2.17 – Схеми живельної мережі 10(6) кВ міста: *а* – з паралельною роботою ліній; *б* – з окремою роботою ліній; *в* – комбіновані схеми

**Розподільна мережа 6-10 кВ. Петльова схема.** Найбільше поширення в міських мережах знайшла петльова схема з двостороннім живленням (рис. 2.18). У нормальному режимі ця схема працює в розімкненому стані в точці поточкорозподілу. У після аварійних режимах ця схема працює також у розімкненому режимі, тільки точкою поточкорозділу є відключена частина схеми мережі. Петльову схему використовують для електропостачання споживачів II і III категорій.

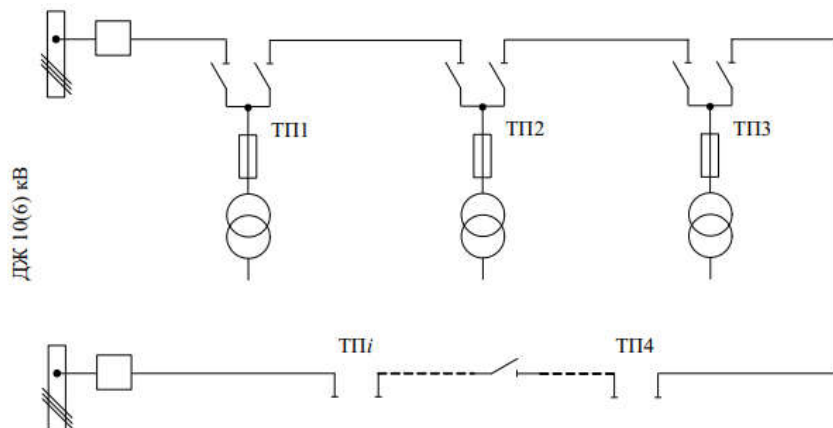


Рис. 2.18 – Петльова схема з двостороннім живленням



**Розподільна мережа 0,4 кВ.** Розподільні мережі 0,4 кВ бувають двох типів: зовнішні (від ТП до будинків) й внутрішні (у середині будинків). *Зовнішні розподільні мережі 0,4 кВ.* Для електропостачання споживачів III категорії використовують одиночні радіальні і магістральні лінії з одностороннім живленням (рис. 2.19).

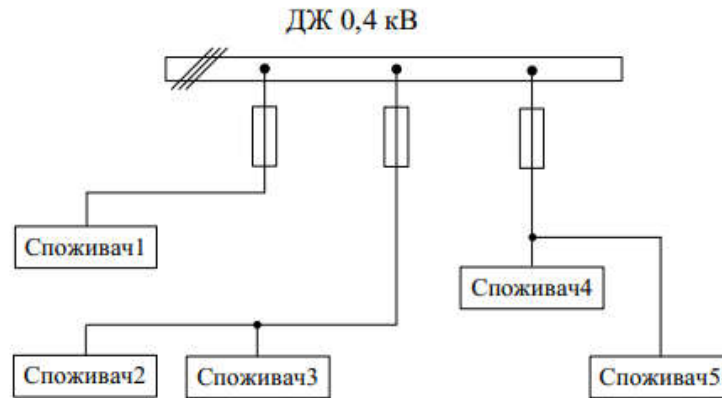


Рис. 2.19 – Одиночні радіальні й магістральні лінії з одностороннім живленням зовнішніх розподільних мереж 0,4 кВ

Для електропостачання споживачів II і III категорій використовують неавтоматизовані двопробеневі чи петльові схеми двостороннього живлення (рис. 2.20).

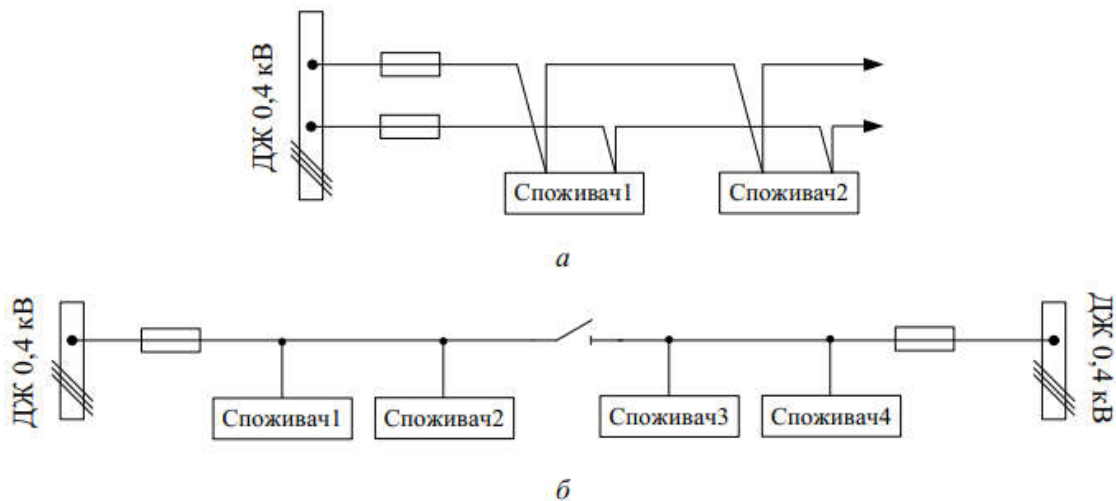


Рис. 2.20 – Неавтоматизовані схеми з двостороннім живленням зовнішніх розподільних мереж 0,4 кВ: *а* – двопробенева; *б* – петльова.

При установці АВР на стороні 0,4 кВ двопробеневих схем з умовою, що лінії одержують живлення від незалежних ДЖ, ця схема може використовуватися для електропостачання споживачів I категорії.

Застосовуються також замкнуті мережі. Така мережа являє собою

замкнуту сітку, у вузли якої підводиться живлення від ТП по лініях, що підключені через автомати зворотного струму (рис. 2.21). Вузли мережі, до яких підводиться живлення, виконують із захисними апаратами і без захисних апаратів. У першому випадку (із захисними апаратами) використовуються трижильні кабелі з паперово-масляною ізоляцією і запобіжники. У другому випадку застосовують одножильні кабелі з синтетичною ізоляцією, що прокладаються в блоках. При пошкодженні такого кабелю невелика ділянка його вигорає з наступним заповненням застиглою ізоляцією. Електропостачання припиняється тільки для тих споживачів, що підключені безпосередньо до вигорілої ділянки кабелю.

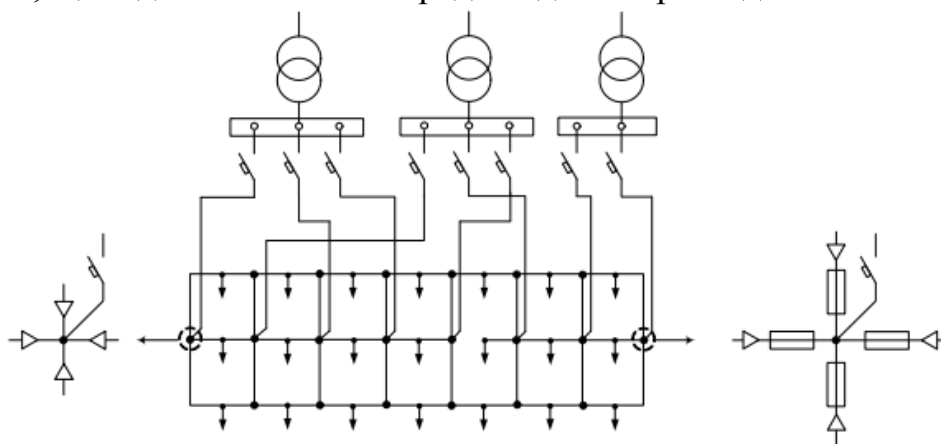


Рис. 2.21 – Замкнуті зовнішні розподільні мережі 0,4 кВ

*Внутрішні розподільні мережі в будинках.* Ця мережа складається з ввідно-розподільного пристрою (ВРП), стояків і квартирної мережі. Внутрішні розподільні мережі виконують за одиночною магістральною схемою з одностороннім живленням та іноді з двостороннім живленням (рис. 2.22), що працює у замкнутому режимі, де в точці поточкорозподілу встановлюють автоматичний вимикач, який поділяє мережу навпіл у разі її пошкодження.

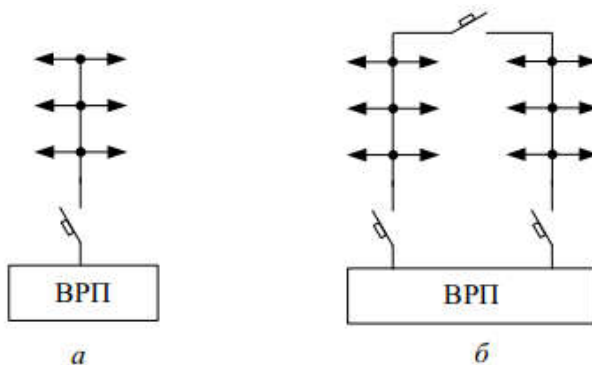


Рис. 2.22 – Внутрішні розподільні мережі 0,4 кВ: *а* – одиночна магістральна мережа з одностороннім живленням; *б* – одиночна магістральна мережа з двостороннім живленням

### 2.3.2 Електричні мережі пром підприємств

*Зовнішня мережа* – це мережа, що перебуває за межами підприємства і призначена для живлення ДЖ розподільної мережі.

*Розподільна мережа* – призначена для електропостачання ДЖ цехових мереж (ЦП) чи інших перетворювальних установок. У розподільній мережі використовують як радіальні, так і магістральні мережі, виконані кабельними лініями (КЛ) чи шинопроводами.

*Цехова мережа* – призначена для живлення цехових приймачів електроенергії. Використовуються радіальні, магістральні й змішані схеми. Для електропостачання відносно потужних електроприймачів при невеликій їхній кількості (насоси, компресори, перетворювальні агрегати) використовують *радіальну схему живлення від розподільного пристрою ЦП* (рис. 2.23).

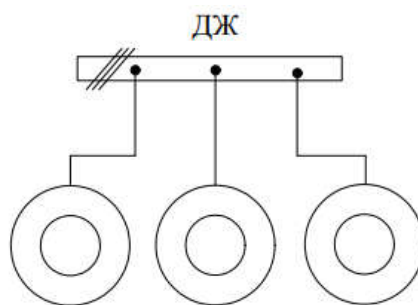


Рис. 2.23 – Радіальна схема живлення від розподільного пристрою ЦП

При наявності великої кількості невеликих приймачів використовується *радіальна схема з розподільними шафами (РШ)* (рис. 2.24). РШ встановлюють або рівномірно по площі цеху, при рівномірному розподілі електроприймачів, або в місцях їхньої концентрації, при нерівномірному розподілі. Іноді для підвищення надійності даної схеми використовують резервну перемичку між шафами.

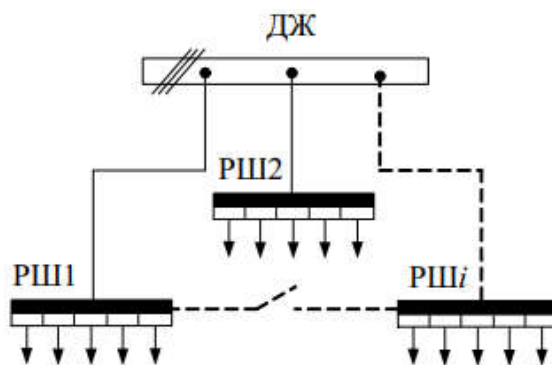


Рис. 2.24 – Радіальна схема з РШ

З метою економії кабельної продукції замість радіальної схеми з розподільними шафами використовують *магістральну схему з розподільними шафами* (рис. 2.25), де також можуть бути використані резервні перемички між шафами.

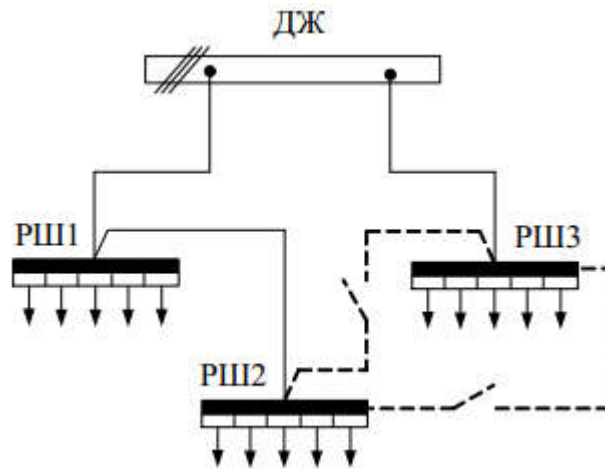


Рис. 2.25 – Магістральна схема з РШ

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 2**

1. Самостійно відновити матеріал по класифікації електричних мереж;
2. Самостійно відновити матеріал по структурі схем електропостачання міст і промислових підприємств;
3. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Схеми електропостачання електричного освітлення.

## ЛЕКЦІЯ 3

### ТЕМА 3. ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Мета: ознайомлення студентів з елементами електричних мереж

#### План лекції

1. Основні елементи ЛЕП;
2. Основні елементи ПС;
3. Принципи побудови систем електропостачання.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

#### 3.1 Основні елементи ЛЕП

До основних елементів електричної мережі відносяться лінії електричних передач (ЛЕП) і підстанції (ПС). Повітряні лінії складаються з:

- опор;
- проводів;
- лінійної арматури;
- грозозахисного тросу.

Опори бувають (по розташуванню та виконуємим функціям):

- проміжкові;
- кутові;
- кінцеві;
- спеціальні.

Опори бувають (по використаному матеріалу):

- залізобетоні;
- металеві (і дерев'яні в низьковольтних мережах).

За конструктивним виконанням:

- одно ланцюгові;
- дволанцюгові.

На ПЛ використовують багатодровові алюмінієвий та сталюалюмінієві проводи. Проводи і троси на опорах одноланцюгових і дволанцюгових ПЛ

розміщують наступним чином:

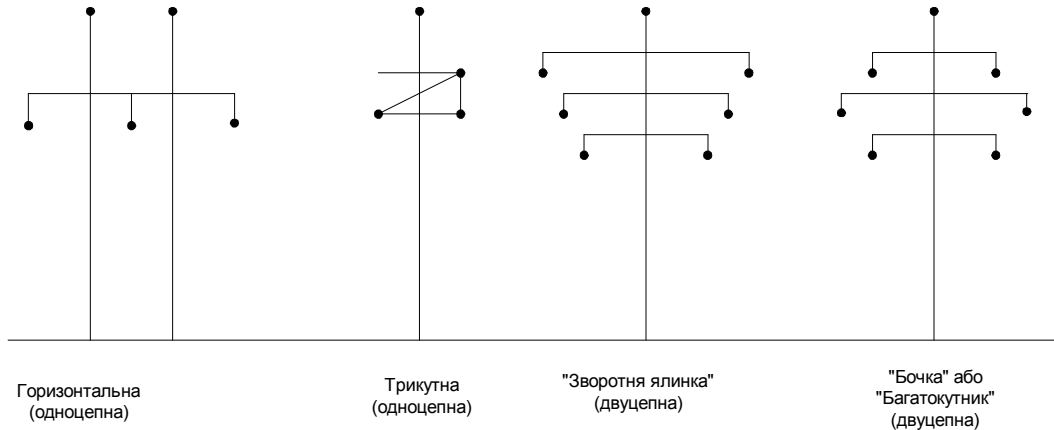


Рис. 3.1 – Розміщення проводів та тросів на одноланцюгових і дволанцюгових опорах ПЛ

Проводи ліній електропередачі кріпляться на металевих, залізобетонних, дерев'яних і змішаного типу опорах за допомогою лінійних ізоляторів. По конструктивному виконанню лінійні ізолятори діляться на штирові і підвісні: штирові ( в основному до 20 кВ) та підвісні (тарілчасті). Для підвісних ізоляторів характерна напруга на 1 тарілку приблизно 10÷15кВ (бувають і більше).

**Штирові ізолятори.** Застосовуються на ЛЕП до 35 кВ і монтуються на опорах за допомогою штирів або гаків. Конструкція штирового ізолятора на напругу 6...10 кВ представлена на рис. 3.2. Ізолятор кріпиться у вертикальному положенні на штирі або гаку спеціального поліетиленового ковпачка. Провід кріпиться у верхній або бічній канавці за допомогою дротового в'язання. Штирові ізолятори виконуються з різко виступаючими ребрами, завернутими донизу, що підвищує мокро розрядну і сухо розрядну напругу ізолятора.

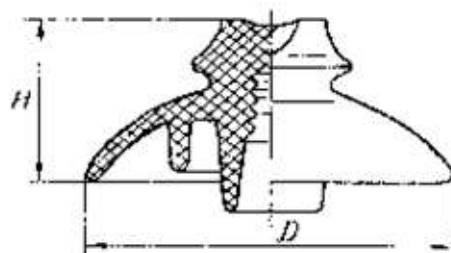


Рис. 3.2 – Лінійний штировий ізолятор

**Підвісні ізолятори.** При  $U_{ном} > 35$  кВ на ЛЕП застосовують підвісні ізолятори, які можна розділити на тарілчасті (шарнірні), стрижневі (з кільцевими або гвинтовими ребрами) і стрижневі гладкі (або палочні) ізолятори.

Підвісний шарнірний ізолятор з конусною головкою (рис. 3.3) виготовляється з порцеляни або загартованого скла 1, армованих металевих елементів – шапкою 2 з ковкого чавуну й стрижня 3 зі сталі, які щоб уникнути корозії оцинковуються.

Металева арматура з'єднується з ізоляційною «тарілкою» за допомогою заповнення цементно-піщаною сумішшю 4. Щоб уникнути ушкодження тіла ізолятора при ударах між арматурами й ізоляційним тілом містяться демпферні прокладки 5 з картону, пробки або кирзи. Ізолятори з порцеляни в процесі їхнього виготовлення покриваються глазур'ю (біла, коричнева), що поліпшує їхні механічні властивості на 15...20...20 %, підвищує вологостійкість, сприяє самоочищенню під дією вітру й дощу, підвищує електричні характеристики, поліпшує зовнішній вигляд.

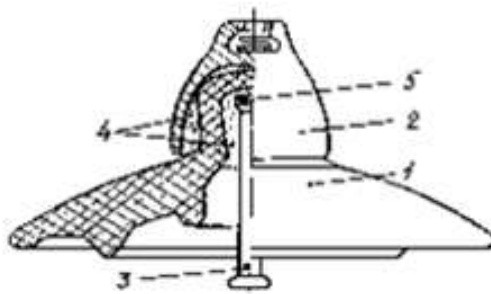


Рис. 3.3 – Підвісний шарнірний ізолятор

Вертикальна відстань між нижчою точкою проводу в прольоті і прямою, що з'єднує точки його кріплення на опорах, називають стрілою провісу ( $f$ ) (рис. 3.4).

Вертикальна відстань ( $h$ ) від нижчої точки проводу в прольоті до поверхні землі, води або інженерних споруд називають габаритом проводу. Найменші габаритні відстані нормуються для населеної й ненаселеної місцевостей.

Відрізок проводу, що з'єднує на анкерній опорі натягнуті проводи сусідніх анкерних прольотів, називають шлейфом або петлею.

Навантаження на елементи ПЛ, поділені на площу робочого перетину, називають механічною напругою. Механічна напруга проводу дорівнює його загальному тяжінню, поділеному на площу поперечного перерізу.

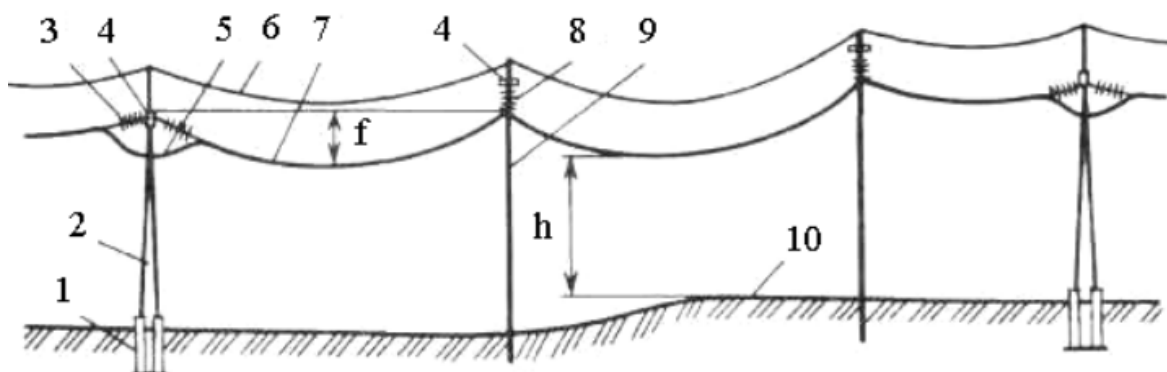


Рис. 3.4 – Основні елементи повітряної лінії електропередачі: 1- фундамент; 2, 9 - анкерні й проміжні опори; 3, 8 - натяжна й підтримуючої гірлянди підвісних ізоляторів; 4 - траверси; 5 – шлейф (петля); 6 - грозозахисний трос; 7 - провід; 10 - поверхня землі.

Відношення мінімального навантаження, що руйнує даний елемент, до фактичного при найбільш важких умовах роботи називають запасом міцності або коефіцієнтом запасу.

### 3.1.1 Основні види ПС

**Підстанції** призначені для перетворення і перерозподілу електроенергії. Вони являються елементами мережі, які визначають її структуру і властивості. ПС класифікують за різними ознаками (підвищуючи і понижуючі). За місцем і способом під'єднання трансформатора до мережі ПС поділяють на: глухі (кінцеві), відгалуженні, прохідні, вузлові.

1) Глухі ПС під'єднуються в кінці однієї або двох ліній (магістральних, радіальних або змішаних).



Рис. 3.5 – Схематичне зображення ПС типу глухі

2) Відгалуженні ПС – під'єднуються через відгалуження до однієї або двох магістральних ліній з одностороннім або двостороннім живленням.



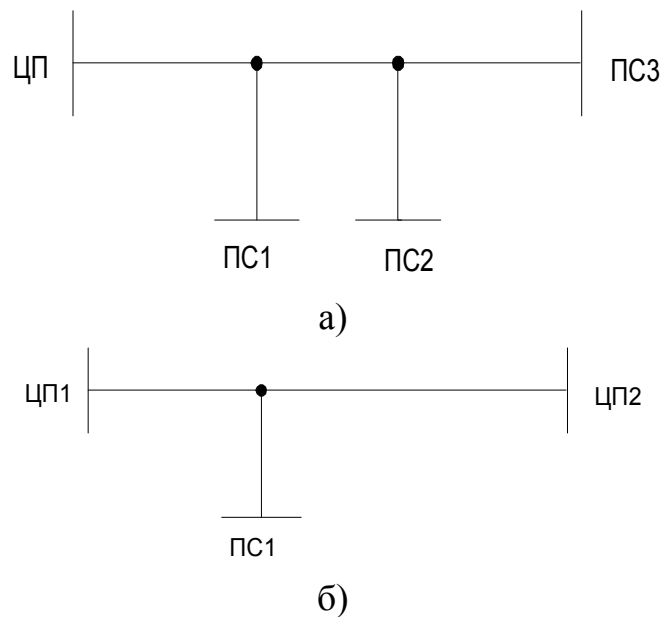


Рис. 3.6 – Схематичне зображення відгалужених ПС: а - ПС з одностороннім живленням (розімкнена мережа ); б - ПС з двостороннім живленням (або замкнена проста мережа).

3) Прохідна ПС - під'єднується до мережі шляхом заходження на неї однієї або двох ліній з двостороннім живленням (застосовується в простих замкнених мережах). В окремих випадках прохідна ПС може бути транзитною.

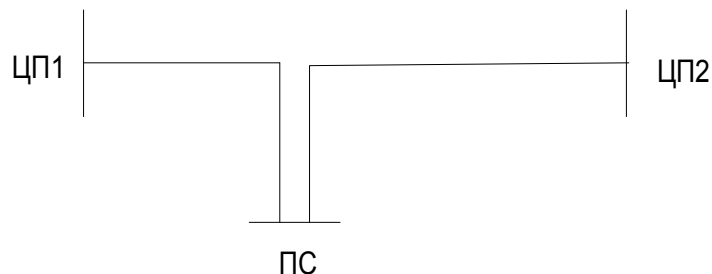


Рис. 3.7 – Схематичне зображення прохідної ПС

4) Вузлова ПС - під'єднується до мережі не менше ніж за трьома живлючими лініями. Ці ПС застосовуються в складнозамкнених мережах. Вони також можуть бути транзитними.

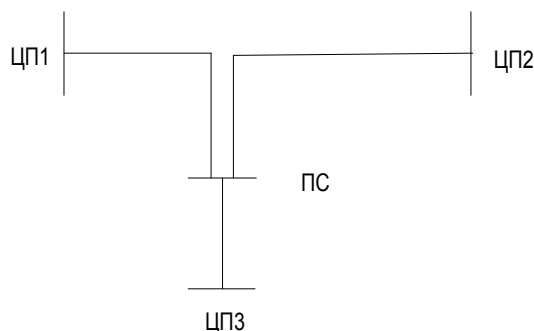


Рис. 3.8 – Схематичне зображення вузлової ПС

За призначенням ПС ділять на: ПС споживачів (вузлові РП, ГЗП, ТП) та ПС системні ( в основному районні ПС (РПС)). Також вони можуть поділятися за кількістю трансформаторів, які можуть бути одно- та багатотрансформаторні.

### 3.2 Основні елементи ПС

До основних елементів ПС, можна віднести: трансформатор(и) та автотрансформатор(и), які служать для мереж різних номінальних напруг. Т і АТ характеризується каталожними даними, такими як: номінальна напруга -  $U_n$ , номінальна потужність -  $P_n$  і іншими параметрами.

На підстанціях можуть застосовувати двох - і трьохобмоткові трансформатори, а також різновид двохобмоткового трансформатора - трансформатор з розщепленою обмоткою, де  $S_{BH} = S_{CH} = S_{HH} = 100\%$

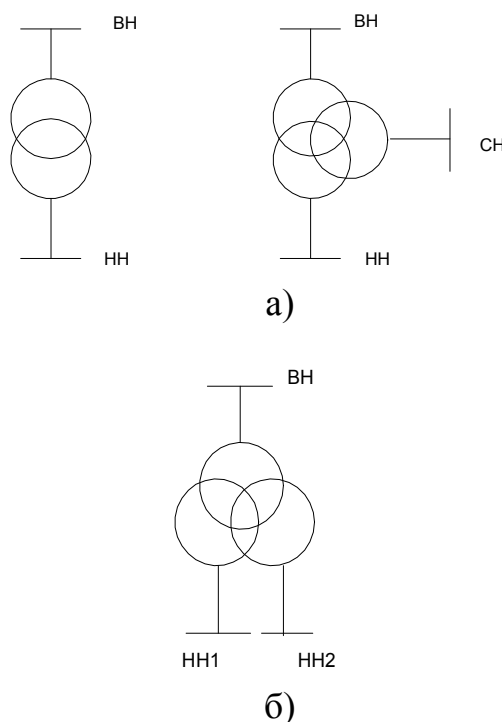


Рис. 3.9 – Схематичне зображення з'єднання двообмоткових трансформаторів з розщепленням обмоткою, де а) -  $S_{CH} + S_{HH} = S_{BH}$ ; б) -  $S_{HH1} = S_{HH2} = 0,5 \cdot S_{BH}$

### 3.2.1 Автотрансформатори

Автотрансформатор (АТ) - це трансформатор, у якого обмотка середньої напруги (СН) є частиною обмотки вищої напруги (ВН), тобто АТ – це трансформатор, дві або більше обмотки якого гальванічно (електрично) пов'язані так, що вони мають загальну частину (рис. 3.10).

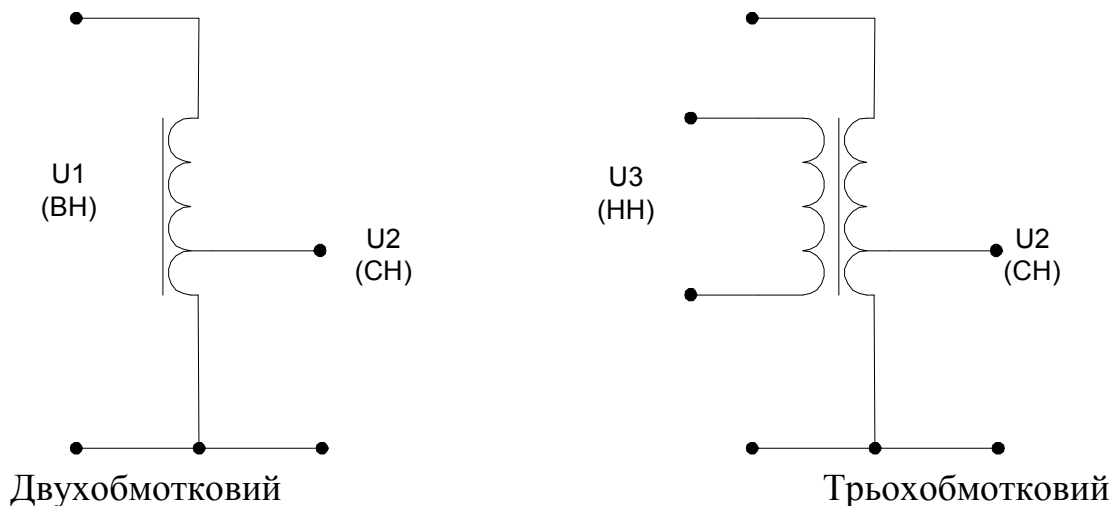


Рис. 3.10 – Принципіальна схема однофазного автотрансформатора

У трансформаторах розрізняють:

- *номінальну (прохідну) потужність*. Це потужність при електричному (гальванічному) з'єднанні обмоток. Вона означає граничну потужність, яка може бути передана через трансформатор на стороні ВН.

$$S_{ном} = \sqrt{3}U_B \cdot I_B;$$

- *типова потужність* автотрансформатора. Це така потужність, яка була б, якщо обмотки працювали б окремо, тобто автотрансформатор отримали б з трансформатора з окремо працюючими обмотками.

$$S_{мин} = \sqrt{3}I_{нос} \cdot U_{нос} = \sqrt{3}U_{об} \cdot I_{об};$$

Значення типової потужності визначає габарити, масу, затрати та інші показники:

$$S_{мин} \neq S_{ном};$$

$$\frac{S_{мин}}{S_{ном}} = 1 - \frac{1}{K_{тр}} = \alpha;$$

де  $K_{тр}$  – коефіцієнт трансформації;  $\alpha$  – коефіцієнт доцільності застосування автотрансформатора.

Зазвичай  $S_{тип} < S_{ном}$ , а коефіцієнт доцільності застосування  $\alpha < 1$ . А також значення  $K_{тр}$  змінює співвідношення між  $S_{тип}$  і  $S_{ном}$ . При цьому, чим менше  $K_{тр}$  тим більш вигідно застосовувати автотрансформатор (з точки зору маса-габаритних показників і витрат потужності).

До недоліків автотрансформаторів можна віднести:

1. Електричний (гальванічний) зв'язок між обмотками вищої і середньої напруги.

2. Мережі зазвичай працюють з різними режимами нейтралі, тому автотрансформатори застосовують переважно в мережах 110кВ і вище.

3. Автотрансформатор має менший індуктивний опір ніж трансформатор (а це значить, що у нього гірше обмеження струмів короткого замикання).

Порівняльні техніко-економічні показники автотрансформатора АТ 220/110/6кВ з аналогічним трьохобмотковим трансформатором дають питому економію міді (кг/кВА)  $\approx 15 \div 25\%$ , економію активної сталі  $\approx 50 \div 60\%$ , а вага приблизно в 1,5 рази менше, ніж трансформатора; втрати потужності ( $\Sigma$  втрати потужності) менше на  $\approx 30 \div 35\%$ . Автотрансформатори випускають потужністю від 63 до 250 МВА, на напругу 110кВ і вище.

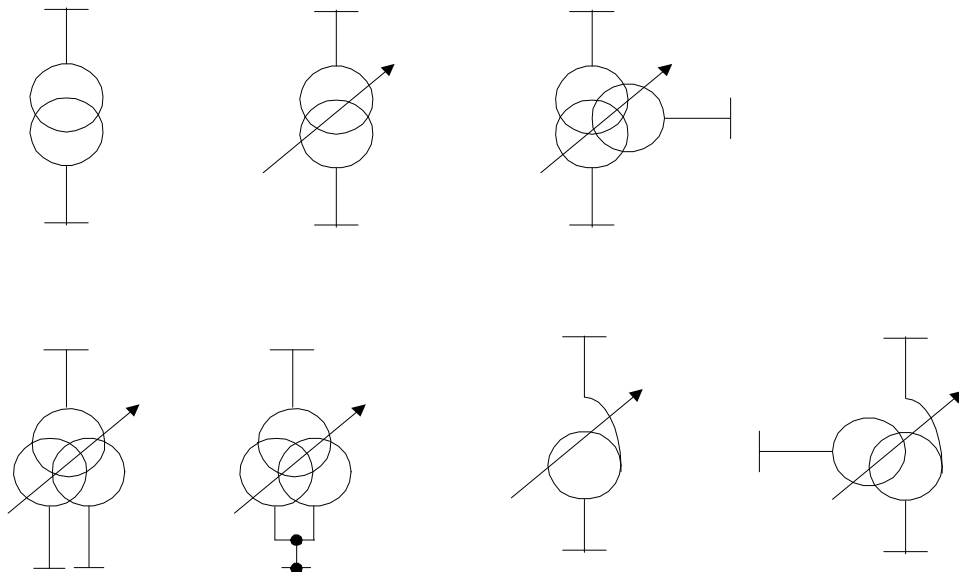


Рис. 3.11 – Умовні позначення автотрансформаторів

Ці позначення складаються із літер і цифр, які відображають їх конструкцію, потужність і напругу обмоток:

**А**-автотрансформатор трьохфазний,

**О**-автотрансформатор однофазний,

**Т**-трьохфазний трансформатор,

**Н**-з регулювання під напругу (АТ або Т),

**Т**-трьохобмотувальний,

*Р*-трансформатор з розщепленою обмоткою,  
*Д*-охолодження дуттям,  
*Ц*-примусове охолодження циркуляцією оливи,  
*М*-масляне охолодження.

Приклад: ТДТН-10000/100/6 – трьохфазний трьохобмотковий з РПН, охолодження дуттям.

### **3.3 Принципи побудови систем електропостачання**

Основними джерелами електропостачання переважної більшості сучасних підприємств є районні енергетичні системи і тільки у відносно рідких випадках – місцеві електростанції. Останні можуть бути доцільними й економічними тільки в тому випадку, коли вони служать для комбінованого постачання підприємств електроенергією і теплом, і тільки в районах, вилучених від існуючих енергосистем.

В даний час, коли електрогосподарство потужних промислових підприємств незмірно виросло, а їхні потужності і території різко зросли, для живильних мереж широко застосовують напруги не тільки 35, але і 110 – 220 кВ. Типова схема електропостачання промислового району має звичайно кілька джерел живлення, зв'язаних між собою підстанціями і лініями електропередачі. Число джерел живлення залежить від категорії споживачів і вирішується в залежності від збитків (збитку) виробництва при припиненні електропостачання. Джерела живлення вважаються незалежними, якщо порушення режиму чи ушкодження одного з них не спричиняє порушення чи припинення роботи іншого.

Навантаження між джерелами живлення підприємства розподіляється в залежності від їхньої потужності, віддаленості, економічності і сезонності роботи. Джерела малопотужні, неекономічні чи вилучені звичайно використовуються тільки для резервування.

Кількість приймальних пунктів на підприємстві визначається загальною схемою електропостачання, величиною необхідної потужності, територіальним розміщенням навантажень, необхідним ступенем безперебійності, а також наявністю чи відсутністю власного джерела живлення. Тип приймального пункту залежить від потужності, яка підводиться, і величини живильної напруги. Усі пункти прийому електроенергії від системи повинні бути також зв'язані між собою і з власними електростанціями кабельними чи повітряними лініями або ж токопроводами.

Електропостачання підприємств прийняте розділяти на зовнішнє і внутрішнє. При цьому під зовнішнім електропостачанням мається на увазі комплекс споруджень, що забезпечують передачу електроенергії від обраної крапки приєднання до енергосистеми до прийомних підстанцій підприємства. Внутрішнє електропостачання – це комплекс мереж і підстанцій, розташованих на території підприємства. Схема електропостачання підприємства виконується з урахуванням особливостей режиму роботи окремих споживачів, можливостей подальшого розширення виробництва, зручності обслуговування тощо; вона визначається величиною навантажень і категоріями споживачів, залежить від характеру розміщення навантажень, а також від планування окремих об'єктів на генплані підприємства, від числа і потужності підстанцій, наявності окремих великих електроприймачів і тісно зв'язана з технологією виробництва.

Схема електропостачання є комплексом взаємозалежних елементів, тому розподіл її на зовнішню і внутрішню не завжди можливий, тим більше, що застосування сучасних систем електропостачання робить такий розподіл умовним. У залежності від багатьох факторів, що визначають схему електропостачання, вона може бути виконана в декількох варіантах. Головною задачею при її створенні є визначення оптимального варіанта. При виборі варіантів перевагу необхідно віддавати підвищеній напрузі, що забезпечує перспективу розвитку, і найпростішим схемам з мінімальною кількістю комутаційної та іншої апаратури.

Як правило, схеми електропостачання підприємств мають ступеневу побудову. Число ступіней залежить від потужності підприємства і характеру розміщення електричних навантажень на його території. У більшості випадків застосовуються дві – три ступіні, тому що багатоступеневі схеми ускладнюють захист і експлуатацію.

На першій ступіні розподілу електроенергії (зовнішнє електропостачання) можуть застосовуватися дві системи:

- а) повітряні чи кабельні лінії напругою 35 – 220 кВ;
- б) жорсткі чи гнучкі токопроводи напругою 6, 10 і 35 кВ.

При цьому під першою ступінню розподілу енергії мається на увазі мережна ланка між джерелом живлення підприємства і підстанціями глибоких вводу (ПГВ), якщо розподіл виробляється при напрузі 35 – 220 кВ, або між головною знижувальною підстанцією (ГЗП) і високовольтним розподільним пунктом (ВРП), якщо розподіл виробляється при напрузі 6 – 10 кВ.

Під другою ступінню розподілу енергії (внутрішнє високовольтне електропостачання) мається на увазі мережна ланка між ВРП чи

розподільним пристроєм (РП) вторинної напруги ПГВ і трансформаторними підстанціями (ТП) чи ж окремими електроприймачами напругою 6 — 10 кВ: електродвигунами, перетворювачами тощо.

Під третьою ступінню розподілу енергії (внутрішнє низьковольтне електропостачання) мається на увазі мережна ланка між ТП і споживачами електроенергії напругою до 1000 В.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 3**

1. Самостійно відновити матеріал по основним елементам електричних мереж;
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Взаємозв'язок між електричними станціями і споживачами.

## ЛЕКЦІЯ 4

### ТЕМА 4. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПОВІТРЯНІ ТА КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Мета: ознайомлення студентів з будовою та особливістю повітряних та кабельних ліній електричної мережі

#### План лекції

1. Повітряна лінія електропередачі;
2. Кабельна лінія електропередачі.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

#### 4.1 Повітряна лінія електропередачі

Електричною *повітряною лінією електропередавання* називається обладнання для передавання електричної енергії по проводах, розташованих на відкритому повітрі і закріплених за допомогою ізоляторів і арматури до опор або кронштейнів інженерних споруджень.

По конструктивному виконанню розрізняють одноланцюгові і дволанцюгові ЛЕП. Під ланцюгом розуміють три провода (трифазний ланцюг) однієї ЛЕП. Конструктивна частина ПЛЕП характеризується типами опор, довжинами прольотів, габаритними розмірами, конструкцією фази й типами гірлянд ізоляторів. По типу опори ПЛЕП діляться на проміжні й анкерні. Проміжні й анкерні відрізняються способом підвіски проводів. На проміжній опорі провода підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. На анкерних опорах провода закріплені жорстко й натягнуті до заданого тягіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (рис. 4.1).



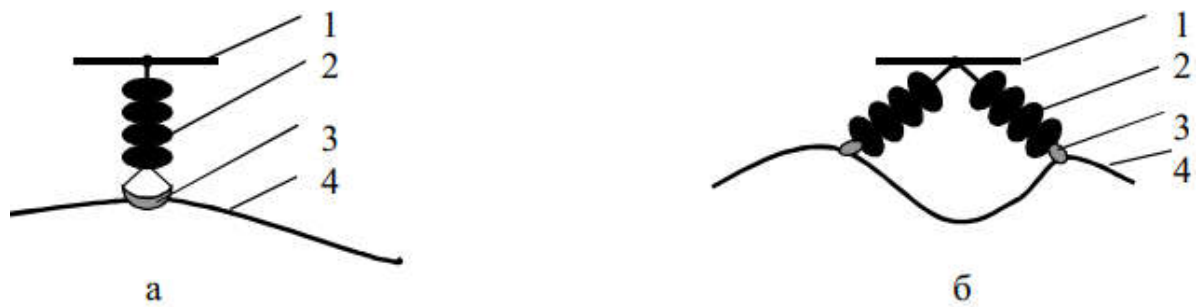


Рис. 4.1 - Кріплення провода в фазі на проміжній (а) та анкерній (б) опорах:  
 1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – зажим; 4 – провід

На ПЛЕП застосовують не ізольовані провода і троси. Перебуваючи на відкритому повітрі, вони піддаються атмосферному впливу. Тому матеріал проводів, окрім високої провідності, повинен бути стійким до корозії, мати механічну міцність. Для проводів застосовують наступні матеріали: мідь; алюміній; сталь; сплави алюмінію й міді з іншими металами (залізом, магнієм, кремнієм).

Мідь має питому провідність  $\approx 53 \cdot 10^{-3} \text{См} \cdot \text{км}/\text{мм}^2$ . Відрізняється механічною міцністю. Плівка окису захищає її від корозії й хімічних впливів. Має стійкість контакту.

Алюміній має питому провідність  $\approx 31,7 \cdot 10^{-3} \text{См} \cdot \text{км}/\text{мм}^2$ . Механічна міцність нижча, ніж у міді. Отже, частіше слід ставити опори. Плівка окису захищає її від корозії. Погано протистоїть хімічним впливам. Не має стійкість контакту.

Сталеві провода мають погану провідність. Відрізняються великою механічною міцністю. Не мають стійкість до корозії. Активний опір залежить від струму, що протікає. Виготовляють провода і із двох металів – сталі та алюмінію. Сталь знаходиться у середині провода й служить для збільшення механічної міцності. Алюміній знаходиться зовні і є струмопровідною частиною.

У маркуванні проводів спочатку вказується матеріал, а потім перетин у  $\text{мм}^2$ . Мідні провода маркують буквою **М**, алюмінієві провода – буквою **А**, сталеві провода – буквами **ПС** і **ПСО** й сталеалюмінієві – буквами **АС**. У маркуванні сталеалюмінієвих проводів спочатку вказують перетин алюмінію, а потім сталі. Наприклад: АС-120/19. Провода марки **АС** випускаються з різним відношенням перетинів алюмінію й сталі при тому самому перетині алюмінію. Залежно від цього відношення розрізняють провода полегшеної конструкції, середньої, посиленої й особливо посиленої міцності.

Для захисту проводів марки **АС** від корозії й хімічних впливів

використовують спеціальні захисні засоби.

Тип захисту відображається в маркуванні провода:

– марки **АСКС**, **АСКП** – провода сталевалюмінієве корозійностійкі із заповненням сталевого сердечника (**С**) або всього провода (**П**) змазкою;

– марка **АСК** – як і **АСКС**, сталевий сердечник ізольований поліетиленовою плівкою.

За кордоном застосовуються ізолюючі самонесучі провода. Являють собою систему ізольованих жил, скручених навколо несучого троса. Скрутка виконується таким чином, що все механічне навантаження сприймається тільки несучим тросом. Такі провода прокладаються без ізоляторів. На опори можуть бути змонтовані декілька ЛЕП різних напруг.

По конструкції розрізняють провода: **однодротові**, які складаються із одного дроту суцільного перетину; **багатодротові з одного металу**, які виготовляються в залежності від перетину з непарної кількості дротів ( від 7 до 61); багатодротові із двох металів. Кількість проводів сталевого сердечника – непарна (1, 7 або 19). Кількість дротів струмопровідної частини – парна.

Провода ПЛЕП розташовують на опорі різними способами (де які з них): на одноланцюгових опорах – трикутником або горизонтально (рис. 4.2, а, б); на дволанцюгових опорах – зворотною ялинкою або шестикутником у вигляді “діжки” (рис. 4.2, в, г).

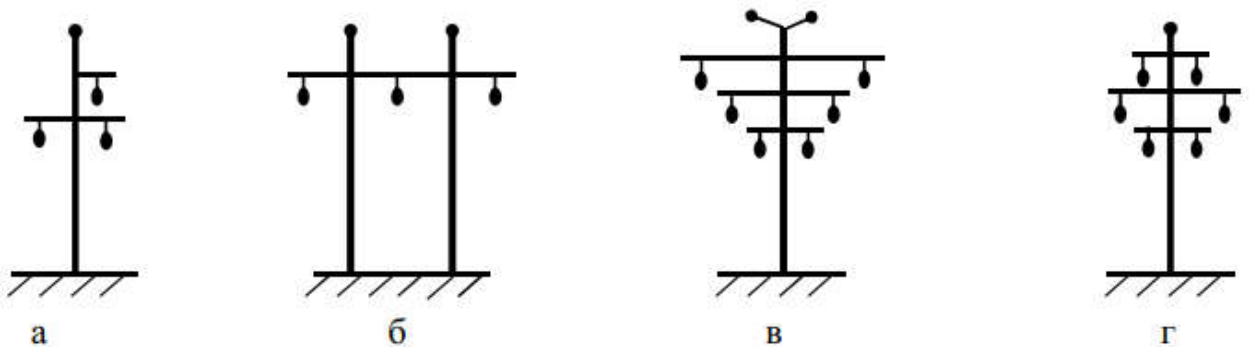


Рис. 4.2 - Розташування проводів на опорах: а) – трикутником; б) – горизонтально; в) – зворотною ялинкою; г) – діжкою

Горизонтальне розташування проводів – найкраще за умовами експлуатації, тому що дозволяє застосовувати більш низькі опори та виключає дотик проводів при скиданні ожеледі або галопуванні проводів (сталих періодичних низькочастотних (0,2-2 Гц) коливаннях проводів (тросів) у прогоні, які утворюють стоячі хвилі - іноді в сполученні з біжучими - з числом напівхвиль від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3-5 м). («Пляска» проводів – це коливання проводів з малою частотою й великою

амплітудою).

Так як у всіх варіантах має місце несиметричне розташування проводів стосовно один одного, то для вирівнювання реактивного опору і ємнісної провідності по фазах застосовують транспозицію, тобто міняють розташування проводів на опорах (рис. 4.3).

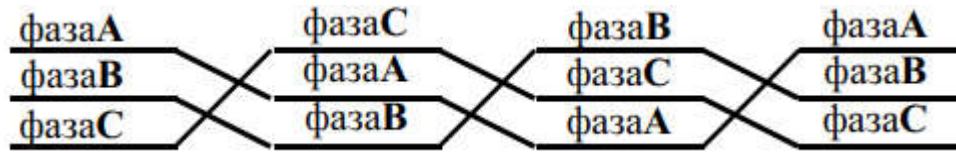


Рис. 4.3 - Транспозиція на ПЛЕП

Для виконання грозозахисту ліній електропередавання використовують сталеві троси або сталюалюмінієві проводи зі зменшеним перерізом алюмінієвої частини.

Останнім часом, для виконання струмоведучих проводів та грозозахисту повітряних ліній використовують спеціальні проводи та троси, суміщені зі оптоволоконним кабелем, розташованим всередині проводів та тросів (рис. 4.4), що дозволяє крім передавання електричної енергії та грозозахисту повітряних ліній організувати високошвидкісних оптоволоконні канали зв'язку.

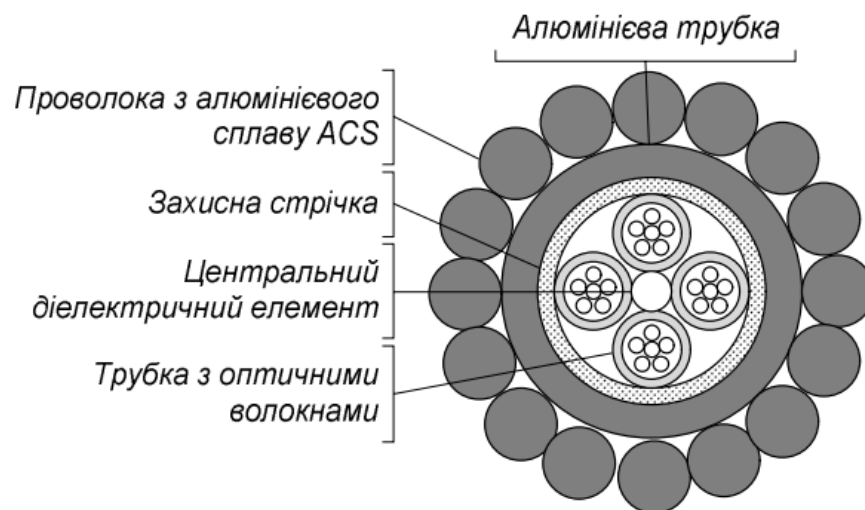


Рис. 4.4 - Конструкція оптичного кабелю у грозозахисному тросі OPGW

Проводи повітряних закріплюють на опорах за допомогою лінійних ізоляторів та арматури. *Ізолятори* призначені для ізоляції проводів повітряної лінії, які знаходяться під дією високої напруги, від металевих елементів конструкцій опор.

Основна особливість ізоляторів повітряних ліній полягає в тому, що вони випробують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання ізоляторів повітряних ліній. До таких вимог відносять високу електричну та механічну міцність, стійкість до впливів оточуючого середовища, зручність експлуатації та економічність.

Для виготовлення ізоляторів використовують електротехнічний фарфор, загартоване скло та синтетичні полімери.

За конструктивним виконанням розрізняють штирові та підвісні ізолятори.

*Штирові ізолятори* призначені для використання на лініях електропередавання розподільчих мереж напругою до 35 кВ. Такі ізолятори виготовляють з фарфору або з електротехнічного скла. Загальний вигляд штирових ізоляторів представлено на рис. 4.5.

*Підвісні ізолятори* використовують в лініях електропередавання напругою 35 кВ та вище. Такі ізолятори поділяють на гірлянди тарілчастих ізоляторів та на стрижневі ізолятори.

Гірлянди ізоляторів збирають з *тарілчастих ізоляторів*, виготовлених з фарфору або загартованого скла. Загальний вигляд тарілчастого ізолятора наведено на рис. 4.6, а. На рис. 4.6, б схематично показано спосіб поєднання тарілчастих ізоляторів в гірлянду.



Рис. 4.5 - Штировий скляний ізолятор

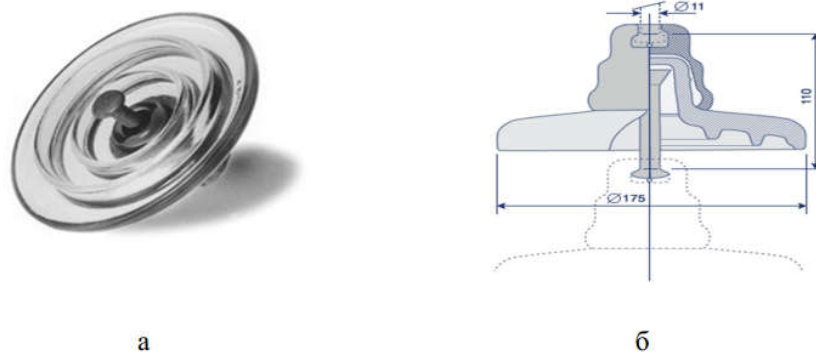


Рис. 4.6 - Тарілчастий ізолятор

*Стрижневі ізолятори* виготовляють з однонаправлених полімерів.

Загальний вигляд стрижневого полімерного ізолятора наведено на рис. 4.7.

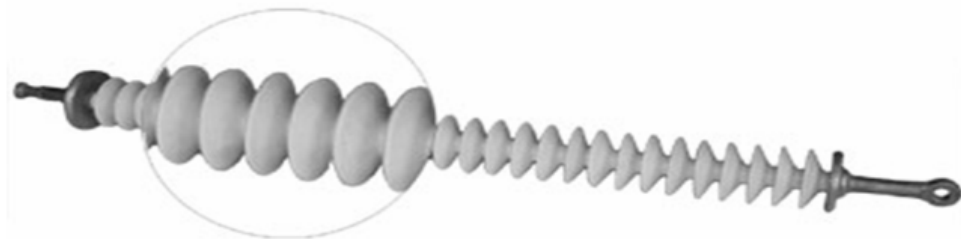


Рис. 4.7 - Полімерний стрижневий ізолятор

Такі ізолятори дорожче за гірлянди тарілчастих ізоляторів. Проте вони характеризуються кращими електрофізичними властивостями та значно меншою вагою, що обумовлює широкі перспективи використання полімерних ізоляторів в конструкціях повітряних ліній електропередавання всіх класів номінальної напруги. Зокрема, чинні нормативні документи рекомендують використовувати полімерні ізолятори під час будівництва нових та реконструкції існуючих ліній електропередавання.

## 4.2 Кабельна лінія електропередачі

*Кабельна лінія електропередавання* – це лінія для передавання електроенергії, яка складається з одного або декількох кабелів. *Кабель* – це ізольована по всій довжині металева жила (або декілька жил), поверх якої накладені захисні покриття.

Переваги КЛЕП стосовно ПЛЕП:

- неохильність атмосферним впливам;
- захищеність траси і недосяжність для сторонніх осіб.

Недоліки:

- дорожче ПЛЕП аналогічного класу напруги;
- більш трудомісткі в спорудженні;
- вимагають більшого терміну для ремонту й більш кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- передача однієї й тієї ж потужності потребує жили більшого перетину.

Кабельні ЛЕП широко використовуються в міських мережах, на територіях підприємств, при перетинанні великих водойм, у забрудненій атмосфері.

Головними елементами КЛЕП є:

- кабель для передавання електроенергії;
- сполучні муфти;

- кінцеві муфти (закладення);
- стопорні муфти. Застосовуються на крутих ділянках траси для попередження стікання кабельної маси;
- підживлюючі апарати й система сигналізації тиску масла для ліній виконаних масло наповненими кабелями;
- кабельні спорудження (кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, колодязі), які застосовують на окремих ділянках траси.

До основних частинам кабелю будь-якої напруги відносяться:

- струмопровідні жили;
- ізоляція або ізолюючі оболонки, що відокремлюють струмопровідні жили один від одного і від землі;
- захисна оболонка, що охороняє ізоляцію від шкідливої дії вологи, кислот, механічних пошкоджень.

Конструкція кабелю напругою 10 кВ наведена на рис.4.8.

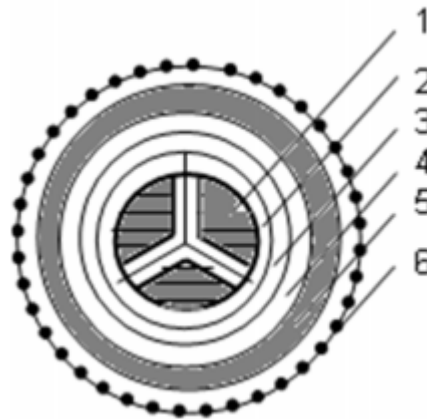


Рис. 4.8 - Конструкція кабелю 10 кВ: 1 – струмопровідна жила; 2 – фазна ізоляція; 3 – поясна ізоляція; 4 – оболонка; 5 – броня; 6 – захисне покриття

*Струмопровідна жила* виконується з міді або алюмінію з однієї ( до 16 мм<sup>2</sup>) або декількох дротів. По кількості жил розрізняють кабелі:

- одножильні. Застосовують на постійному струмі й на змінному струмі при напрузі 110 кВ і вище;
- двожильні. Застосовують на постійному струмі;
- трижильні. Застосовують на змінному струмі при напругах до 35 кВ;
- чотирижильні (три жили й нульовий провід). Застосовують на змінному струмі при напрузі до 1000В.

*Фазна ізоляція* призначена для ізоляції жил одна від одної. Виконують зі спеціального технічного паперу із грузлими просоченням, яке збільшує електричну міцність.

*Поясна ізоляція* забезпечує однакову електричну міцність між жилами

й між будь-якою фазою й землею. Це важливо, тому що в мережі з ізолюваною нейтраллю при замиканні однієї з фаз на землю дві інші фази стосовно землі опиняються під лінійною напругою.

Поділ ізоляції на фазну й поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю. Але при наявності поясної ізоляції електричне поле відрізняється від радіального (рис. 4.9).

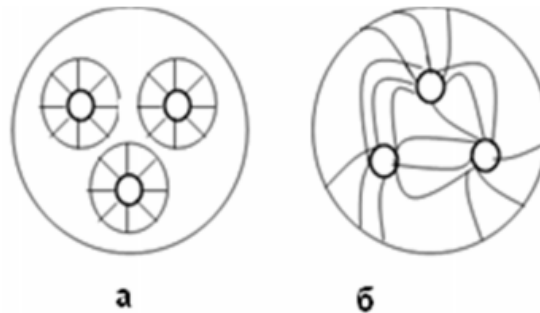


Рис. 4.9 - Електричне поле в кабелі: а – з екранованими жилами; б – з поясною ізоляцією.

У цьому випадку силові лінії мають різні кути нахилу стосовно шарів паперу, що обумовлює наявність у них тангенціальної складової поля. Електрична міцність уздовж шарів паперу в 8 – 10 раз менше, ніж поперек. Вільний простір кабелю заповнюється паперовими джгутами. Вони ускладнюють переміщення просочувального складу, подовжуючи термін служби кабелю. Вони також надають округлу форму кабелю.

*Оболонка* служить для герметизації ізоляції й захисту її від проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, виключає старіння ізоляції під дією тепла й світла. Виконують із алюмінію, свинцю, поліетиленових матеріалів.

*Броня* служить для захисту оболонки від механічних пошкоджень при розкопках, сповзанні ґрунту. Виконують зі сталевих стрічок або дротів.

*Зовнішнє покриття* захищає броню від корозії. Являє собою джутове покриття, просочене бітумною масою.

При підвищенні напруги шар ізоляції потрібно збільшувати. Це економічно не доцільно. Тому при напрузі 35 кВ і вище кабелі виконуються з окремо освинцьованими або екранованими жилами. В таких кабелях електричне і теплове поля – радіальні.

Кабелі із грузлим просоченням мають істотний недолік: після зняття струмового навантаження, тобто при охолодженні в кабелі з'являються газові включення. Це пов'язане з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більше коефіцієнта лінійного розширення ізолюючого паперу. Діелектрична міцність газових включень менше в кілька раз, ніж

папера. При підвищенні напруженості електричного поля це може привести до пробую ізоляції.

Щоб уникнути цього при напругах 10 – 110 кВ застосовують газонаповнені кабелі. Це оцинковані кабелі. Фазна ізоляція виконується з збідненопросоченого паперу. Кабель перебуває під невеликим надлишковим тиском (0,1 – 0,3 Мпа) інертного газу (азоту). Це підвищує ізолюючі властивості паперу. Сталість тиску забезпечується безперервним підживленням газу.

При напрузі 110 – 500 кВ використовуються маслонаповнені кабелі. Жили виконують порожніми й заповнюють їх малов'язким очищеним маслом під тиском до 1,6 МПа. Надлишковий тиск виключає можливість утворення порожнеч в ізоляції кабелю, що збільшує його електричну міцність. Залежно від величини тиску розрізняють масло наповнені кабелі високого й низького тиску. Маслонаповнений канал через спеціальні муфти на трасі з'єднується з баками під тиском. Останнім часом в електричних мережах різних класів номінальної напруги широкого поширення набули *кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену*. Завдяки молекулярній структурі така ізоляція характеризується високими термомеханічними властивостями та стійкістю до агресивного середовища.

Кращі термічні характеристики кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену дозволяє суттєво підвищити гранично допустимі струми і, як наслідок, пропускну здатність кабельної лінії. Такі кабелі на напруги до 10 кВ виготовляють трижильними або одножильними. На напруги 35 кВ та вище такі кабелі виготовляють одножильними.

На рис. 4.10 наведено загальний вигляд одножильного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Такі кабелі складаються з струмопровідної жили 1, екранованої напівпровідним зшитим поліетиленом 2. Далі знаходиться шар ізоляції зі зшитого поліетилену 3, екранований напівпровідною пластмасою 4. Екран з мідних проволоку 6 захищений подушками роздільних шарів 5 та 7. Зовнішній шар кабелю створює пластикова оболонка 8.

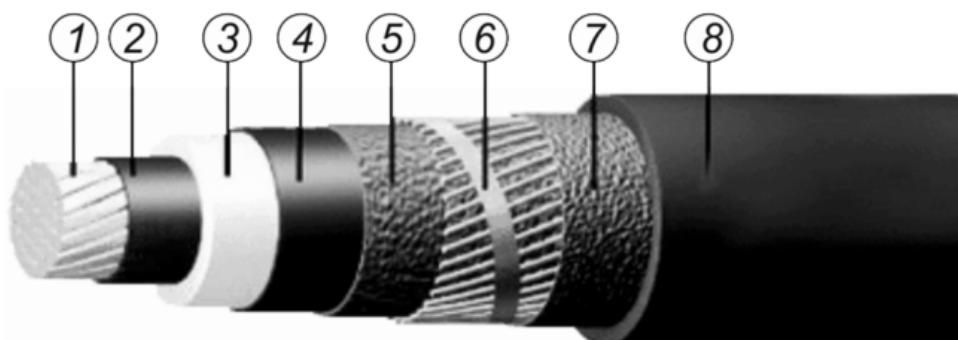




Рис. 4.10 - Конструкція кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену

Маркуються кабелі по початкових буквах елементів, які характеризують їхню конструкцію:

- жила – буква **А** для алюмінію, без позначення для міді;
- оболонка – буква **А** для алюмінію, **З** – для свинцю, **В** – для полівінілхлориду, **Н** – для гуми, **П** – для поліетилену;
- броня – буква **Б** для сталевих стрічок, **П** – для плоских освинцьованих дротів, **ДЮ** – для круглих освинцьованих дротів, **Г** – для кабелів без броні й захисного шару.

Якщо кабелі виконуються з окремо освинцьованими жилами, то в маркуванні вказується буква **О**.

Для маслонаповнених кабелів низького тиску перед основною аббревіатурою вказують букви **МН**, а для кабелів високого тиску – **МВС**. Після аббревіатури вказують кількість жил і перетин жил у мм<sup>2</sup>. Наприклад, ААБ-3х 120 – трижильний алюмінієвий кабель із алюмінієвою оболонкою і бронею зі свинцю з перетином жил 120 мм<sup>2</sup>; СБ-3х 95 трижильний мідний кабель зі свинцевими оболонкою й бронею перетином жил 95 мм<sup>2</sup>.

#### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 4**

1. Самостійно відновити матеріал з основних відомостей повітряних та кабельних ліній електропостачання;
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Мета та яким чином виконують транспозицію фазних проводів повітряних ліній електропередавання.

## **ЛЕКЦІЯ 5**

### **ТЕМА 5. ОПОРИ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ**

Мета: ознайомлення студентів з теоретичним матеріалом по основним типам та класифікації опор ліній електропередач

## План лекції

1. Класифікація опор ЛЕП;
2. Дерев'яні опори;
3. Залізобетонні опори;
4. Металеві опори.

### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

### 5.1 Класифікація опор ЛЕП

**Опора повітряної лінії електропередач** – це спеціальна конструкція, яка призначена для утримання проводів повітряних ліній електропередач, а також грозозахисних тросів, на заданій відстані один від одного та від поверхні землі.

Кожна опора ЛЕП розрахована для виконання конкретної функції, покладеної на неї.

**За призначенням** опори ЛЕП бувають:

- Проміжні – призначені для встановлення на прямих ділянках повітряних ліній електропередачі, виконують виключно функцію підтримки проводів і тросів, і не розраховані на навантаження від натягування проводів уздовж лінії.
- Анкерні – використовуються на прямих ділянках ПЛ для переходу ЛЕП через залізні дороги, автодороги, мости та невеликі річки. Конструкція анкерних опор витримує значне навантаження від натягу проводів і тросів.
- Перехідні опори використовують при перетині ЛЕП великих перешкод. Перехідні опори є найважчими з усіх опор ЛЕП, вони можуть досягати висоти до 300м, і саме вони несуть найбільші навантаження.
- Кутові опори встановлюються на кутах повороту траси ПЛ. При повороті до  $30^\circ$ , при якому навантаження буде не настільки великим, використовують кутові проміжні опори. Якщо кут повороту більше, потрібна більш жорстка конструкція, і в такому випадку використовують кутові анкерні опори з відповідним кріпленням дротів.
- Кінцеві опори встановлюються на початку або в кінці повітряної лінії, ставляться перед електричними підстанціями на портали ВРП (відкритих розподільних пристроїв).

- Транспозиційні – служать для зміни порядку розташування проводів на опорах.
- Відгалужувальні – для організації відгалужень від ПЛ.
- Перехресні опори встановлюють на перетині повітряних ліній двох напрямків.
- Противітрові використовують для посилення механічної міцності.

Також опори класифікують:

*За будовою*, будова повітряних ліній електропередачі може мати різні форми залежно від типу лінії. Високовольтні лінії електропередач зазвичай виконуються наступними:

- Гратчасті сталеві опори;
- Циліндричні сталеві опори;
- Бетонні опори;
- Опори із пластику підвищеної міцності (їхнє застосування обмежене через високу вартість);
- Опори з дерева (застосовують у невеликих населених пунктах і сільській місцевості);

Відстань між опорами визначається розрахунком на механічну міцність залежно від перерізу, марки проводу, типу опор, швидкості вітру й наявності ожеледі. За способом встановлення опори поділяються на ті, які встановлюються безпосередньо в ґрунт та опори, які встановлюються на фундаменти (вибір відбувається за необхідним навантаженням, що має нести опора).

*За напругою*, в залежності від напруги опори відрізняються розмірами і вагою. Чим більша напруга, тим вище опори, довше її траверси і більше її вага. Збільшення розмірів опори викликано необхідністю отримання необхідних відстаней від проводу до тіла опори і до землі, що відповідають ПУЕ для різних класів напруг.

- Для ЛЕП 0,4 кВ використовуються невеличкі залізо-бетонні опори, інколи — дерев'яні.
- Для ЛЕП 6 кВ та 10 кВ використовуються трішки вищі залізо-бетонні опори (рідко використовуються дерев'яні, ще рідше — металеві).
- Для ЛЕП 35 кВ використовуються вдвічі вищі залізо-бетонні (проміжні) та металеві опори (анкерні, проміжні) опори. Анкерно-кутовими зазвичай можуть бути металеві, значно рідше — бетонні опори на тросах, які тримають опору.
- Для ЛЕП 110 та 150 кВ використовуються ще вищі опори, з грозозахисним тросом. Як правило, проміжні — залізо-бетонні, анкерні — металеві.

- Для ЛЕП 220 та 330 кВ використовують великі П-подібні залізобетонні (проміжні), та металеві (анкерні, проміжні) опори з двома грозозахисними тросами. На ЛЕП 330 кВ кожна фаза має по два проводи, так зване «розщеплення». На ЛЕП 220кВ частіше використовують прості опори, а кутовими служать спеціальні металеві опори з одним грозозахисним тросом. Розщеплення застосовують щоб зменшити втрати електроенергії. Інколи, кутовими опорами для ЛЕП 220 кВ та 330 кВ може бути трьохстійкова бетонна опора (складається з трьох бетонних опор).
- Для ЛЕП 400 кВ, 500 кВ використовуються П-подібні металеві (проміжні) опори, а на поворотах П-подібні опори з п'ятьма «ніжками». ЛЕП 400 кВ має по два проводи на кожен фазу, ЛЕП 500 кВ — по три на кожен фазу.
- Для ЛЕП 750 кВ використовуються П-подібні та V-подібні металеві (проміжні) опори. На поворотах — величезні трьохстійкові анкерно-кутові металеві опори. Кожна фаза має по чотири (інколи по п'ять) проводів на кожен фазу.
- Для ЛЕП 1150 кВ використовуються V-подібні металеві опори, а на поворотах металеві трьохстійкові опори. ЛЕП 1150 кВ має по вісім проводів на кожній фазі та чотири грозозахисні троси (в Україні ЛЕП такої напруги не існує).

Для виготовлення опор використовують дерево, метал або залізобетон.

Дерев'яні й залізобетонні опори ПЛ на напругу 1-10кВ мають наступну систему позначень. Буквами П та УП позначають проміжні й кутові проміжні опори, УА - кутові анкерні, КА - кінцеві анкерні, ОП - проміжні, ОА - відгалужені анкерні і т.д. У позначенні дерев'яних опор додають через дефіс букву Д. Уніфіковані дерев'яні опори ПЛ до 1 кВ мають у позначенні букву Н, а опори ПЛ для спільної підвіски проводів 1 кВ і 6-10 кВ - букву С.

Залізобетонні приставки позначають буквою Б, а дерев'яні - другою буквою Д. Крім того в позначення входять цифри, що позначають типорозмір опори, напруга лінії або висоту стійки. Наприклад, КС -2ДД – дерев'яна кінцева опора з дерев'яною приставкою для спільної підвіски проводів ПЛ 1 і 6-10 кВ.

Дерев'яні опори ПЛ на напругу 35-220 кВ позначають буквами П, В, З, Д, які відповідно означають: проміжні, анкерно-кутові, спеціальні й дерев'яні. Цифрами позначають напругу ПЛ і умовний типорозмір опори (непарний - для одноланцюгових і парний - для дволанцюгових). Наприклад, УД 220-1 означає, що опора анкерно-кутова, одноланцюгова на напругу 220 кВ.

Металеві й залізобетонні опори ПЛ на напругу 35-330 кВ мають

наступну систему позначень. Буквами П і ПС позначають проміжні опори, ПВС - проміжні із внутрішніми зв'язками, ПУ або ПУС - проміжні кутові, ПП - проміжні перехідні, В або ВУС анкерно-кутові, К або КС - кінцеві, Б - залізобетонні (відсутність букви означає, що опора сталева). Цифри після букв, вказують напругу лінії, а цифри після дефіса - типорозмір опори. У позначенні проміжних опор можуть додаватися букви В і Т, коли ці опори використовують в якості кутових і із тросостійкою. Наприклад, ПБ 110-1Т - проміжна одноланцюгова одностоякова залізобетонна опора із тросостійкою на напругу 110 кВ.

## 5.2 Дерев'яні опори

Для виготовлення дерев'яних опор рекомендують використовувати сосну або модрина, тому що ці породи дерев містять велику кількість смоли, що не дозволяє волозі проникати до серцевини опори. Допускається виконувати деякі дерев'яні елементи опор з ялини або ялиці. До достоїнств таких опор слід віднести досить високу механічну міцність, малий опір вітровим навантаженням, а також простоту виготовлення конструкцій з деревини. За рядом показників, таких як: електроізоляційні властивості, перевантажувальна здатність, коефіцієнт гнучкості, дерев'яні опори не уступають залізобетонним.

Основним недоліком дерев'яних опор є короткий термін служби, який не перевищує 10 років. Для виготовлення опор використовують попередньо просушену деревину, вологість якої не перевищує 20-22%. При збільшенні вологості до 30%, у деревині починає інтенсивний процес гниття, викликаний грибками, що знижує термін її служби. Тому деревину піддають антисептуванню. Для цих цілей застосовують маслянисті й мінеральні антисептики. В якості маслянисті антисептики, як правило, застосовують креозотове масло в суміші з мазутом, яким насичують готові елементи дерев'яних опор на підприємствах. Основним недоліком таких маслянистих антисептиків є їхня здатність до загоряння й шкідливий вплив на шкіру людини.

Мінеральні антисептики (фтористий натрій, динітрофенол і т.ін.) більш безпечні й застосовуються для додаткової обробки деревини при складанні опор безпосередньо на трасі.

Для зменшення впливу процесів гниття й підвищення терміну служби дерев'яних опор в якості фундаментів використовують залізобетонні приставки або палі.

До недоліків дерев'яних опор варто також віднести їх пожежонебезпеку. Опори із залізобетонними приставками менш пожежонебезпечні, ніж опори з дерев'яними приставками. У зв'язку із цим, для захисту від загоряння навколо кожної опори з дерев'яною приставкою рекомендується розчищати від трави й чагарнику площадку радіусом не менше двох метрів або викопувати канавку шириною 0,6 метра й глибиною 0,4 метра.

Для усунення загоряння опори в результаті протікання струму витоків у місцях кріплення ізоляторів і зчленування дерев'яних деталей, всі металеві елементи повинні мати щільний контакт із деревиною.

Основні конструкції дерев'яних опор ПЛ, які застосовують у мережах на напругу до 1 кВ наведені на рис. 5.1.

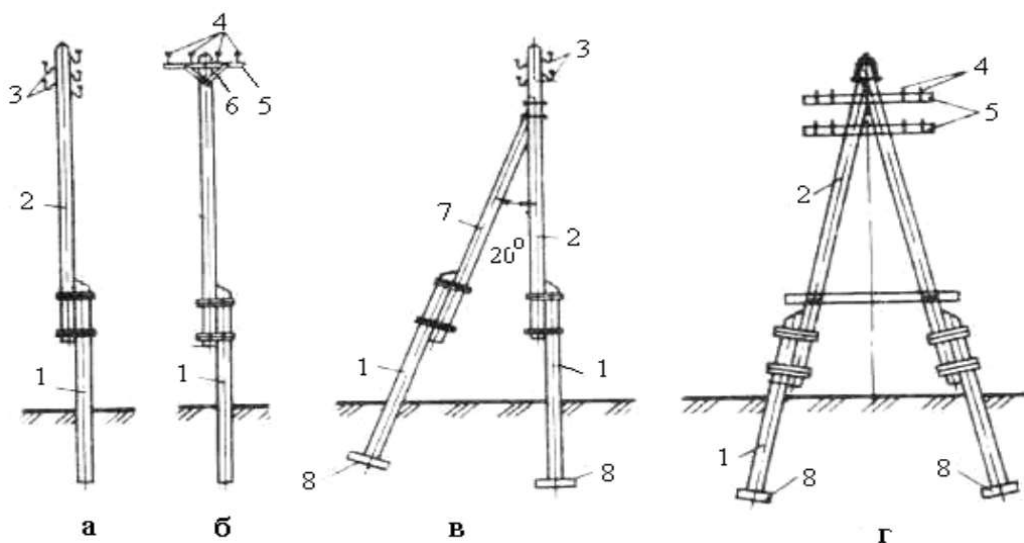


Рис. 5.1 - Дерев'яні опори ПЛ на напругу до 1кВ 1 - приставка; 2 - стійка; 3 - гак; 4 - штирі; 5, 6 - траверса і її розкіс; 7 - підкіс опори; 8 - ригель.

Стійки й підкоси виготовляють із просочених стовпів довжиною 7,0-9,0 метрів і діаметром у верхній частині не менш 14 мм. До стійок і підкосів за допомогою дротових бандажів або припасовочних хомутів кріплять залізобетонні приставки довжиною 4,25 або 6 м. Для підвищення міцності закладення опор у слабких ґрунтах, у їхніх підставах закріплюють залізобетонні плити або дерев'яні ригелі.

Траверси виготовляють із просоченої деревини, як правило, прямокутного перетину. До стійок їх кріплять за допомогою болтів і розкосів. Відстань між проводами на траверсах проміжних опор повинне бути 400мм, а на кутових і анкерних - 550 мм.

Гаки на опорах розташовують по обидва боки стійки у шаховому

порядку. Відстань між гаками розташованими з однієї сторони 400 - 600мм. Верхній гак розташовують на відстані не менше 200 мм від верхівки опори.

Для електричних мереж 6-10 кВ розроблено три типи опор: одностоякові, А-образні й трьохстоякові (рис. 5.2).

Деталі опор всіх типів уніфіковані: стійки мають довжину 8,5 м, залізобетонні приставки - 4,5 і 6 м. Технологія складання опор така ж як на ПЛ на напругу до 1 кВ.

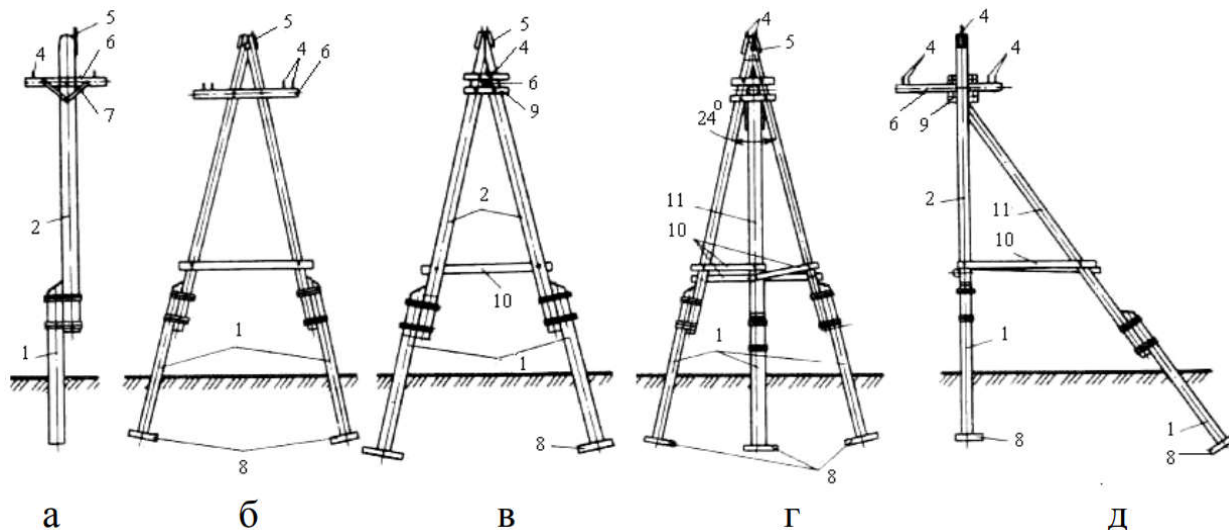


Рис. 5.2 - Дерев'яні опори ПЛ на напругу 6-10 кВ: 1 - приставка; 2 - стійка; 4 - штир; 5 - оголовок; 6 - траверсу; 7 - розкіс; 8 - ригель; 9 - підтраверсник; 10 - поперечка; 11 - підкіс.

Розглянуті типи опор можуть застосовуватися й в електричних мережах на 35 кВ для кріплення так званих «легких» проводів, які мають незначну питому вагу, наприклад, марки А, АС перетином до 95 мм<sup>2</sup>. Для кріплення інших марок проводів у мережах 35-220 кВ застосовують проміжні опори з кутовою траверсою, проміжні П-образні й АП-образні анкерні й кутові (рис. 5.3).

Опори на напругу 35-110 кВ мають стійки довжиною 11 м і одинарні дерев'яні траверси й приставки. Довжина стійок на напругу 220 кВ становить 13 м, їхні траверси й приставки подвійні.

Проводи на опорах розташовуються в одній площині на підвісних ізоляторах. Відстань між проводами ПЛ 35 кВ становить 3 м, ПЛ 110 кВ - 4 м, а ПЛ 220 кВ - 5 м. Гірлянди ізоляторів кріпляться до траверс за допомогою спеціальних деталей.

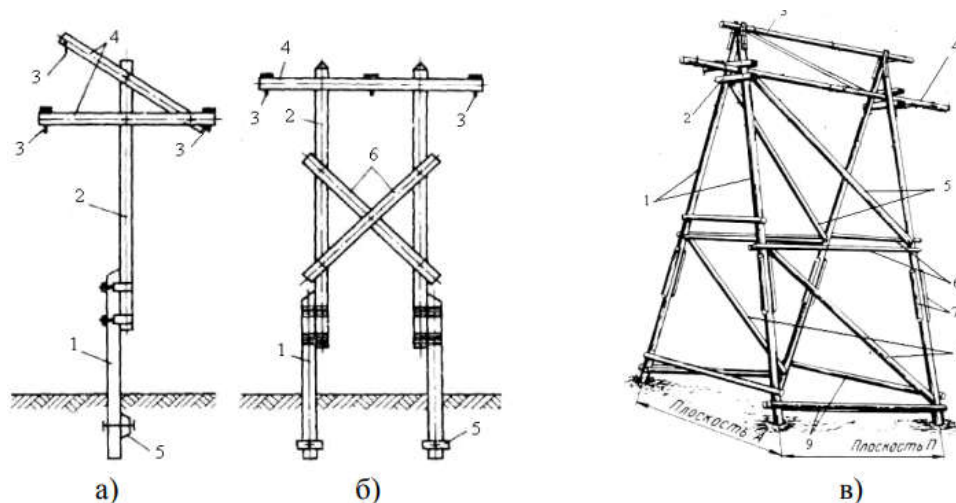


Рис. 5.3 - Дерев'яні опори ПЛ на напругу 35-110 кВ: а ) проміжна з кутовою траверсою для ПЛ 35 кВ; б) П-образна з розкосами для ПЛ 35-110 кВ; 1 - приставка; 2 - стійка; 3 - вузол кріплення гірлянди ізоляторів; 4 - траверси; 5 - ригель; 6 - розкоси ; в) АП-образна дерев'яна тросова опора ПЛ 35-110 кВ: 1 - А-образна ферма; 2 - підтраверсник; 3,4 - траверси для кріплення тросів і проводів; 5, 8 - розкоси верхнього й нижнього ярусів; 6, 9 - поперечки верхнього й нижнього ярусів; 7 - накладки.

АП-образні опори (рис. 5.3,в) складаються із двох А-образних ферм, з'єднаних між собою траверсами, розкосами й поперечками. У відмінності від П-образних опор у даній конструкції стійки з дерев'яними приставками з'єднують встик за допомогою накладок і болтів.

### 5.3 Залізобетонні опори

Дані опори застосовують для спорудження ліній ПЛ до 750 кВ. До їх достоїнств слід віднести високий термін служби, скорочення часу на складання опор у порівнянні з дерев'яними й металевими опорами, а також низькі експлуатаційні витрати.

Основним недоліком залізобетонних опор є їх велика вага, що викликає певні труднощі при їх транспортуванні й застосування спеціальної техніки великої вантажопідйомності при їх монтажі.

Опори ПЛ на 1, 6, 10 кВ випускають наступних типів: одностоякові (проміжні), одностоякові з підкосами й А-образні (кутові, кінцеві й анкерні).

Основними елементами залізобетонних опор є стійки, траверси, тросостійки й ригелі.

Стойки можуть мати круглий або прямокутний суцільний перетин.



Конічні й циліндричні стійки виготовляють на спеціальних відцентрових машинах (центрифугах), які формують і ущільнюють бетон. Центрифуговані стійки застосовують на ПЛ практично всіх напруг. Відповідно змінюються геометричні розміри стійки. Так, наприклад, для ПЛ 1-10 кВ довжина конічної стійки становить 10-11 м за діаметра нижнього й верхнього торців відповідно 320 і 170 мм, а для ПЛ на напругу 35 кВ довжина конічної стійки вже перебуває в межах 22,5-26 м з діаметром комля до 650 мм. Оснащення на таких опорах можуть закріплюється хомутами або за допомогою болтових з'єднань через наскрізні отвори.

Стойки прямокутного перетину виготовляють шляхом вібрування бетону в спеціальних формах. Проміжні опори з віброваних стійок, як правило, забезпечують металевими траверсами.

Проміжна й кутова опори з віброваних стійок зображені на рис. 5.4. Стойки цих опор оснащені закладними деталями з отворами, що дозволяє закріплювати металеві траверси за допомогою болтів. До траверс приварюють штирі або гаки, на які встановлюють ізолятори.

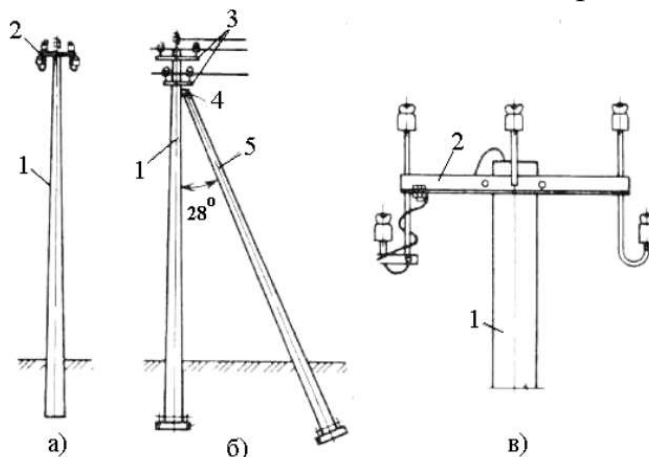


Рис. 5.4 - Залізобетонні опори ПЛ до 1 кВ із віброваними стійками: а) проміжна, б) кутова, в) верхівка проміжної опори з траверсою; 1 – стійка; 2, 3 - траверси проміжної й кутової опор; 4 - кронштейн для кріплення підкоса; 5 - підкіс.

Дані опори розраховані на підвіску проводів А-25 - А-70; АС-25 - АС-50. Проміжна одностоякова опора із центрифугованою стійкою на напругу 6 - 10 кВ наведена на рис. 5, а. До стійки наскрізними болтами й розкосами кріплять стандартні дерев'яну або металеву траверси, а також верхівковий штир. Для з'єднання стійок в анкерній опорі (рис. 5.5,б) використовують металеву пластину й підтраверсники.

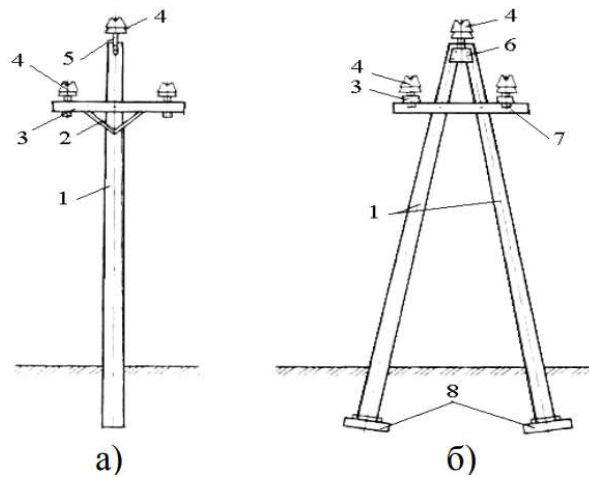


Рис. 5.5 - Залізобетонні опори ПЛ на напругу 6-10 кВ із центрофугованих стійок: а) проміжна; б) анкерна; 1 - стійка; 2 - розкоси; 3 - траверси; 4 - ізолятори; 5 - верхівковий штир; 6 - металева пластина; 7 - підтраверсники; 8 - анкерно-опорні плити.

Опори ПЛ на 35-500 кВ являють собою одностоечні й порталні конструкції, основними елементами яких є стійка, траверса й тросостійка. На ПЛ 35-220 кВ використовують проміжні одностоякові вільностоячі одно- і дволанцюгові опори із циліндричними й конічними стійками (рис. 5.6 а,б), а на ПЛ 330-500 кВ - одноланцюгові порталні опори з металевими траверсами (рис. 5.6 в).

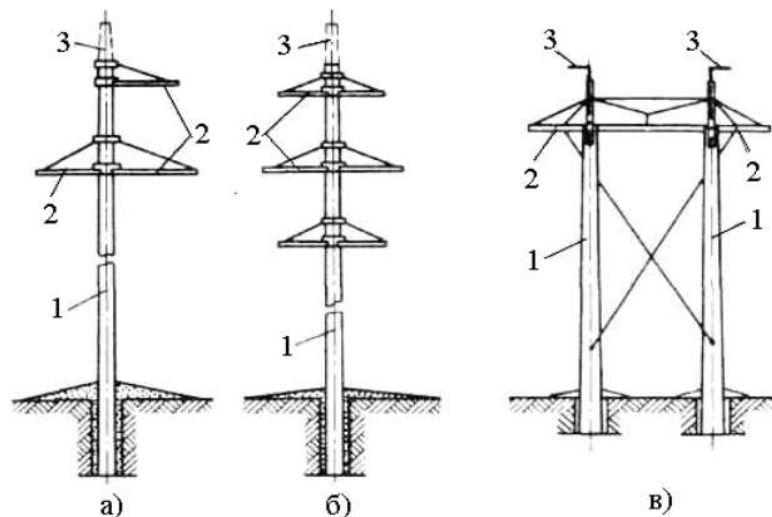


Рис. 5.6 - Проміжні залізобетонні опори: а), б) - одностоякові одно- та дволанцюгові для ПЛ 35-220 кВ; в) портална з металевою траверсою «рівного опору» для ПЛ 500 кВ; 1 - стійка, 2 - траверси, 3 - тросостійка

З метою усунення можливості потрапляння вологи до середини стійок, на її торцях встановлюють кришки - заглушки, а нижню частину обробляють гідроізоляційним складом. Такі кришки встановлені в нижній частині стійок, крім того, збільшують площу тиску на ґрунт і, відповідно, міцність її закладення.

На напругу 35-110 кВ, як кутові опори, використовують одностоякові залізобетонні опори з відтягненнями.

Одностоякові вільностоячі залізобетонні опори з діаметром стійок 800мм застосовують на ПЛ 110-330 кВ у якості кінцевих, кутових і анкерних опор.

Для забезпечення заземлення в середині, вздовж стійки в бетоні прокладають спеціальний заземлюючий спуск.

## **5.4 Металеві опори**

Металеві опори виготовляють зі сталі або алюмінієвих сплавів. Застосовують їх на ПЛ електропередачі практично всіх напруг. Маючи велику механічну міцність, ці опори, як правило, використовують в районах з важкими кліматичними умовами, в гірській місцевості або на важкодоступних трасах. Їх також застосовують в якості кутових і анкерних опор для ПЛ 110-500 кВ, а також перехідних опор для переходів великої довжини.

Основними недоліками металевих опор є їх більша у порівнянні із залізобетонними опорами вартість, а також низька корозійна стійкість.

За конструкцією сталеві опори розділяються на одностоякові або баштові й порталні, а за способом закріплення в ґрунт - вільностоячі й з відтягненнями. При розмірі нижньої частини 2,7 метра й більше одностоякові опори називаються широкобазими, а менше - вузькобазими.

Основними елементами металевих опор є стовбур, траверси й тросостійка (рис. 5.7).

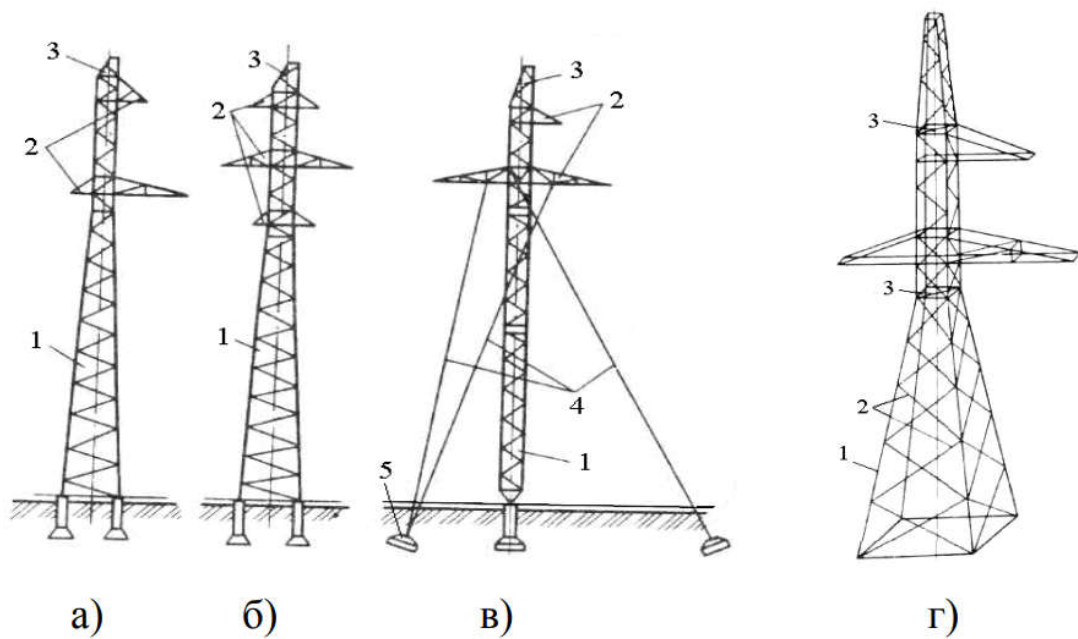


Рис. 5.7 - Проміжні металеві опори: а), б) - вільностояча одно- і дволанцюгова баштового типу; в) одноланцюгова з відтягненнями: 1 - стовбур, 2 - траверси, 3 - тросостійка, 4 - відтягнення, 5- анкерна плита; г) - елементи стовбура металеві опори: 1- пояс, 2- ґрати, 3 - діафрагма.

Стовбур, як правило, виконують у вигляді чотиригранної усіченої піраміди зі сталевого прокату та складається з: поясу, ґрат й діафрагми. Ґрати, в свою чергу, складаються з розкосів і розпірок, а також додаткових зв'язків. Залежно від способу з'єднання елементів, опори діляться на зварені й болтові. Виготовлені на підприємствах у вигляді окремих просторових секцій, вони доставляються на трасу ПЛ, де й відбувається їхнє остаточне складання.

Траверси одностоякових опор мають звичайну плоску рамну або просторову конструкцію й виконані з швелерів.

Для підвіски грозозахисних тросів на вершині стовбура опори встановлюють тросостійку у вигляді усіченої піраміди. Тросостійки порталних опор, як правило, кріплять на траверсах.

Пояси стовбурів вільностоячих опор кінчаються внизу опорними черевиками, які кріпляться до фундаменту анкерними болтами. Стовбури опор з відтягненнями кріпляться до фундаменту спеціальними шарнірними п'ятами.

Конструкції проміжних опор ПЛ 220 і 330 кВ аналогічні опорам 110 кВ, але мають більшу відстань між проводами й відповідно – більшу довжину траверс.

Деякі конструкції проміжних одноланцюгових опор на напругу 500-

1150кВ наведені на рис. 5.8.

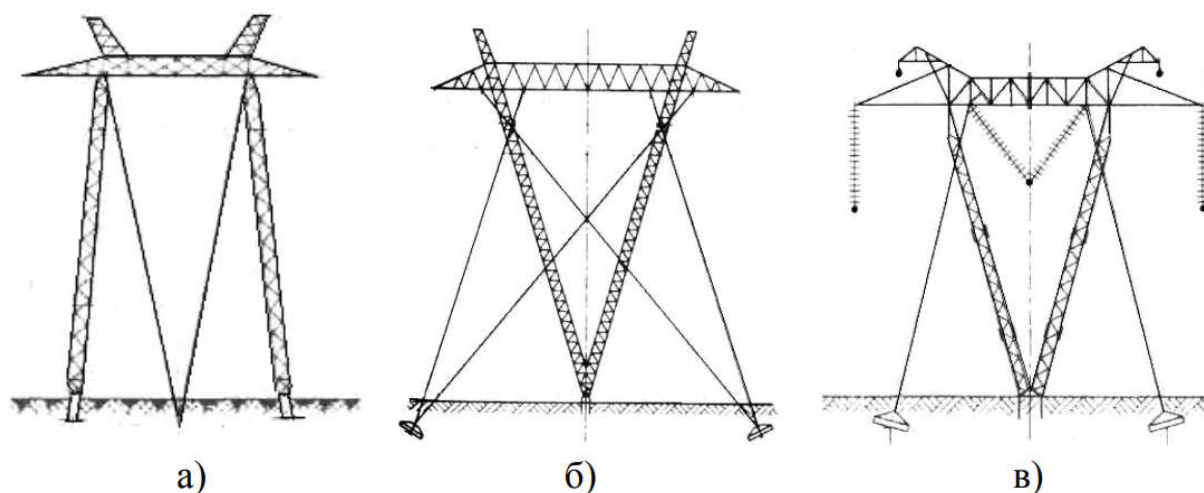


Рис. 5.8 - Сталеві проміжні опори: а) - одноланцюгова опора на відтягненнях ПЛ 500 кВ; б) - одноланцюгова опора ПЛ 750кВ; в) - одноланцюгова опора на відтягненнях ПЛ 1150 кВ

Як правило, застосовуються одноланцюгові й дволанцюгові металеві опори. З метою зменшення земельних площ, що відводяться під лінії електропередачі були розроблені конструкції багатоланцюгових опор. Один з варіантів 4-х ланцюгових металевих проміжних і анкерно-кутових опор для ПЛ напругою 110-150 кВ наведений на рис. 5.9.

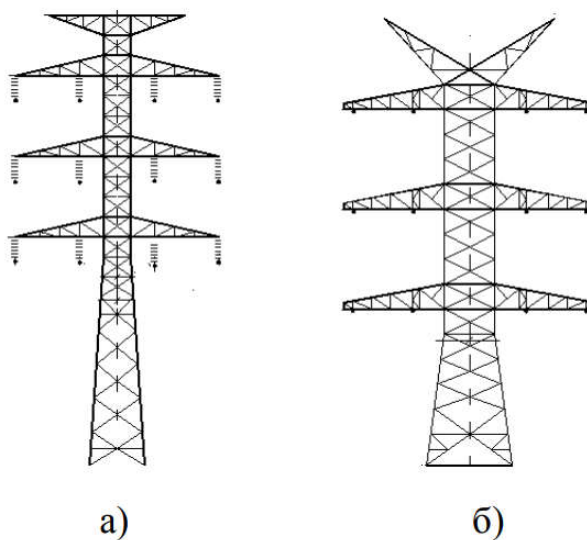


Рис. 5.9 - Металеві чотирьохланцюгові опори на напругу 110-150 кВ: а) проміжна; б) анкерно-кутова

Анкерно-кутові опори ПЛ 35-330 кВ виготовляють також вільностоячими баштового типу. Через великі навантаження поперечні розміри стовбура цих опор значно збільшені, а висота підвіски нижнього проводу знижена.

В останні роки почали активно впроваджувати металеві опори, які збирають з довгомірних багатогранних елементів, виготовлених зі сталевого листа. Такі опори одержали назву металеві гнуті стійки (МГС). Виготовляють такі опори шляхом вигину сталевого листа з наступним зварюванням або з'єднанням його країв на ребрі або грані. Товщина сталевого листа може коливатися від 2 до 12 - 14 мм. Застосовувати меншу товщину листа не рекомендують у зв'язку зі зменшенням механічної міцності стійки. При збільшенні товщини листа погіршується якість звареного шва.

Перетин стійки в комлі лежить у діапазоні: 450 - 600 мм для стійок опор ПЛ 0,4 - 10 кВ. Для проміжних опор ПЛ напруги 110 - 500 кВ перетин перебуває в межах 750 - 900 мм. У високовольтних одностоякових анкерно-кутових опор - 1,0 - 3,0 м. Подальше збільшення перетину стійки приводить до того, що площа землі, займана опорою, стає порівнянною із площею опори ґратчастої конструкції.

Перетин вершини опори, як правило, перебуває в межах 200 - 400 мм, і визначається конусністю стійки (відношенням перетину комля до перетину вершини), що розраховується, виходячи з необхідних міцностних характеристик. Відповідно до вимог ПУЕ для забезпечення відстані, яку рекомендують, від нижнього проводу до землі, стійки виготовляються такої довжини: 9 - 13,5 м - для опор низьковольтної розподільної мережі; 22 - 26 (і більше) м - для опор високовольтних ПЛ.

Після доставки на пікет, складання опор проводять в наступній послідовності: складання багатогранної гнутої стійки; складання траверс; монтаж траверс на стійку; установка пристосувань для підйому монтажника на опору; установка тимчасового устаткування для подальшого монтажу проведення й ізоляції.

Багатогранні гнуті стійки випускають із двома варіантами з'єднання секцій: телескопічним і фланцевим. При фланцевому варіанті з'єднання, секції опори з'єднуються й скручуються болтами. При телескопічному варіанті - секції опори лежачи насаджуються одна на іншу й стягаються за допомогою спеціального пристосування й ручних лебідок.

Траверси опор на МГС бувають двох типів: багатогранні й ґратчасті. Для ґратчастих траверс, що надходять на пікет у розібраному вигляді, складання здійснюється за звичайною технологією, відповідно до складальних креслень.

Приєднання траверс до опори виконують на болтах або шпильках, залежно від проектного рішення.

Далі монтуються пристосування для підйому монтажника на опору, які залежно від вимог замовника, можуть встановлюватися стаціонарно або

демонтуватися після закінчення монтажу проводів.

Залежно від типу опори, установка її виконується на анкерні болти фланцевого стику фундаменту або безпосередньо в пробурений котлован.

Основні достоїнства опор з металевих гнутих стійок полягають в наступному:

- використання комп'ютерних технологій дозволяє легко змінювати режими роботи згинальних машин без зміни оснащення, що дозволяє мати у виробництві базовий набір стійок із широким діапазоном зміни несучої здатності;

- витрата металовиробів на стійку багатогранної опори в 9 - 20 разів менше, ніж на стійку опори ґратчастої конструкції;

- трудомісткість складання опор із стійок багатогранного перетину в 7 - 8 разів нижче, ніж з болтовою ґратчастою опорою, та в 1,3 рази – в порівнянні із залізобетонною;

- зменшується маса опор ПЛ в 2,2 рази в порівнянні із залізобетонними;

- зменшується час на монтаж багатогранних опор ПЛ, оскільки вони мають, як правило, одну підставу, що в 4 рази зменшує витрати матеріалу на фундамент і в 12 разів знижує трудомісткість на пристрій котловану під циліндричний фундамент у порівнянні з фундаментами для ґратчастих конструкцій;

- несуча здатність стійок (траверс) опор легко може бути змінена в широких межах, як за рахунок товщини листового металу, так і за рахунок кута нахилу конуса;

- не потрібна спецтехніка для доставки МГС на пікет, що дозволяє скоротити час транспортування опор і, відповідно, вартість доставки;

- зменшується смуга відчуження, що робить мінімальний негативний вплив на навколишнє середовище;

- збільшується термін служби опор у порівнянні із залізобетонними опорами;

- капітальні витрати на 1 км ліній електропередач на 25-50% нижче, ніж при використанні залізобетонних і сталевих фермових опор;

- опори на основі багатогранних сталевих стійок володіють антивандальними властивостями.

Перший досвід будівництва ліній електропередачі в Україні підтвердив переваги багатогранних опор. Насамперед, ці переваги виявились при вирішенні транспортних проблем, причому, чим складніша транспортна схема, тим ефективніше застосування багатогранних опор.

Крім того, обсяг будівельно-монтажних робіт в порівнянні із залізобетонними опорами скорочується практично в 2 рази за рахунок ваги й

зменшення кількості опор. У порівнянні із гратчастими опорами, обсяг будівельномонтажних робіт знижується на порядок за рахунок зменшення питомих витрат на спорудження однієї опори.

Основними типами опор є: проміжна опора ПМ 110-2 і анкерно-кутова опора УМ 110-2. Для цих опор виконують варіантну оптимізацію конструкції, що полягає в техніко-економічному порівнянні варіантів. Кількість варіантів для оптимізації визначають перебором наступних параметрів:

- стріла прогину проводу - 6, 8, 10, 12, 16 і 20 метрів - для проміжних опор;

- висота підвісу нижнього проводу- 10,5 м - для анкерно-кутових опор;

- кількість граней у секціях стійки - 8, 10, 12 - для проміжних опор і 10, 12, 16 - для анкерно-кутових опор;

- розмір комля й верху стійки (конусність) - 500 - 200 мм, 600 - 200 мм, 700 - 200 мм - для проміжних опор і - 800 - 400 мм, 1000 - 400 мм, 1200 - 400 мм, 1600 - 400 мм, 1800 - 400 мм, 2000 - 400 мм - для анкерно-кутових опор.

Для кожного з варіантів виконують повний силовий розрахунок і визначають мінімально необхідну товщину сталі в кожній секції стійок і в кожному перетині через 0,1 м у діапазоні 4 - 14 мм із кроком 1 мм.

При необхідності визначають конструкцію фланцевих з'єднань.

Визначення вартості 1 км ПЛ для кожного варіанта виконують з урахуванням наступних витрат: вартості металу для виготовлення МГС із урахуванням розкрою; вартості металу для виготовлення траверс; вартості металу для виготовлення фланців; вартості металовиробів для стикування секцій, а також кріплення траверс і фланців; вартості металу й бетону для закріплення опор у ґрунті; заводських витрат на виготовлення МГС залежно від кількості граней; витрат на постійний відвід землі під опори; витрат на вирубку просіки; витрат на установку опор і фундаментів; витрати на арматуру та ізолятори.

Анкерно-кутові опори при оптимізації розраховують на кут повороту траси не менше 60° .

Після проведення оптимізації основних опор і визначення їхньої конструкції, виконують визначення сфери застосування опор для інших марок проводів: АС 70/11, АС 95/16, АС 120/19, АС 150/24, АС185/29 і АС 300/39 (с визначенням товщини кожної секції) і визначення підтипу стійки для кожного проводу.

Для основної анкерно-кутової опори сфера її застосування (з визначенням товщини кожної секції) і підтип стійки, визначають для різних кутів повороту траси: від 0 до 20о , від 20 до 40о , від 40 до 60о , від 60 до 75о



, від 75 до 90о .

Однак, не слід розглядати МГС як деякі універсальні конструкції, які дозволяють замінити всі відомі типи опор ПЛ електропередачі. Раціональний підхід до визначення сфери застосування МГС дозволяє багато в чому істотно зменшити витрати на будівництво ПЛ і їхню подальшу експлуатацію. Для кожного конкретного випадку ефективність застосування того або іншого типу опор залежить від різних факторів. До таких факторів можна віднести: кліматичні умови району, особливості технічного завдання на будівництво об'єкта, близькість виробництва того або іншого типу опор і т.ін. У зв'язку з різноманіттям умов будівництва доцільно попередньо оцінити сферу ефективного застосування конкретних типів МГС. Це дозволить уникнути необґрунтованих витрат під час будівництва ПЛ і прискорить одержання економічного ефекту від реалізації конкретних проектів.

В електричних мережах напругою до 10 кВ економічно ефективніше є застосування залізобетонних опор, які мають в 5-6 разів меншу вартість у порівнянні з металевими. Однак, у важкодоступних районах застосування МГС істотно зменшує витрати на транспорт і монтаж ліній у зв'язку з чим металеві опори стають на 30% ефективніше залізобетонних.

Слід зазначити, що при розрахунку економічної ефективності не враховувалися характеристики надійності електричних мереж. Досвід експлуатації електричних мереж 0,4 - 10 кВ свідчить, що в разі виникнення екстремальних метеорологічних умов найбільшому руйнуванню піддаються електричні мережі на базі трапецеїдальних стійок з віброваного бетону. У зв'язку з цим оцінку доцільності застосування опор на МГС в електричних мережах 0, 4-10 кВ слід проводити з урахуванням втрат від аварій, терміну служби й експлуатаційних витрат.

Найбільш повно свої переваги багатогранні опори проявляються в електричних мережах 35 - 220 кВ. У порівнянні з ЛЕП із центрифугованими бетонними опорами лінії з опорами МГС дешевше на 6-10 %. Основним фактором, що забезпечує перевагу багатогранних опор, є збільшення пролітних відстаней в 1,5-2 рази.

Порівняння вартості будівництва ЛЕП на багатогранних і ґратчастих опорах показало, що практично за всіма складовими витрат використання опор на МГС економічно доцільніше. Вартість 1 км ліній даного класу на ґратчастих опорах виявляється на 35-40 % вища. Як і в мережах 0, 4-10 кВ переваги опор на МГС зростають при будівництві ЛЕП у важкодоступних районах. Слід також зазначити, що при використанні опор на МГС скорочується час будівництва ПЛ.

В електричних мережах напругою 330 - 500 кВ, як показали результати

розрахунків, застосування залізобетонних опор економічно недоцільне. Порівняння опор на МГС і металевих ґратчастих опор показало, що для ПЛ 330 кВ обидва типи опор рівноефективні. Для ПЛ 500 кВ ґратчасті опори мають певні переваги. Обумовлено це збільшенням маси багатогранної опори, а також збільшенням вартості фундаменту.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 5**

1. Самостійно відновити матеріал з класифікації типів опор та їх призначення;
2. Самостійно відновити матеріал з переліку недоліків та переваг типів опор між собою;
3. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Способи монтажу та закріплення опор у ґрунті.

## ЛЕКЦІЯ 6

### ТЕМА 6. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Мета: ознайомлення з теоретичним матеріалом по будові і призначенню трансформаторних підстанцій

#### План лекції

1. Основна характеристика трансформаторних підстанцій;
2. Конструкція та робота комплектної трансформаторної підстанції;
3. Класифікація підстанцій за призначенням;
4. Схеми приєднань ТП до головних понижувальних підстанцій;
5. Призначення розподільчих пристроїв.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

#### 6.1 Основна характеристика трансформаторних підстанцій

**Трансформаторна підстанція** – це електроенергетичний об'єкт, який служить для зменшення чи підвищення напруги змінного струму і для розподілу електроенергії і складається з понижувальних трансформаторів разом з комутаційними, захисними та вимірювальними аппаратами (рис. 6.1).

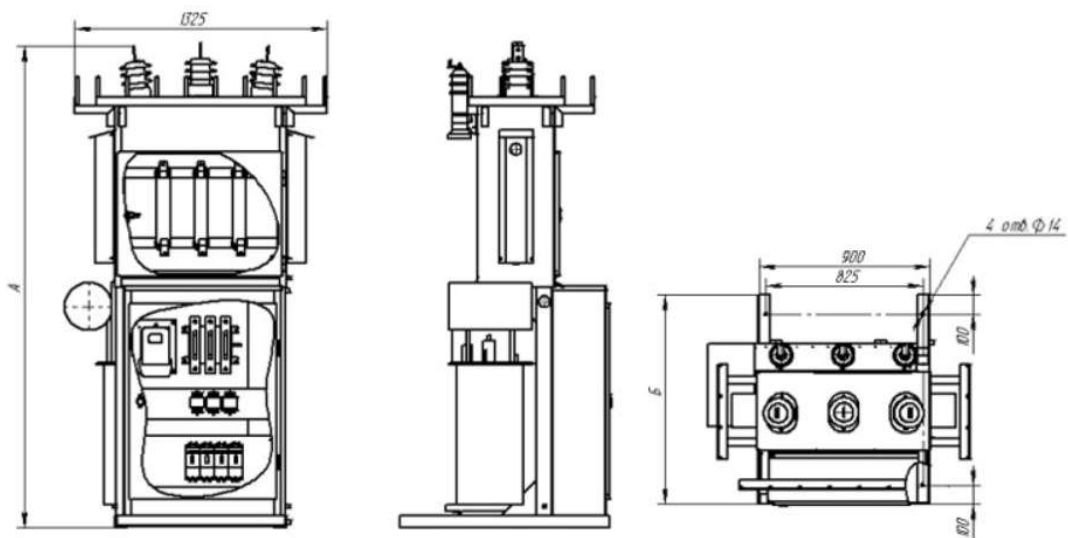


Рис. 6.1 – Схематичне зображення трансформаторної підстанції

**Трансформаторна підстанція** складається:

- з понижувальних трансформаторів чи автотрансформаторів;
- вимірювальних трансформаторів струму і напруг;
- розподільних установок;
- апаратури керування;
- апаратури захисту.

Основний компонент трансформаторної підстанції - силовий трансформатор, який забезпечує на виході отримання напруги необхідного рівня. Найпростіший трансформатор складається з двох обмоток, які одягнені на сердечник з м'якої електротехнічної сталі. Змінний струм, що протікає по первинній обмотці цього статичного пристрою, створює магнітний потік, який наводить струм у вторинній обмотці.

Знижувальні трансформаторні підстанції електроенергетичних систем за призначенням поділяються на:

- районні;
- місцеві.

**Районні підстанції** живляться від ліній високої напруги 220...750 кВ і призначені для постачання електроенергії великим районам з потужними споживачами або для доставки електроенергії до найближчих пунктів перетворення її параметрів, тобто до суміжних підстанцій. Вторинна напруга районної ПС становить 35...110 кВ.

Високовольтне електрообладнання районної ПС розміщується, переважно, на відкритій площадці. Трансформатори та вимикачі монтується на бетонній основі, а решта обладнання (роз'єднувачі, розрядники, вимірювальні трансформатори, збірні шини) монтується на сталевих конструкціях.

**Місцеві підстанції** живляться від ліній 35...110 кВ, тобто від ліній вторинної напруги районних ПС і призначені для постачання електроенергії споживачам, які розташовані неподалік. Вторинна напруга місцевих ПС становить 6...10 кВ.

Залежно від розміщення устаткування розрізняють місцеві підстанції:

- відкритого типу – устаткування розташоване на відкритому повітрі (рис. 6.1);
- закритого типу – устаткування у спеціальній споруді (рис. 6.2).

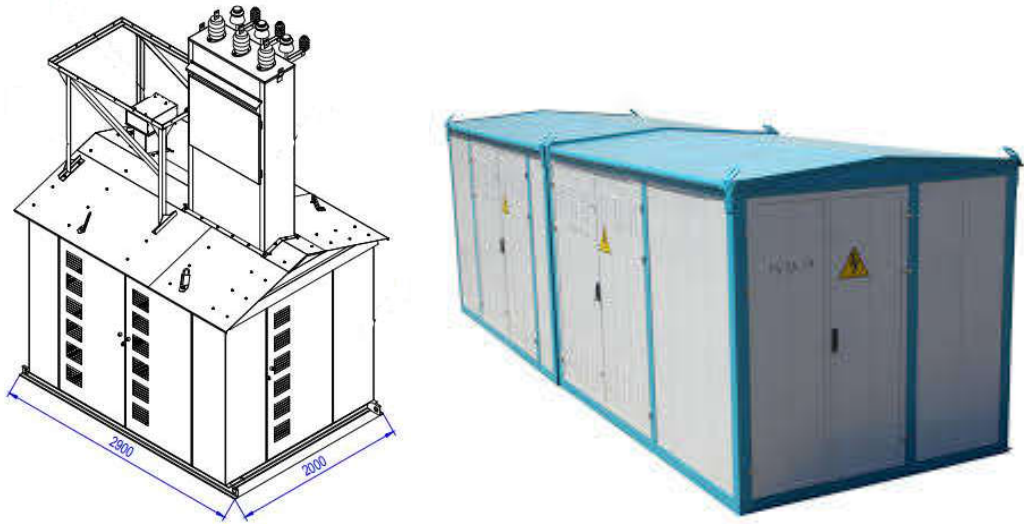


Рис. 6.2 – Приклад трансформаторних підстанцій закритого типу

В закритих трансформаторних підстанціях кожен масляний трансформатор встановлено в окремій закритій камері. Подальше зниження напруги від 6...10 кВ до 0,4 кВ (220/380 В) виконується в трансформаторних кіосках, трансформаторних пунктах, цехових підстанціях. Всі ці підстанції належать до ПС закритого типу. В містах поширені окремо встановлені трансформаторні кіоски та вбудовані в громадські будинки трансформаторні пункти. Це, переважно, ПС з одним...двома трансформаторами при первинній напрузі 6...10 кВ і вторинній 220/380 В. На рис. 6.2 зображена принципова схема такого типу підстанції.

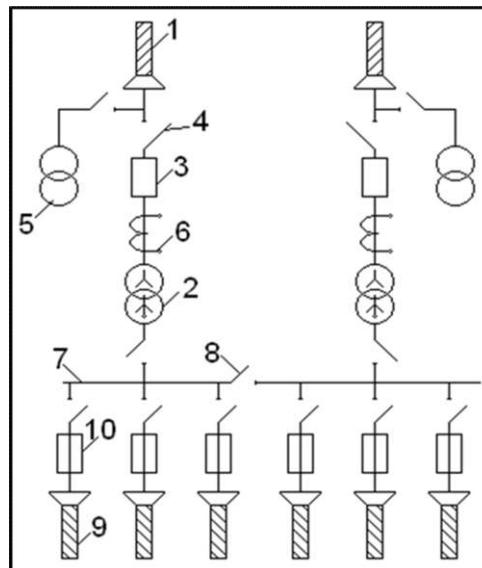


Рис. 6.2 – Принципова схема трансформаторного пункту

На принциповій схемі трансформаторного пункту зображено: 1 – трижильний високовольтний кабель 6...10 кВ, що живить ПС; 2 – силовий трансформатор; 3 – високовольтний вимикач; 4 – роз'єднувач (для створення видимого розриву під час проведення ремонтних робіт); 5 – вимірювальний трансформатор напруги; 6 – вимірювальний трансформатор струму; 7 – секція шин (для приєднання до силового трансформатора кабелів низької напруги); 8 – постійно розімкнутий секційний роз'єднувач, якого замикають коли одного з силових трансформаторів виводять у ремонт; 9 – чотирижильні кабелі (приєднання до шин) якими електроенергія передається до освітлювального та силового навантаження; 10 – плавкі запобіжники (для захисту приєднань від перевантажень і коротких замикань).

На кожній підстанції влаштовується контур заземлення, який утворюють вбиті у землю металеві труби чи кутники, сполучені між собою металевими штабами (стрічками). До контуру заземлення приєднуються корпуси всього електрообладнання, металеві конструкції, блискавковідводи. Заземлення захищає електрообладнання від грозових та внутрішніх перенапруг і обслуговуючий персонал від уражень струмом.

Розподільні установки та підстанції, як правило, виконуються як комплектні. **Комплектна розподільна установка (КРУ)** складається з повністю чи частково закритих шаф або блоків із вмонтованими в них комутаційними та іншими апаратами, пристроями захисту і автоматики, що поставляються у складеному чи повністю підготовленому для складання вигляді (рис. 6.2). Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) складається з трансформаторів та блоків комплектно розподільних установок, що поставляються у складеному чи повністю підготовленому для складання вигляді. Вони можуть встановлюватися як у закритому приміщенні (внутрішні КРУ і КТП), так і на відкритому повітрі (зовнішні КРУ і КТП).

## **6.2 Конструкція та робота комплектної трансформаторної підстанції**

Конструкція КТП із тупиковою схемою з боку ВН КТП складається із блоку ПВН і шафи РПИН, які встановлені на одній рамі й з'єднані між собою болтами (рис. 6.2).

Блок ПВН складається із шафи силового трансформатора й струмопроводу. Струмопровід встановлюється на даху шафи силового трансформатора. Шафа РПИН - це шафа з апаратами підключення відхідних ліній.

При роботі КТП забезпечується прийом електроенергії високої напруги 10 кВ, перетворення її на 0,4 кВ і розподіл по лініях, які відходять. Крім ліній, які відходять, споживачів виробничого призначення в КТП передбачені лінії зовнішнього освітлення та лінії нульового проведення.

Конструкція КТП забезпечує виконання виводів повітряних ліній, які відходять 0,4 кВ (до п'яти ліній) на номінальні струми до 250 А. Блок ПВН КТП із тупиковою схемою на стороні ВПІ призначений для підключення силового трансформатора до ПЛ 10 кВ. Струмопровід блоку ПВН забезпечує задані відстані - 4,5 м до неогороджених повітряних ввідів ВІ і 4,0 м до неогороджених повітряних виводів НН від землі при установці КТП.

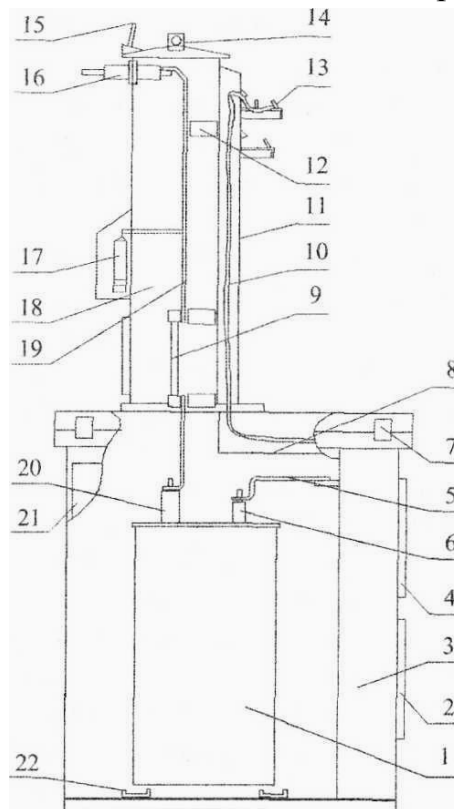


Рис. 6.3 – Основні елементи трансформаторної підстанції

Струмопровід (18, рис. 6.3) складається з кожуха, прийомних пристроїв ПЛ і ліній, які відходять. Приймний пристрій ПЛ складається з трьох сталевих штирів (15), приварених до даху кожуха під кутом, що забезпечує утримання проводів спуску ПЛ, на них встановлюються високовольні ізолятори.

Пристрій для підключення ліній, які відходять, НН складається із двох знімних траверс, до яких приварені сталеві штирі (13) під кутом, що забезпечує утримання проводів ліній, які відходять. На штирі встановлюються штиркові низьковольні ізолятори.

Головні кола ВН від проводів спуску ПЛ до силового трансформатора (1) виконані таким способом: від проводів спуску ПЛ до горизонтально встановлених прохідних ізоляторів (16) - алюмінієвим проводом. Від прохідних ізоляторів (16) до верхніх виводів високовольтних запобіжників (9) - алюмінієвими шинами (19), встановленими на опорних ізоляторах (12) нижніх виводів запобіжників до виводів ВН (20) силового трансформатора (1) - мідним дротом. До алюмінієвих шин головних кіл ПВН підключені розрядники (17), установлені в струмопроводі (18).

Головні кола НН для приєднання ліній, які відходять, ПЛ до автоматичних вимикачів, встановлених у КТП, виконаних ізольованим проводом. Проводи від автоматичних вимикачів і нульового виводу силового трансформатора (1) поза шафою РПНН (3) прокладаються по задній стінці шафи РПНН, далі під дахом шафи силового трансформатора (21) та потім по зовнішньому боці струмопроводу (18) до штирьових низьковольтних ізоляторів.

Ділянки проводів (10), прокладених під дахом шафи із силовим трансформатором (21) і по зовнішньому боці струмопроводу (18), закриваються знімними сталевими кожухами (8 та 11). Відкриті ділянки проводів (від корпусу струмопроводу до місць закріплення проводів із проводами ліній ПЛ 0,4 кВ) додатково захищені від впливу сонячного випромінювання поліхлорвініловими трубками, які надягаються на них. У стінці струмопроводу (з боку прохідних ізоляторів вводу ВН) передбачені два прорізи. Проріз, що закривається знімним сталевим листом, використовують для обслуговування головних кіл ВН, що перебувають всередині струмопроводу. Другий проріз використовується для доступу до високовольтних запобіжників (9) і закривається дверима із блокувальним пристроєм. Дія спостереження за запобіжниками на цих дверях передбачене вікно із сіткою, що закривається поворотною кришкою. На даху струмопроводу передбачені пластини (14) для підйому його при виготовленні й монтажу. Шафа силового трансформатора (21) має два прорізи із протилежних боків, що закриваються двостулковими дверима.

У лівій стінці шафи (якщо дивитися з боку шафи РПНН) для спостереження за рівнем масла в розширюваному баку силового трансформатора передбачене оглядове вікно із сіткою, що закривається поворотною кришкою. Для захисту ТП від перенапруги встановлюють вентиляльні розрядники та обмежувачі перенапруг. Розрядники використовують для захисту ізоляції електрообладнання від комутаційних та атмосферних перенапружень.



### 6.3 Класифікація підстанцій за призначенням

Підстанції мереж електропостачальних систем відіграють роль вузлів мережі, в яких електроенергія приймається, параметри її перетворюються на інші (крім РП), після чого вона видається для подальшого розподілу. Принципові схеми підстанцій, основне та допоміжне обладнання, яке на них застосовується, та конструктивне їх виконання залежать від цілої низки факторів, серед яких важливе місце займають: принципова схема мережі, категорія електроприймачів за надійністю, умови довкілля, потужність силових трансформаторів та номінальні напруги їх обмоток, вимоги щодо регулювання напруги тощо. На основі тривалого досвіду проектування та експлуатації відпрацьовані типові схеми підстанцій та їх конструктивне виконання в залежності від умов застосування.

За призначенням розрізняють вузлові розподільні підстанції (ВРП), які найчастіше відносять до системних, головні понижувальні підстанції (ГПП), розподільчі пункти (РП), цехові трансформаторні підстанції (ЦТП) або трансформаторні пункти (ТП) та спеціальні, наприклад, перетворювальні підстанції (ПП). В залежності від кількості трансформаторів вони найчастіше бувають одно- або двотрансформаторні. Кількість основних номінальних напруг може бути від однієї (на РП) до двох або трьох, дуже рідко більше. На таких підстанціях використовують двообмоткові або триобмоткові трансформатори, а також трансформатори з розщепленою вторинною обмоткою з однаковими або різними напругами віток. Головні понижувальні підстанції в залежності від схеми зі сторони вищої напруги можуть бути з вимикачами або без них, з однією або двома перемичками, в одній з них може використовуватись вимикач.

Трансформаторні підстанції можна класифікувати за різними ознаками, але найбільш часто для цієї мети залучають місце знаходження станції на рівні ієрархії електричної мережі. Відповідно, у міру зниження рівня відбувається зниження робочої напруги. Крім того, як засіб інженерного забезпечення нерухомості вони можуть перебувати поза підприємства або ж безпосередньо на його території. Загальноприйняті найменування таких підстанцій і їх основні параметри представлені в табл. 6.1.

Таблиця № 6.1

#### «Різновиди підстанцій»

Рівень ієрархії	Назва підстанції	Типова робоча напруга, кВ	Місце розташування
1	Вузлова розподільча	110 - 220	На території, що обслуговується
2	Головна понижувальна	35 - 110	
3	Глибокого введення	6 - 35	На території підприємства
4	Трансформаторний пункт	0,22 – 0,4	

Трансформаторні пункти, що знаходяться на нижньому рівні ієрархії електричної мережі, - відрізняються найбільшою численністю. Залежно від категорії обслуговується об'єкта їх обладнають одним (3-ю категорію) або двома (категорії 1 і 2) трансформаторами. Крім того, при їх створенні таких пунктів масово застосовують типові рішення.

По виду взаємодії з електророзподільної мережею підстанції ділять на кілька різновидів, табл. 6.2.

Таблиця № 6.2

**«Різновиди підстанцій по виконанню»**

Найменування	Місце розташування в мережі і особливості підключення
Кінцева (тупикова)	Отримання енергії від одного джерела
Прохідна	Знаходиться в розриві однієї або двох ліній
Розгалужена (відгалужувальна)	Обслуговує дві або більше вихідних ліній
Вузлова	Взаємодіє з двома або більше вхідними та вихідними лініями

За конструктивним виконанням вони можуть бути відкритими, напіввідкритими (або напівзакритими) та закритими. ЦТП та ТП також бувають відкритими та закритими, прибудованими, вбудованими, такими, що розташовані у спеціальному приміщенні, відкрито в цеху, або на опорах (наприклад, в сільських мережах) тощо.

Більшість підстанцій, що знаходяться в експлуатації, є комплектними, тобто такими, які повністю виготовлялись на заводі та поставлялися на місце монтажу у повному комплекті. Конструкції відповідних серій таких підстанцій однакові. В той же час значна частина підстанцій є збірними, конструкції їх є дуже різноманітними, хоч більшість з них побудована за типовими вирішеннями та проектами. Принципові схеми підстанцій вибирають комплексно з вибором схем мереж з врахуванням попереднього їх стану та перспектив розвитку. Нижче розглянуто низку принципових схем та конструкцій підстанцій, які застосовуються в електропостачальних системах.

#### **6.4 Схеми приєднань ТП до головних понижувальних підстанцій**

Одним з важливих принципів побудови мережі, який полегшує забезпечення максимальної економічної ефективності та вимог за надійністю, є уніфікація конструктивних вирішень підстанцій. У зв'язку з цим більшість схем існуючих підстанцій вибрані з використанням типових схем

розподільчих зладод (РЗ) 3-750 кВ. Нетипові схеми застосовуються тільки за умов спеціального обґрунтування та у випадках реконструкції існуючих підстанцій. Щодо конструктивного виконання широко застосовують комплектні трансформаторні підстанції (з трансформаторами до 16 МВА включно з вищою напругою 35 кВ та до 40 МВА з вищою напругою 110 кВ) або підстанції, які виконані за типовими проектами. Схеми головних з'єднань підстанцій повинні задовольняти наступні вимоги:

- схема повинна бути економічною, простою, наочною та забезпечуватись засобами автоматичного відновлення живлення споживачів без втручання персоналу;
- схема повинна забезпечувати надійне живлення споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорії споживачів;
- схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію, якщо він передбачений, в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності із заданим його значенням для ділянки мережі, що розглядається;
- схема повинна допускати поетапний розвиток підстанції.

В залежності від місця підстанції в мережі живлення та способу її приєднання до мережі розрізняють підстанції (рис. 6.4):

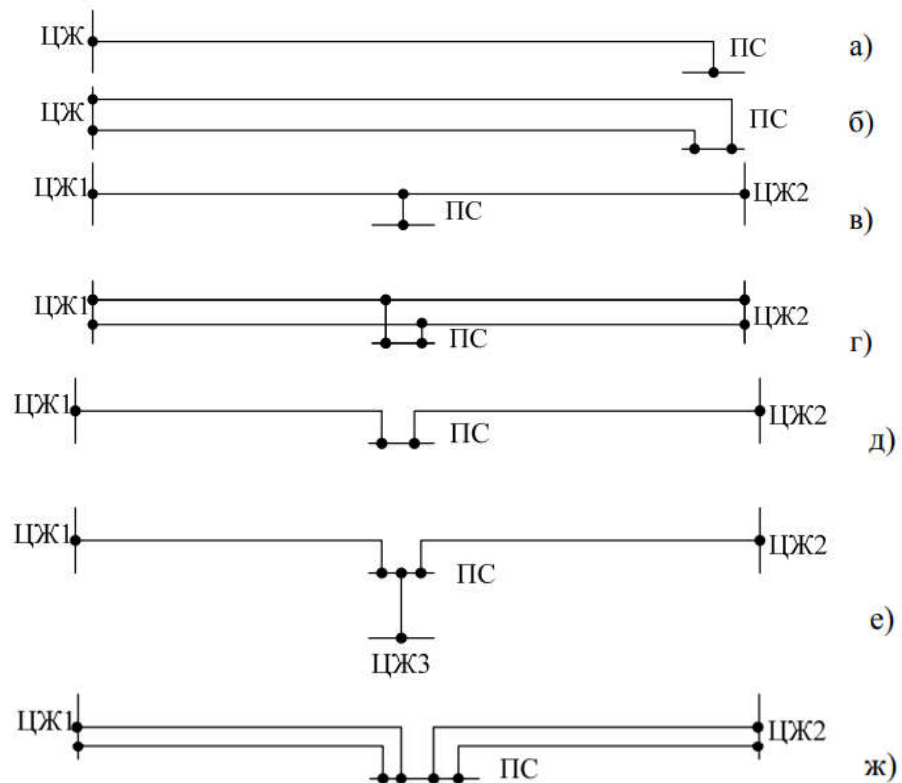


Рис. 6.4 – Основні типи приєднань підстанцій до мережі

- тупикові - такі, що живляться однією (рис. 6.4,а) або двома (рис. 6.4, б) радіальними лініями від центру живлення (ЦЖ);
- відгалужувальні - такі, що приєднуються до однієї (рис. 6.4,в) або до двох (рис. 6.4,г) ліній "у відпайку";
- прохідні - такі, що приєднані до мережі шляхом заходу та виходу лінії з двостороннім живленням або лінії з подальшим приєднанням інших підстанцій (рис. 6.4,д);
- вузлові - такі, що приєднані до мережі трьома та більше лініями (рис. 6.4,е,ж).

Відгалужувальні та прохідні підстанції об'єднують терміном проміжні, а прохідні та вузлові, через шини яких проходять потоки потужності, називають транзитними.

Схеми приєднання підстанцій до мережі, кількість приєднань до однієї лінії вибирають в залежності від значення навантаження та відповідальності споживачів, довжини ділянки мережі, доцільності її секціонування та необхідності транзиту потужності. Для деяких груп споживачів (тягові підстанції залізниць, насосні та компресорні станції магістральних трубопроводів тощо) ці питання регламентовані галузевими нормативними документами.

В таблиці 6.3 наведено перелік схем приєднання підстанцій електропостачальних систем та умови їх застосування у відповідності з новими нормами технологічного проектування.

Таблиця № 6.3

**«Перелік і сфера застосування схем РП 35 кВ і більше на ГПП»**

Найменування схеми	Умове зображення схеми	Сфера застосування схеми			Додаткові умови застосування схеми
		Напруга, кВ	Сторона	Кількість ліній	
1	2	3	4	5	6
Два блока лінія-трансформатор з роз'єднувачами		110-330	ВН	2	1.Тупикові ПС, розташовані в районах із забрудненою атмосферою, що живляться лініями без відгалуджень. 2.Охоплення трансформатора лінійним захистом зі сторони живлення або передача телевимикаючого імпульсу

Два блока лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній		35-220	ВН	2	Тупикові та відгалужуванні ПС
Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній		110-220	ВН	2	1. Прохідна ПС, за необхідності секціонування ліній. 2. При потужності трансформаторів до 63 МВА включно.
Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів		35-220	ВН	2	1. Прохідна ПС за необхідності секціонування ліній і збереження транзиту при пошкодженні трансформатора. 2. При потужності трансформаторів до 63 МВА включно.
Одна секціонована вимикачем система шин		35	ВН СН НН	$\geq 3$	1. Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і СН і НН на ПС 110-220 кВ. 2. Допускається на першому етапі розвитку схеми приєднання двох ліній, по одній на кожен секцію.
Одна робоча, секціонована вимикачем і обхідна система шин		110-220	ВН	3-6	1. Для вузлових ПС 110-220 кВ 2. За кількості ліній більше однієї на будь-якій секції

Схему з роз'єднувачем у колі ВН трансформатора (схема 1) застосовують в умовах забрудненої атмосфери, коли доцільне використання мінімуму обладнання, з живленням короткою повітряною лінією без відгалужень. Оперативна комутація у цьому випадку виконується вимикачем, встановленим на початку лінії. Трансформатори підстанції мають бути охоплені лінійним захистом з боку живлення або повинна бути забезпечена передача сигналу від захисту трансформатора на відключення вимикача на ПС живлення.

Автоматизовану перемичку з вимикачем застосовують в умовах транзиту потужності та можливості його перерви на час ремонту вимикача. Додаткову перемичку з двома роз'єднувачами слід передбачати, якщо перерва транзиту на час ремонту вимикача неможлива чи недоцільна. Складніші схеми на ГПП використовують на напрузі розподільної злагоди 110 та 220 кВ дуже рідко, переважно їх застосовують на вузлових розподільних підстанціях за умов, вказаних у таблиці 6.3.

Для ГПП промислових підприємств, міст та інших об'єктів найчастіше застосовується вища напруга 110 кВ, в сільських мережах досить часто застосовують ПС з вищою напругою 35 кВ, лише в особливих випадках для дуже потужних об'єктів (хімічних, металургійних) приймають напругу живлення й відповідної РЗ ВН ГПП понад 110 кВ. Це характерніше для вузлових розподільчих підстанцій (ВРП).

Для значної кількості ГПП переважним є застосування двообмоткових силових трансформаторів з напругами 110/6(10) кВ потужністю від 4 МВА до 40 МВА, а також 35/6(10) кВ потужністю від 0,63 МВА до 16 МВА. Трансформатори потужністю 25, 32, 40, 63 МВА випускаються промисловістю з розщепленою вторинною обмоткою на напруги 6, 10 та 35 кВ. Розщеплення вторинної обмотки разом з нарізною роботою ліній та трансформаторів і застосуванням у необхідних випадках реакторів дозволяє досягти такого зниження рівня струмів короткого замикання (КЗ), який забезпечує можливість масового використання легшого, простішого й дешевшого обладнання на напрузі 6(10) кВ, для якого допустимий струм КЗ не перевищує 20 кА.

Схеми з перемичками (2, 3, 4) отримали досить широке застосування для підстанцій з вищою напругою 110-220 кВ. Безумовною є доцільність їх використання за необхідності транзиту потужності (схеми 2 та 3), а також за умови великої ймовірності подальшого розвитку схеми ВН підстанції до, наприклад, секціонованої системи шин у разі збільшення кількості ліній ВН, що підходять до підстанції. За відсутності транзиту застосування перемички з двома роз'єднувачами дає змогу використовувати дві лінії та один трансформатор або одну лінію та два трансформатори в умовах ремонту відповідно трансформатора та лінії.

На вторинній напрузі ГПП раніше застосовувались схеми з подвійними системами шин, які поступово замінялися простішими, надійнішими й економічнішими схемами з одною секціонованою системою шин, що повністю себе виправдали та широко застосовуються тепер на всіх рівнях розподілу електроенергії в електропостачальних системах.

Схеми приєднання трансформаторів до розподільчої злагоди нижчої напруги залежать від кількості обмоток НН трансформаторів, необхідності застосування струмообмежувальних реакторів та нарізної роботи обмоток трансформаторів за умови обмеження струмів КЗ, взаємного резервування за допомогою секційного вимикача тощо.

## 6.5 Призначення розподільчих пристроїв

На підстанціях не тільки змінюються параметри електроенергії, але й відбувається її розподіл. Для розподілу електроенергії використовуються розподільні установки, які є невід'ємною частиною підстанції. Загальний потік електроенергії, якій проходить через силові трансформатори, розподільні установки розподіляють на менші потоки і спрямовують їх до різних пунктів з метою перетворення параметрів чи споживання електроенергії, тобто до суміжних підстанцій.

Кожна підстанція має розподільні пристрої (РП), що містять комутаційні апарати, пристрої захисту та автоматики, вимірювальні прилади, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої (рис. 6.5).

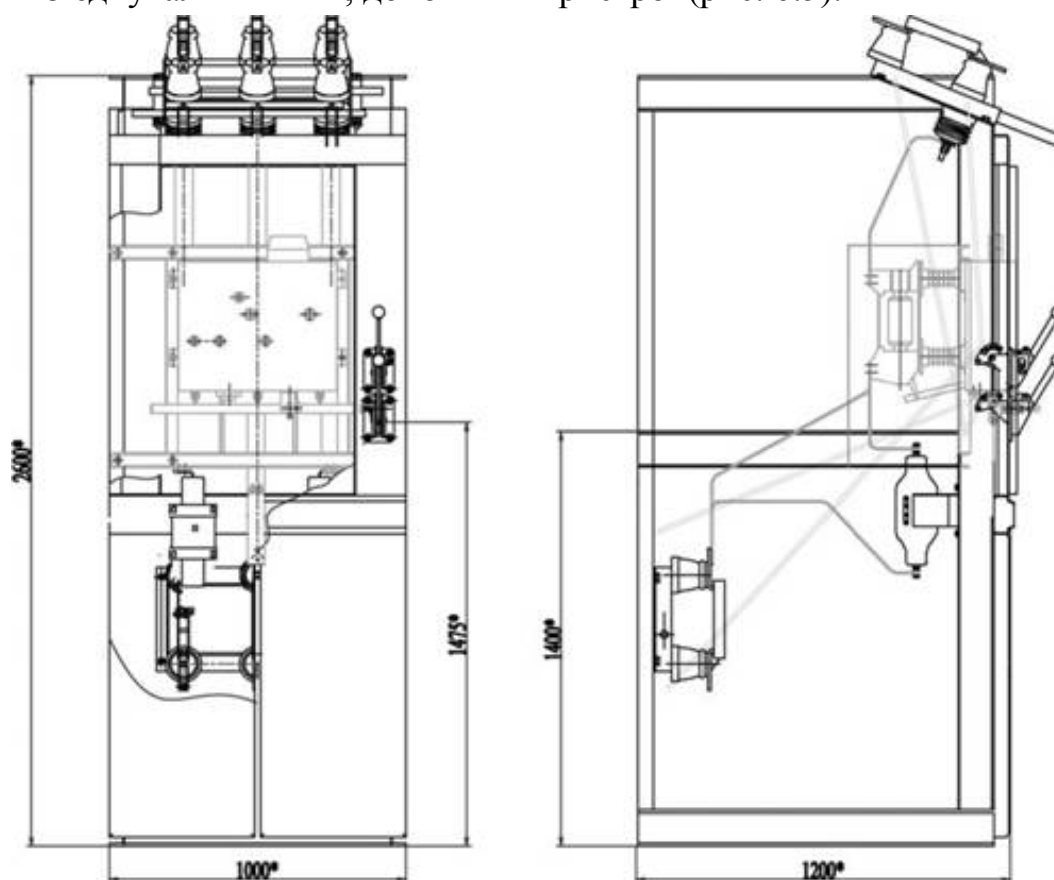


Рис. 6.5 – Розподільчий пристрій ТП

За конструктивним виконанням РП ділять на відкриті та закриті. Вони можуть бути комплектними (збірка на підприємствівиробнику) або збірними (збірка частково або повністю на місці встановлення). Розглянемо найбільш поширені на підстанціях промислових підприємств комплектні РП.

Відкритий розподільний пристрій (ВРП) це таке пристрій, у якого усе або основне устаткування розташоване на відкритому повітрі; закритий

розподільний пристрій (ЗРП) - пристрій, обладнання якого розташоване в будівлі.

Комплектний розподільчий пристрій (КРП) - розподільчий пристрій, що складається з шаф, закритих повністю або частково, або блоків з вбудованими в них апаратами, пристроями захисту та автоматики, вимірювальними приладами та допоміжними пристроями, що поставляється в зібраному або повністю підготовленому для збирання вигляді і призначене для внутрішньої установки.

Комплектний розподільчий пристрій зовнішньої установки (КРПЗ) - це КРП, призначений для зовнішньої установки.

Розподільний комутаційний пункт - розподільчий пристрій, призначений для прийому і розподілу електроенергії на одному напрузі без перетворення і трансформації.

Схеми розподільних установок електричних станцій та підстанцій складні. Основним їхнім елементом є шини (система металевих штаб, труб або проводів, до яких приєднані відгалуження) та вмикачі (основні комутаційні апарати призначені для вмикання ЛЕП та їх вимикання у нормальних і аварійних режимах). На рис. 6. зображена схема РУ електростанції, де кожна відхідна ЛЕП вмикається чи вимикається двома вмикачами.

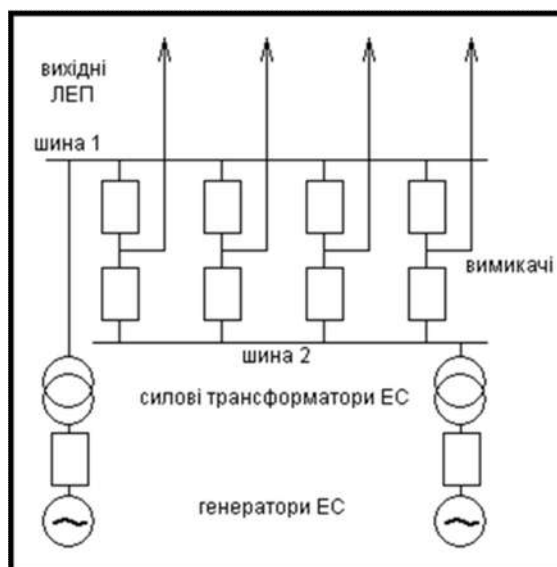


Рис. 6.6 – Розподільна установка електростанції, в якій кожна відхідна ЛЕП вмикається або вимикається двома вмикачами

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 6**

1. Самостійно відновити матеріал з класифікації типів та призначення ТП;



2. Самостійно відновити матеріал з основного типу приєднань підстанцій до мережі;
3. Самостійно відновити матеріал з призначення та будови розподільчих пристроїв;
4. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Вибір понижуючих трансформаторів. Підземні і щоглові трансформаторні підстанції.

## ЛЕКЦІЯ 7

### ТЕМА 7. СХЕМИ МЕРЕЖІ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Мета: засвоєння теоретичного матеріалу з виду електричних мереж, їх будова та відмінності

#### План лекції

1. Схеми мереж зовнішнього електропостачання;
2. Схема мереж внутрішнього електропостачання.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

**Зовнішні мережі електропостачання** – це мережі, що призначені для постачання електроенергії від загальних мереж до конкретного об'єкту. Зовнішні мережі електропостачання необхідні для технологічного підключення різних об'єктів до центральної лінії електропередач.

**Система внутрішнього електропостачання** – це система, що призначена для розподілу напруги від джерела живлення до електрообладнання. Якісно запроєктована система внутрішнього електропостачання забезпечує безперебійне живлення, розподіляє навантаження, має надійне заземлення та захист від корозії.

#### 7.1 Схеми мереж зовнішнього електропостачання

Як правило, зовнішнє електропостачання потужних енергоємних підприємств рекомендується виконувати за системою глибокого вводу з мінімальною кількістю ступенів трансформації, тобто за умою ви максимального наближення високої напруги до споживачів. Зовнішні схеми живлення підприємства можуть у загальному випадку виконуватися по радіальних або магістральних, повітряних або кабельних лініях напругою 6 - 220 кВ із живленням від вузлової розподільної підстанції (ВРП) або від підстанції електричної системи, або від власної ТЕЦ, або від декількох джерел

живлення. Однак відзначимо, що на сучасних підприємствах навіть при наявності власної ТЕЦ основним джерелом живлення в більшості випадків є енергосистема.

Глибоким вводом називається система електропостачання з наближенням вищої напруги до електроустановок споживачів з найменшою кількістю ступіней проміжної трансформації й апаратів. Глибокий ввід живильних ліній на території підприємств і відпайки від ліній системи, що проходять, стають основними способами живлення підприємств, при яких відбувається органічне злиття живильних мереж з розподільними мережами першого ступеню розподілу енергії. В даний час ця прогресивна система міцно ввійшла в повсякденну практику. Під глибоким вводом тепер практично маються на увазі лінії напругою 35, 110, 150, 220 кВ, що проходять по території підприємства з відпайками від них до найбільш великих пунктів споживання енергії. Відбувається дроблення знижувальних підстанцій напругою 35 - 220 кВ і децентралізація (розосередження) прийому і розподілу електроенергії на першому ступені електропостачання.

З огляду на розглянуті вище основні типи приєднань підстанцій споживачів та їхніх власних принципів схем, можна розрізнити такі схеми зовнішнього електропостачання різних елементарних (одиночних) об'єктів:

А. Радіальні схеми:

- одноколова лінія без відгалужень з одним трансформатором на приймальній ПС;
- двоколова лінія без відгалужень з двома трансформаторами на приймальній ПС;
- комбіновані схеми з однією лінією та двома трансформаторами та з двоколовою лінією та одним трансформатором.

Б. Магістральні схеми:

- одноколова лінія з одностороннім живленням та тупиковою, відгалужувальними або прохідними ПС, однією з яких є підстанція об'єкта, що розглядається;
- одноколова лінія з двостороннім живленням та відгалужувальними або прохідними ПС;
- двоколова лінія з одностороннім живленням та тупиковими, відгалужувальними або прохідними ПС;
- двоколова лінія з двостороннім живленням та відгалужувальними або прохідними ПС.

Різноманітність умов, які враховують під час проектування електропостачальних систем промислових підприємств, зумовлює вибір та використання різноманітних схем зовнішнього електропостачання. Практика

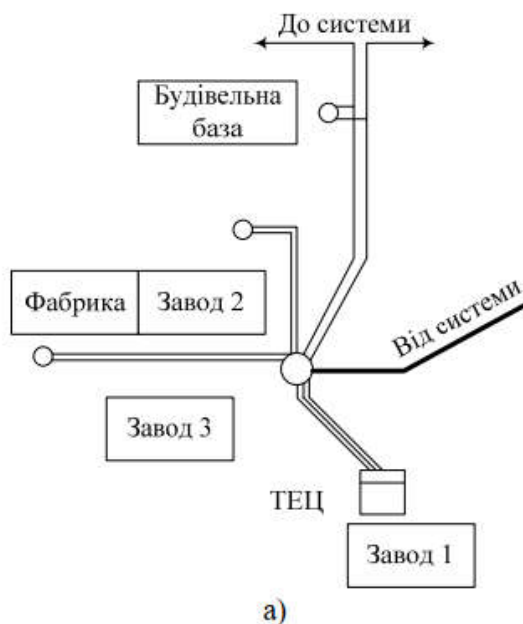
проектування та досвід експлуатації визначили загальні підходи та уможливили створення цілої низки характерних схем.

Напруги, які використовують для схем зовнішнього електропостачання промислових підприємств, залежать від наявних напруг мереж енергосистем у зоні розташування підприємства та від його навантаження. Залежно від значення навантаження підприємства поділяють на малі (встановлена потужність близько 5 МВт), середні (від 5 до 75 МВт) та великі (75 МВт і більше).

Для електропостачання малих підприємств використовуються мережі напругою 10(6) або 35 кВ з живленням від ближчої ПС 110 кВ. Для електропостачання середніх та великих підприємств, як правило, застосовують мережі 110 кВ, а в окремих випадках - мережі напругою понад 110 кВ. Переважно застосовують таку основну схему розподілу електроенергії: вузлова розподільна підстанція (ВРП) 220(330) кВ живить головні понижувальні підстанції 110/10(6) кВ глибоких вводів, від яких живляться РП та ЦТП.

Серед електроприймачів промислових підприємств значну частину становлять приймачі першої та другої категорій за надійністю, тому їх живлення повинно бути забезпечено не менше ніж двома лініями від двох незалежних джерел живлення. Вибір ліній та трансформаторів здійснюється за пропускну здатністю так, щоб під час виходу з ладу одного з елементів інший з врахуванням допустимого перевантаження забезпечував живлення приймачів I та II категорій протягом часу, необхідного для відновлення нормальної схеми.

Приклад складної схеми зовнішнього електропостачання великого промислового підприємства - хімкомбінату - зображено на рис. 7.1.



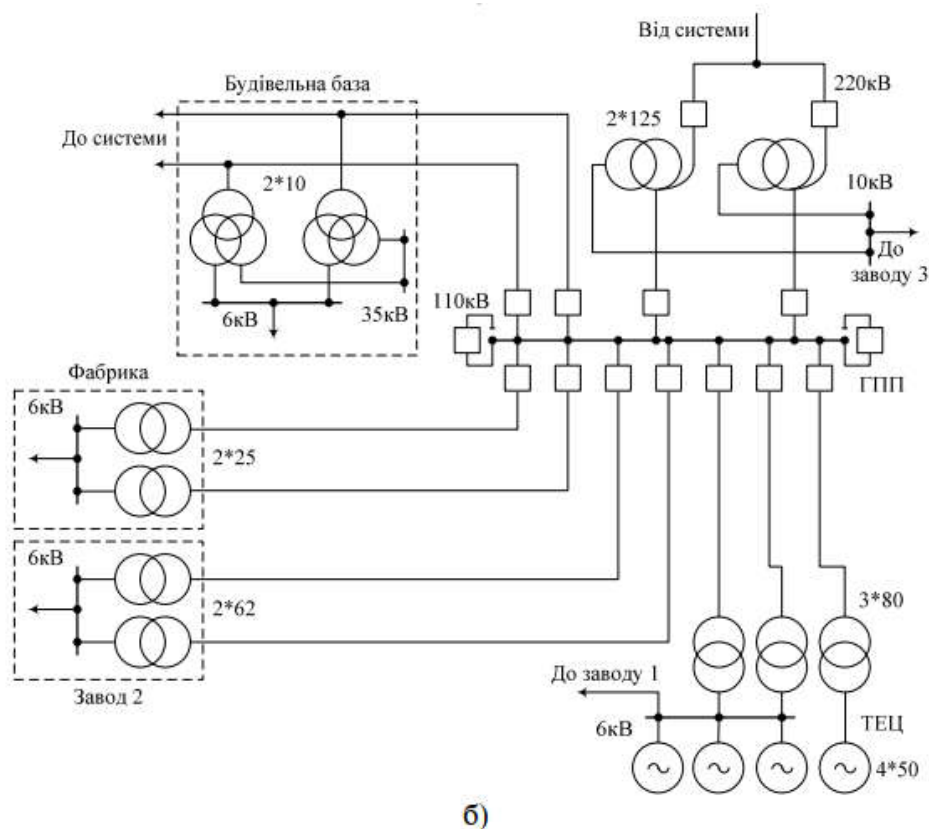


Рис. 7.1 – Схема зовнішнього електропостачання хімічного комбінату з навантаженням 300 МВт: а) схема мережі, б) схеми підстанцій

Для забезпечення цього хімічного комбінату тепловою енергією в схемі передбачена ТЕЦ потужністю 200 МВт (чотири агрегати по 50 МВт кожний). Розрахункова електрична потужність хімічного комбінату значно перевищує потужність ТЕЦ, тому для передачі додаткової потужності від системи побудована ВРП 220/110/10 кВ з двома автотрансформаторами по 125 МВА.

Зв'язок ТЕЦ з системою здійснено трьома лініями 110 кВ з трансформаторами по 80 МВА. На завод 1 енергія передається за допомогою потужного двофазного струмопровода на напрузі 6 кВ. Завод 2 забезпечується електроенергією з шин 110 кВ ВРП двома радіальними лініями з трансформаторами по 63 МВА (з розщепленими вторинними обмотками та реакторами) в кінці кожної з них. За аналогічною схемою здійснюється електропостачання хімічної фабрики (з трансформаторами 2\*25 МВА з розщепленими вторинними обмотками). На завод 3 електроенергія передається безпосередньо від шин 10 кВ кабельними лініями. Підстанція будівельної бази з триобмотковими трансформаторами 110/35/6 кВ приєднана до двофазної лінії 110 кВ, як відгалужувальна. Від шин 6 кВ цієї підстанції живиться будівельна база, а від шин 35 кВ – прилеглий сільськогосподарський район.

Система глибокого вводу та дроблення підстанцій має наступні переваги: скорочуються розподільні мережі вторинної напруги 6 - 10 кВ, що приводить до зменшення втрат електроенергії в них приблизно на 1,5 - 2,0% і скороченню витрат кольорових металів на 10 - 15%; підвищується надійність електропостачання в зв'язку з різким скороченням зони аварії та зменшенням ймовірності помилкових комутаційних переключень; зменшуються робочі струми і струми короткого замикання (КЗ) на вторинній напрузі, тому що потужність трансформаторів менше, ніж на великих головних знижувальних підстанціях (ГЗП). Це в ряді випадків дозволяє відмовитися від реактування та від громіздких дорогих вимикачів; полегшується задача регулювання напруги на розукрупнених ПГВ, тому що немає такої різниці в ступені різномірності і різновіддаленності споживачів, як на великих підстанціях напругою 110 - 220 кВ; істотно спрощується проблема розвитку електропостачання шляхом спорудження нових підстанцій у центрах знову виникаючих електронавантажень, не торкаючись діючих підстанцій і мереж; значно спрощується й стає дешевшим розв'язок системи електропостачання чергами; спрощені підстанції напругою 35 - 220 кВ, що виконуються без вимикачів і без збірних шин на первинній напрузі, дають економію дорогих вимикачів, а також зменшення займаної площі, що дуже важливо в умовах стиснутої території підприємства.

Магістральні глибокі вводи економічно доцільні та припустимі при нормальному чи мало забрудненому навколишньому середовищі та при можливості проходження повітряних ліній та розміщення підстанцій напругою 110 - 220 кВ на території підприємства біля відповідних груп електроприймачів. Магістральні схеми мають наступні недоліки: при ушкодженні будь-якого трансформатора відключаються короткочасно всі інші трансформатори, підключені до даної магістральної лінії, на час дії автоматики; іноді приходиться прибігати до дворазового автоматичного повторного включення (АПВ), що ускладнює пристрій АПВ; ускладнюється захист і автоматика при наявності на вторинній напрузі (6 - 10 кВ) могутніх синхронних електродвигунів, синхронних компенсаторів, зв'язків із ТЕЦ, що дають підживлення при замиканні в мережі первинної напруги.

Радіальні глибокі вводи, кабельні чи повітряні, переважно застосовуються при забрудненому навколишньому середовищі та відповідному розташуванні підстанцій. У ряді випадків застосування їх може виявитися доцільним і при нормальному середовищі. Кабельні радіальні вводи, крім того, доцільні при стиснутій території. Принциповою перевагою радіальних схем є простота, що підвищує надійність їхньої роботи, а також те, що аварії на живильній лінії або в трансформаторі не відбиваються на

роботі інших підстанцій. Але застосування радіальних глибоких введів може викликати подорожчання живильних ліній та апаратів на живильних підстанціях.

## 7.2 Схема мереж внутрішнього електропостачання

Внутрішнє електропостачання підприємств здійснюється з використанням тих же принципових схем живлення та з урахуванням тих же особливостей цих схем, що і зовнішнє електропостачання.

На другому ступіні електропостачання розподіл енергії роблять за радіальною, магістральною чи змішаною схемами в залежності від територіального розміщення навантажень, їхніх величин, необхідного ступеня надійності живлення та інших характерних рис проєктованого об'єкта. Схеми електропостачання на цьому ступіні, як і на першому, будуються відповідно до вимог, згаданих вище.

На третьому ступіні електропостачання розподіл енергії роблять так само, як і на другому, тобто за радіальною, магістральною чи змішаною схемою (рис. 1.10). Мережі напругою до 1000 В на підприємствах здійснюють розподіл електроенергії усередині об'єктів і безпосереднє живлення переважаючої більшості електроприймачів.

При виборі внутрішніх мереж першою умовою є необхідність забезпечення необхідного ступеня надійності електропостачання. Виходячи з цього, приймають рівну надійність живильної лінії зі всіма апаратами та електроприймача, що одержують живлення по цій лінії. Тому уникають приймати живлення одного електродвигуна по двох взаємно резервованих лініях.

При виборі мереж низької напруги, крім зазначеної умови, повинні враховуватися безпека, зручність експлуатації та гігієна виробництва з забезпеченням мінімуму капітальних витрат, щорічних експлуатаційних витрат, провідникових та інших матеріалів.

В даний час для живлення електроенергією великої кількості електроприймачів порівняно невеликої потужності широко використовуються шинні магістралі низької напруги. Застосування магістральних схем дозволяє відмовитися від громіздкого та дорогого розподільного пристрою чи щита низької напруги. У цьому випадку можливе застосування схеми блоку трансформатор - магістраль, де як лінію використовують струмопроводи. Це поліпшує технічні показники електричних мереж, підвищує надійність, сприяє індустріальному виконанню

електромонтажних робіт, зводить до мінімуму переробки мереж при можливих переплануваннях технологічного устаткування тощо. Такі мережі називають гнучкими чи універсальними. Застосовуються схеми з двома видами магістральних ліній: живильними і розподільними. Живильні чи головні магістралі підключаються до шин шаф ТП (рис. 7.2).

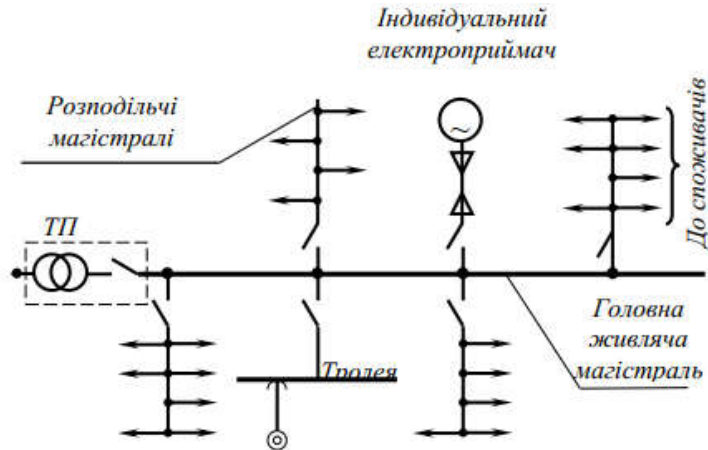


Рис. 7.2 – Внутрішня схема електропостачання: схема підключення живильних чи головних магістралей до шин ТП

Розподільні магістралі, до яких безпосередньо підключаються електроприймачі, одержують живлення від головних живильних магістралей чи безпосередньо від шин ТП, якщо головні магістралі не застосовуються (рис. 7.3). До головних магістралей приєднується як найменше індивідуальних електроприймачів, щоб забезпечити підвищену надійність усієї системи живлення.

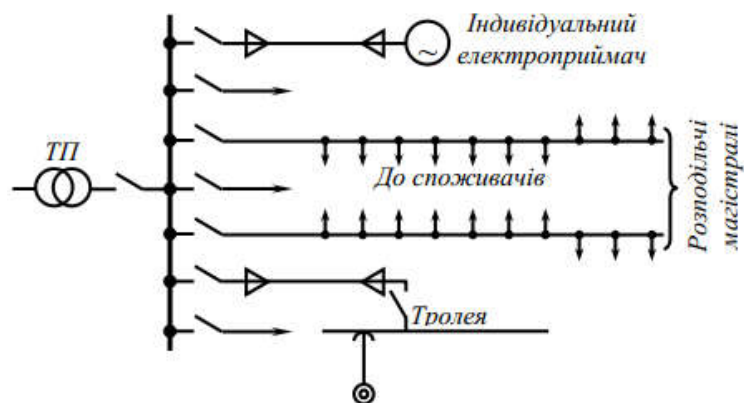


Рис. 7.3 – Внутрішня схема електропостачання: схема підключення розподільчих магістралей від головних живильних магістралей чи безпосередньо від шин

Тролейні (контактні) лінії, призначені для живлення пересувних механізмів і піднімальних кранів, як правило, підключаються до головних живильних магістралей чи до шин ТП (див. рис. 7.2, 7.3).



При магістральній схемі живлення резервування за низькою напругою здійснюється значно простіше і дешевше, ніж при радіальній схемі за допомогою кабельних перемичок. Воно виконується за допомогою змикання хвостових ділянок магістралей низької напруги від сусідніх підстанцій короткою перемичкою, що облаштована нормально розімкнутими роз'єднувачами. Перевага магістральних мереж, особливо виконаних струмопроводами, дозволяє рекомендувати їхнє застосування у всіх випадках, коли цьому не перешкоджають якінебудь місцеві умови. При цьому перевагу необхідно віддавати схемам блоків трансформатор - магістраль, по можливості без розподільних пристроїв низької напруги й без розподільних щитів.

Радіальна схема живлення безпосередньо потужних електроприймачів і окремих розподільних пунктів, від яких самостійними лініями живляться більш дрібні електроприймачі, показана на рис. 7.4.

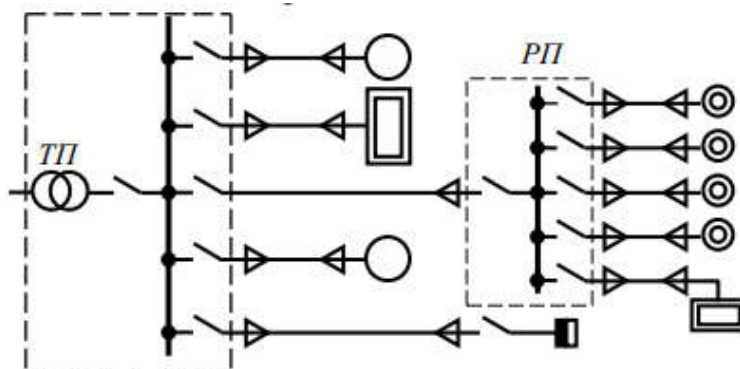


Рис. 7.4 – Внутрішня схема електропостачання: радіальна схема живлення безпосередньо потужних електроприймачів і окремих розподільних пунктів, від яких самостійними лініями живляться більш дрібні електроприймачі

Ці схеми забезпечують високу надійність живлення окремих споживачів, тому що аварії локалізуються дією автоматичного вимикача uszkodженої лінії та не торкаються інші лінії. Радіальні схеми живильних мереж з розподільними щитами на підстанціях варто застосовувати тільки при живленні потужних електроприймачів і цехових силових розподільних пунктів, якщо застосуванню магістральних схем перешкоджають територіальне розташування навантажень, умови середовища чи техніко-економічні дані.

У чистому виді радіальні чи магістральні схеми застосовують рідко. Найбільше поширення на практиці знаходять змішані схеми.

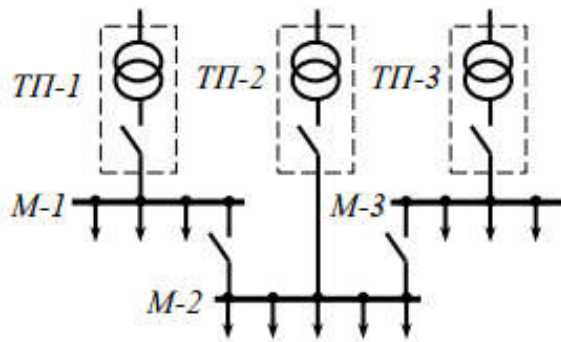


Рис. 7.5 – Внутрішня схема електропостачання: схема магістрального живлення з взаємним резервуванням живлення окремих магістралей

На рис. 7.5 показана схема магістрального живлення з взаємним резервуванням живлення окремих магістралей. Така схема дозволяє виводити в ремонт чи у ревізію один із трансформаторів і одночасно забезпечує живлення окремих споживачів даної магістралі. Схеми з взаємним резервуванням живлення магістралей або із двотрансформаторними підстанціями при радіальному живленні (рис. 7.6) забезпечують можливість відключення незавантажених трансформаторів, що дозволяє зменшити втрати електроенергії за рахунок більш раціонального завантаження трансформаторів.

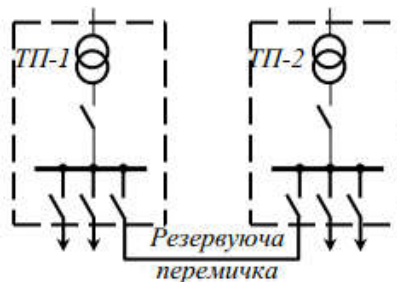


Рис. 7.6 – Внутрішня схема електропостачання: схема з взаємним резервуванням живлення магістралей або із двотрансформаторними підстанціями при радіальному живленні

Змішані схеми живлення дозволяють найбільш раціонально використовувати переваги як магістральних, так і радіальних схем.

При підземній розробці родовищ корисних копалин головну знижувальну підстанцію (ГЗП) чи центральний розподільний пункт (ЦРП) розташовують в безпосередній близькості від енергоємних приймачів.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 7**

1. Самостійно відновити матеріал з опису схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання.
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Вибір напруги для схеми зовнішнього електропостачання. Характеристика джерел живлення сучасних потужних виробництв.

## ЛЕКЦІЯ 8

### ТЕМА 8. СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПОВІТРЯНОГО І КАБЕЛЬНОГО ВИКОНАННЯ

Мета: ознайомити студентів з схемами заміщення ЛЕП під час розрахунків

#### План лекції

1. Параметри схем заміщення ЛЕП;
2. Розрахунки параметрів схеми заміщення мережі;
3. Активний опір лінії ЛЕП;
4. Індуктивний опір лінії;
5. Активна поперечна провідність лінії;
6. Ємнісна провідність лінії електропередавання.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

### 8.1 Параметри схем заміщення ЛЕП

Лінія електропередавання є електротехнічним об'єктом, що характеризується рівномірно розподіленими уздовж її довжини параметрами. До таких параметрів відносять активний опір фаз  $R$ , індуктивність окремих фаз  $L$ , коефіцієнти взаємоіндукції  $M$ , активні провідності між проводами фаз  $G$  і фазними проводами та землею  $G_z$ , ємності між проводами  $C$  і фазними проводами та землею  $C_z$ .

Розглянемо схему заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання.

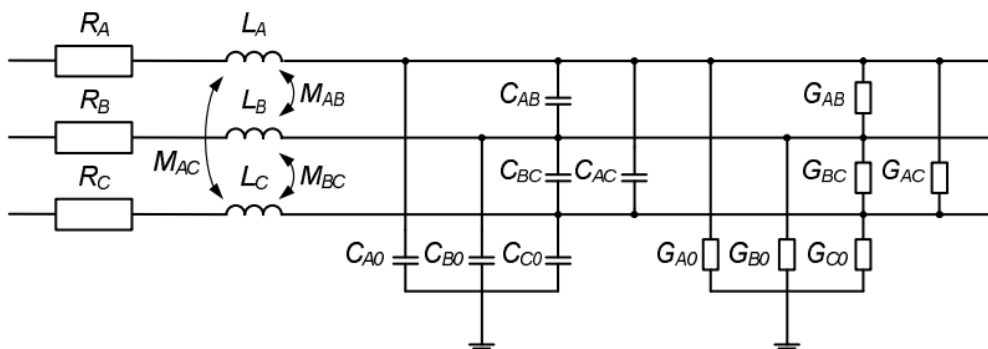


Рис. 8.1 - Схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі фазних координат

На рис. 8.1 прийняті такі позначення:  $RA, RB, RC$  – активні опори фазних проводів;  $L_A, L_B, L_C, M_{AB}, M_{BC}, M_{AC}$  – індуктивності та коефіцієнти взаємоіндукції фазних проводів лінії відповідно;  $C_{A0}, C_{B0}, C_{C0}, C_{AB}, C_{BC}, C_{AC}$  – часткові ємності між фазними проводами лінії та землею і часткові ємності між фазними проводами лінії відповідно;  $G_{A0}, G_{B0}, G_{C0}, G_{AB}, G_{BC}, G_{AC}$  – активні провідності між фазними проводами лінії та землею і між фазними проводами лінії.

Параметри лінії електропередавання визначаються взаємним розташуванням проводів у просторі і відносно землі, тому параметри її фаз не співпадають між собою. Для вирівнювання параметрів окремих фаз застосовують так звану *транспозицію* проводів, що полягає в періодичній зміні взаємного розташування фазних проводів лінії в просторі. В цій ситуації параметри фаз лінії умовно вважають однаковими і не залежними від розташування проводів конкретної фази в просторі. Математична модель елементарної ділянки лінії електропередавання відповідно до закону Ома записується у вигляді системи диференціальних рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \frac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_B}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \frac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_B}{\partial t}, \end{array} \right.$$

де  $u_A, u_B, u_C, i_A, i_B, i_C$  – миттєві значення фазних напруг та струмів.

В занеченій системі рівнянь всі параметри лінії віднесені до одиниці її довжини. Від'ємні знаки в лівих частинах рівнянь свідчить про зменшення напруг та струмів при віддаленні від початку лінії відповідно до загального закону зберігання енергії. Використання схем заміщення елементів мережі у фазних координатах вимагає громіздких розрахунків, пов'язаних з необхідністю врахування взаємного впливу параметрів окремих фаз, обумовлених явищем взаємної індукції, наявністю часткової взаємної ємності між фазними проводами, тощо.

Тому з метою спрощення розрахунків, у більшості випадків при вирішенні практичних інженерних задач, здійснюють перетворення системи

координат з фазного простору в простір *симетричних складових*. У результаті система взаємозалежних фазних рівнянь перетвориться в три незалежні системи рівнянь для *прямої, зворотної та нульової послідовностей*. Причому для симетричного режиму роботи електропередавання, за однаковості параметрів окремих фаз і однакових струмів навантаження в окремих фазах (струми однакові по абсолютній величині та відрізняються тільки по фазі на  $\pm 120$  ел. град), режимні параметри зворотної та нульової послідовностей дорівнюють нулю, а режимні параметри схеми заміщення прямої послідовності збігаються з режимними характеристиками фази А фазної системи координат.

Таким чином, для дослідження симетричних режимів роботи будь-якої електропередавання зручно використовувати схему заміщення прямої послідовності. Схеми заміщення зворотної та нульової послідовностей додатково застосовують лише за потреби аналізу несиметричних режимів роботи лінії (наприклад, неповнофазних її режимів).

Схема заміщення ділянки лінії у системі координат симетричних складових може бути представлена *однолінійною схемою заміщення*, що характеризується поздовжніми активним і реактивним опорами та поперечними активною і ємнісною провідностями для кожної з симетричних складових.

Однолінійна розрахункова схема елементарної ділянки лінії електропередавання наведена на рис. 2. Тут  $R_i$ ,  $L_i$ ,  $G_i$ ,  $C_i$  – активний опір, індуктивність, активна провідність та ємність прямої, зворотної або нульової послідовності елементарної ділянки;  $i$  – індекс каналу системи симетричних складових.

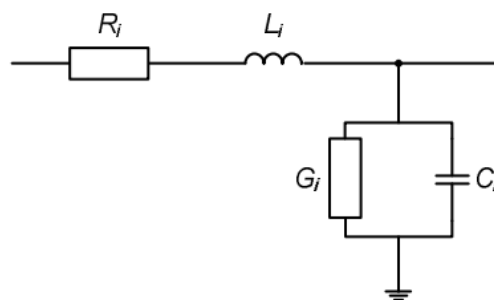


Рис. 8.2 - Однолінійна схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі координат симетричних складових

Математична модель елементарної ділянки лінії електропередавання в системі симетричних складових складається з систем типових рівнянь вигляду:

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i + j\omega L_{0i} \dot{I}_i = (r_{0i} + jx_{0i}) \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i + j\omega C_{0i} \dot{U}_i = (g_{0i} + jb_{0i}) \dot{U}_i, \end{cases}$$

де  $U_i$ ,  $I_i$  – напруга та струм в системі симетричних складових;  $r_{0i}$ ,  $x_{0i}$ ,  $g_{0i}$ ,  $b_{0i}$  – поздовжні активний та індуктивний опори та поперечні активна та ємнісна провідності ділянки лінії одиничної довжини. Такі схеми заміщення елементів мережі з фіксованими значеннями поздовжніх і поперечних параметрів, називаються *схемами із зосередженими параметрами*. При застосуванні останніх у розрахунках електричних мереж не враховують фізику хвильових процесів передавання енергії по електричній мережі. Тому галузь застосування подібних схем в електротехнічних розрахунках поширюється тільки на відносно короткі лінії електропередавання з номінальною напругою 110-(150)-220-330 кВ (для ліній повітряного виконання – 300-400 км, для кабельних ліній – 50-100 км).

Для протяжних електричних ліній з номінальною напругою 500-750 кВ врахування хвильових процесів при передавання по них електричної енергії обов'язкове. Такі лінії розраховують тільки по схемах заміщення з *рівномірно розподіленими параметрами уздовж довжини лінії*.

На однолінійних схемах електричну мережу відображають сукупністю ліній електропередач (у розімкненій мережі – це **ділянки** мережі; у замкнутій мережі – **гілки** схеми), вузлових перетворювальних підстанцій (у розімкненій мережі – це **пункти** мережі; у замкнутій мережі – **вузли** схеми) певним чином зв'язаних між собою та джерелом (джерелами) живлення (електростанціями).

Всі елементи ліній електричної мережі в режимних розрахунках відображають індивідуальними однолінійними схемами заміщення різних типів, наприклад, лінії електропередач повітряного та кабельного виконання - симетричними та несиметричними П-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення (рис. 8.3); силові дво- і триобмоткові трансформатори (автотрансформатори) - зворотними Г-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення.

Основними параметрами будь-якої схеми заміщення елемента мережі є активний ( $R$ ) і реактивний ( $X$ ) поздовжні опори елемента, а також активна ( $G$ ) та реактивна ( $B$ ) його поперечні провідності.

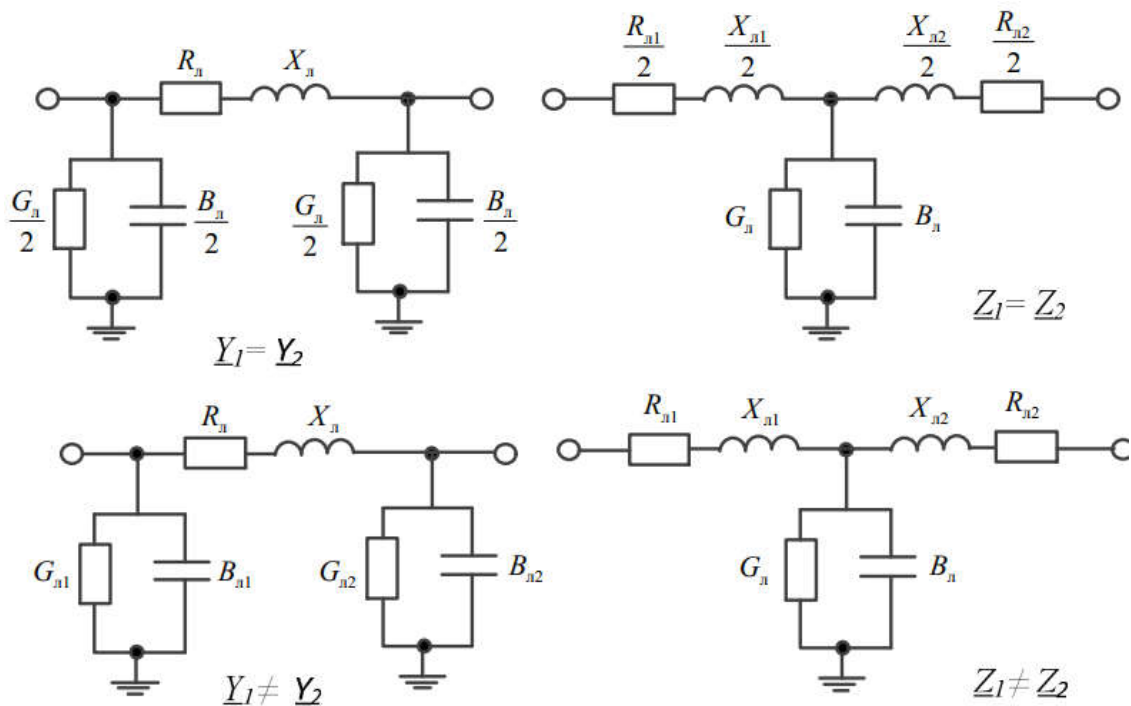


Рис. 8.3 - Типи схем заміщення ВЛ і КЛ: а) симетрична П-подібна; б) симетрична Т-подібна; в) несиметрична П-подібна; г) несиметрична Т-подібна

Як бачимо, у будь-якій схемі заміщення елемента розрізняють *поздовжні параметри* у вигляді активного та реактивного опорів  $R$  і  $X$ , які визначають його режимні параметри *відповідно до струму навантаження, що протікає по них*, і поперечні параметри елемента у вигляді поперечних активної та реактивної провідностей  $G$  і  $B$ , які визначають *режимні параметри елемента відповідно до підведеної до них робочої напруги лінії*.

При формуванні схем заміщення приймаємо, що реактивним режимним параметрам, які носять *індуктивний* характер, привласнюється знак «-», а величинам з *ємнісним* характером - знак «+».

## 8.2 Розрахунки параметрів схеми заміщення мережі

Схему заміщення електричної мережі складають, об'єднуючи схеми заміщення окремих елементів мережі у відповідності з послідовністю цих елементів у розрахунковій мережі.

Схеми заміщення окремих елементів мережі і розрахунок параметрів цих схем наведені нижче:

1) Лінії зображуються схемами заміщення:

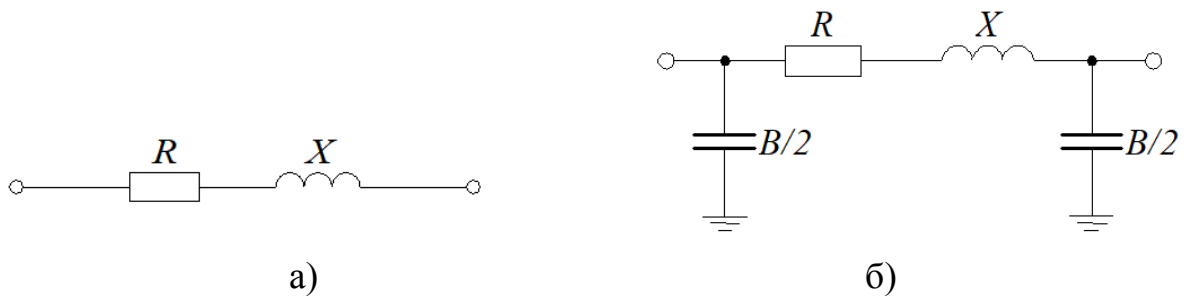


Рис. 8.4 – Схеми заміщення ЛЕП 35-330 кВ: а) ЛЕП напругою до 35 кВ включно; б) ЛЕП напругою 110–330 кВ.

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n_u}; \quad X = \frac{x_0 \cdot l}{n_u}; \quad \frac{B}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot n_u}{2}$$

де  $r_0$ ,  $x_0$ ,  $b_0$  – відповідно питомі параметри (на 1 км довжини) активного і реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії;  $l$  – довжина лінії;  $n_u$  – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

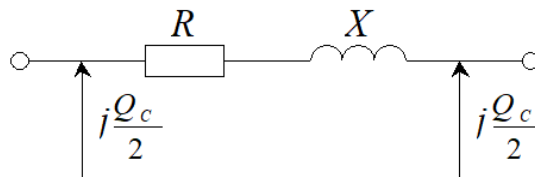


Рис. 8.5 – Схема заміщення ЛЕП з зарядною потужністю

Зарядна потужність лінії визначається за формулою:

$$Q_C = U_n^2 \cdot B.$$

2) Двообмоткові трансформатори зображуються схемами заміщення (рис. 8.6 та 8.7):

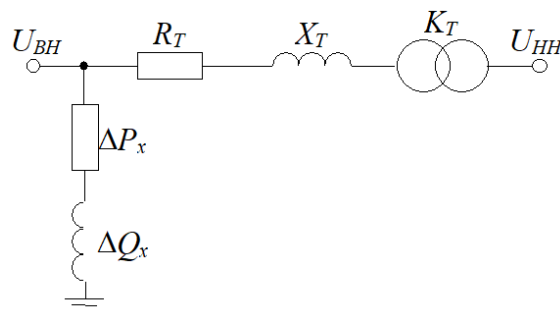


Рис. 8.6 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора



Параметри  $R_T$ ,  $X_T$ ,  $K_T$ ,  $\Delta P_x$ ,  $\Delta Q_x$  можуть бути визначені за довідником або визначені за формулами:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_n^2}{n \cdot S_{ном}^2}; \quad X_T = \frac{U_{\kappa} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}}; \quad \Delta Q_x = n \cdot \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{ном},$$

де  $U_n$  – номінальна напруга тієї сторони, до рівня якої зводяться параметри схеми заміщення;  $S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора;  $n$  – кількість паралельно працюючих трансформаторів.

3) Триобмоткові трансформатори і автотрансформатори зображуються схемою заміщення:

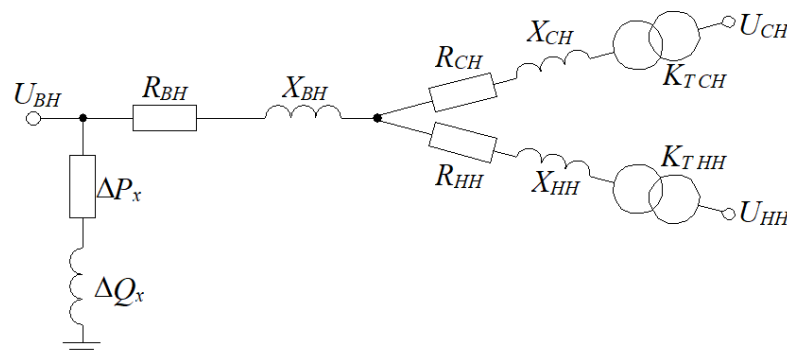


Рис. 8.7 – схема розміщення чотири-обмоткового трансформатора

Параметри  $\Delta P_x$  та  $\Delta Q_x$  визначаються за довідником або таким же чином, як і для двохобмоткового трансформатора. Опори можуть бути визначені:

$$\begin{aligned} X_{B-C} &= X_{BH} + X_{CH} = \frac{U_{\kappa(B-C)} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}}; & R_{B-C} &= R_{BH} + R_{CH} = \frac{\Delta P_{\kappa(B-C)} \cdot U_n^2}{n \cdot S_{ном}^2}; \\ X_{B-H} &= X_{BH} + X_{HH} = \frac{U_{\kappa(B-H)} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}}; & R_{B-H} &= R_{BH} + R_{HH} = \frac{\Delta P_{\kappa(B-H)} \cdot U_n^2}{n \cdot S_{ном}^2}; \\ X_{C-H} &= X_{CH} + X_{HH} = \frac{U_{\kappa(C-H)} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}}; & R_{C-H} &= R_{CH} + R_{HH} = \frac{\Delta P_{\kappa(C-H)} \cdot U_n^2}{n \cdot S_{ном}^2}. \end{aligned}$$

Таким чином, параметри  $R$ ,  $X$  для різних обмоток визначаються, як і для двохобмоткових трансформаторів, але величини  $U_{\kappa}$  та  $\Delta P_{\kappa}$  обчислюються за формулами:

$$\begin{aligned} U_{\kappa BH} &= \frac{1}{2} [U_{\kappa(B-C)} + U_{\kappa(B-H)} - U_{\kappa(C-H)}]; & \Delta P_{\kappa BH} &= \frac{1}{2} [\Delta P_{\kappa(B-C)} + \Delta P_{\kappa(B-H)} - \Delta P_{\kappa(C-H)}]; \\ U_{\kappa CH} &= \frac{1}{2} [U_{\kappa(B-C)} + U_{\kappa(C-H)} - U_{\kappa(B-H)}]; & \Delta P_{\kappa CH} &= \frac{1}{2} [\Delta P_{\kappa(B-C)} + \Delta P_{\kappa(C-H)} - \Delta P_{\kappa(B-H)}]; \\ U_{\kappa HH} &= \frac{1}{2} [U_{\kappa(B-H)} + U_{\kappa(C-H)} - U_{\kappa(B-C)}]; & \Delta P_{\kappa HH} &= \frac{1}{2} [\Delta P_{\kappa(B-H)} + \Delta P_{\kappa(C-H)} - \Delta P_{\kappa(B-C)}]. \end{aligned}$$

Для трансформатора, який має різні номінальні напруги окремих обмоток, паспортні значення  $U_k$  і  $\Delta P_k$  мають бути зведені до однієї потужності (звичайно до потужності обмотки вищої напруги). Зведення  $U_k$  здійснюється пропорційно відношенню номінальних потужностей обмоток, а зведення  $\Delta P_k$  – пропорційно квадрату цього відношення.

### 8.3 Активний опір лінії ЛЕП

Активний опір ліній електропередавання обумовлений витратами енергії на нагрівання проводів струмами навантаження. Для визначення активного опору ліній електропередавання слід враховувати поверхневий ефект, пов'язаний із витісненням змінного струму з внутрішніх шарів провідника, а також зміну активного опору проводу при його нагріванні.

Для сталевалюмінієвих проводів вважають, що струм в сталевому осередді відсутній, а опір алюмінієвої частини дорівнює омичному опору постійному струму:

$$r_0 = R_0,$$

де  $R_0$  – погонний активний опір постійному струму.

Активний опір проводів ліній електропередавання змінюється також відповідно до температури проводу, що визначається температурою оточуючого середовища та струмом навантаження лінії:

$$R_0 = R_{20} [1 + \alpha (t - 20)]$$

де  $R_{20}$  – погонний опір постійному струму за температури  $+20^\circ\text{C}$ ;  $t$  – фактична температура провідника;  $\alpha$  – температурний коефіцієнт зміни опору (для сталевалюмінієвих проводів дорівнює  $0,004 \text{ 1}/^\circ\text{C}$ ).

Зауважимо на великі складнощі, пов'язані із визначенням поточної температури проводів ліній електропередавання, що ускладнює математичні моделі ліній. Тому через несуттєві похибки в розрахунках зміною активного опору проводів нехтують та вважають, що погонний активний опір проводів ліній електропередавання дорівнює омичному опору за температури  $+20^\circ\text{C}$ .

Омичний опір ліній електропередавання визначають за довідниковими даними про конструкцію та параметри проводів ліній.

Для розрахунків режимів електричної мережі та пропускної здатності ЛЕП в реальному часі з використанням сучасних мікропроцесорних систем при визначенні опору проводів з врахуванням параметрів навколишнього середовища використовують методику, виходячи з рівняння теплового балансу для усталеного режиму:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{\text{пр}}^0 - 20)) + W_c = \pi d_{\text{пр}} (\beta_k + \beta_l) (t_{\text{пр}}^0 - t_{\text{ос}}^0)$$

де  $I$  – струм в лінії, А;  $R_{20}$  – опір проводів при 20 °С, Ом/м;  $\alpha$  – температурний коефіцієнт опору проводів, 1/°С;  $t_{\text{ос}}^0$  – температура навколишнього середовища, °С;  $t_{\text{пр}}^0$  – температура проводів, °С;  $\beta_k, \beta_l$  – коефіцієнт тепловіддачі проводів при конвективному і променистому теплообміні, Вт/(м·°С);  $W_c$  – теплота сонячного випромінювання, що поглинається 1 м проводу в одиницю часу, Вт;  $d_{\text{пр}}$  – діаметр провода, м.

Для визначення теплоти сонячного випромінювання, що поглинається проводом, існує декілька моделей, одна з яких характеризується рівнянням:

$$W_c = \varepsilon_n k_H d_{\text{пр}} W_p \sin \psi_c$$

де  $\varepsilon_n = 0,6$  – коефіцієнт поглинання проводів;  $k_H$  – коефіцієнт, що враховує вплив висоти над рівнем моря;  $W_p$  – інтенсивність сумарної радіації (прямої і відбитої), Вт/м<sup>2</sup>;  $\psi_c$  – активний кут нахилу сонячних променів.

Для ліній з розщепленими проводами фази еквівалентний погонний опір лінії визначають за виразом:

$$r'_0 = \frac{r_0}{n}$$

де  $r_0$  – погонний активний опір одиночного проводу;  $n$  – кількість проводів в розщепленій фазі.

Під час визначення активного опору жил кабельних ліній електропередавання використання зазначених вище припущень недопустимо. Насамперед це пов'язано з температурним режимом кабельних ліній, нормальна робоча температура яких складає 70-85°С. Це не дозволяє визначати активний опір як омічний за температури +20°С. До того ж для кабельних ліній електропередавання слід враховувати втрати енергії від протікання наведених струмів в оболонці кабелю.

Таким чином, активні опори кабельних ліній електропередавання слід визначати за спеціальними довідниками та технічними умовами на кабельнопровідникову продукцію.

## 8.4 Індуктивний опір лінії

Індуктивний опір лінії електропередавання визначається явищами само- та взаємоіндукції в трифазній системі проводів лінії. Величина індуктивного опору визначається взаємним розташуванням проводів лінії у просторі, їх положенням відносно землі та грозозахисних тросів, впливу паралельних кіл (для багатокілових ліній електропередавання) та паралельних ліній електропередавання за їх зближення.

Погонну індуктивність прямої послідовності (на 1 км лінії) визначають за виразом:

$$L_0 = L_{\text{зовн}} + L_{\text{сер}} = \frac{\mu_0 \cdot 10^3}{2\pi} \ln \frac{D_{\text{cr}}}{R} + \frac{\mu_0 \mu \cdot 10^3}{8\pi} = 2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{D_{\text{cr}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

де  $L_{\text{зовн}}$ ,  $L_{\text{сер}}$  – індуктивності, обумовлені електромагнітним полем зовні та усередині еквівалентного одиночного проводу відповідно;  $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м – абсолютна магнітна проникність;  $\mu$  – відносна магнітна проникність матеріалу проводу (для проводів з кольорового металу  $\approx \mu 1$ );  $R$  – радіус проводу;  $D_{\text{cr}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}}$  – середньгеометрична відстань між фазними проводами.

В практиці розв'язання електротехнічних задач замість натуральних традиційно використовують десяткові логарифми:

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{\text{cr}}}{R} \cdot \ln 10 + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu = 4,605 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{\text{cr}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

В свою чергу, погонний індуктивний опір (Ом/км) прямої послідовності дорівнює

$$x_0 = \omega L_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{cr}}}{R} + 0,005\pi\mu = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cr}}}{R} + 0,016\mu.$$

Для повітряних ліній електропередавання з розщепленими фазними проводами погонний індуктивний опір прямої послідовності визначають за виразом:

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{cr}}}{R_e} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cr}}}{R_e} + \frac{0,016\mu}{n}$$

де  $R_e$  – радіус еквівалентного проводу розщепленої фази.

Зауважимо, що для визначення погонних індуктивних опорів повітряних ліній електропередавання за попередніми виразами ( $x_0$ ) середньгеометричну відстань між фазними проводами та радіуси проводів слід вимірювати в однакових одиницях вимірювання, наприклад, у міліметрах.

Середньгеометричну відстань між фазними проводами лінії визначають за виразом:

$$D_{\text{cr}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}}$$

де  $D_{12}$ ,  $D_{23}$ ,  $D_{13}$  – дійсні відстані між проводами суміжних фаз (рис. 8.8, а).

За умови розташування фазних проводів у вершинах рівностороннього трикутника (рис. 8.8, б) маємо:

$$D_{\text{cr}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot D} = D$$

За горизонтального розташування фазних проводів на опорах лінії електропередавання (рис. 8.8, в) отримуємо:

$$D_{\text{cr}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \cdot \sqrt[3]{2} \approx 1,26D$$

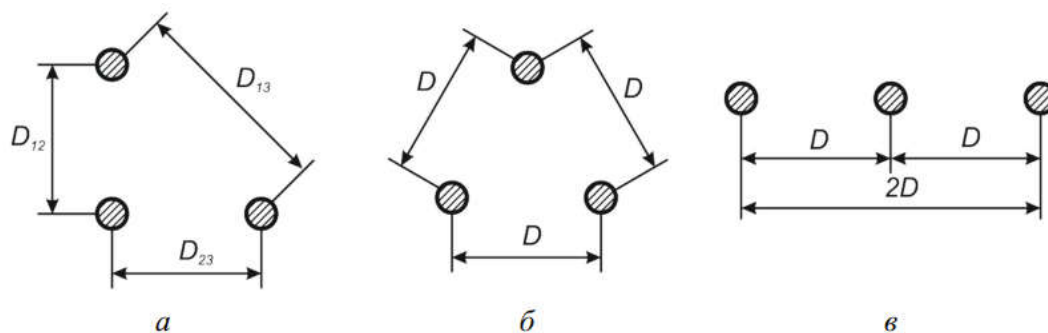


Рис. 8.8 - Схеми розташування фазних проводів на опорах повітряних ліній електропередавання

Конструктивне виконання повітряних ліній електропередавання в основному визначається умовами забезпечення припустимих значень напруженості електричного поля навколо фазних проводів ліній з метою обмеження втрат енергії на корону. Це визначає майже сталі значення геометричного фактору (відношення  $D_{cr}/R_e$ ) в повітряних лініях різних класів номінальної напруги і, як наслідок, вузький діапазон значень погонного індуктивного опору повітряних ліній 35÷750 кВ в межах 0,32÷0,44 Ом/км. Зменшення погонного індуктивного опору повітряних ліній вищих класів номінальної напруги визначається економічною доцільністю обмеження втрат енергії на іонізацію повітря вздовж фазних проводів лінії.

В таблиці 8.1 представлені орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП різного класу напруг, в тому числі і відстані між фазними проводами.

Таблиця № 8.1

**«Основні орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП»**

Номінальна напруга, кВ	Відстань між проводами ЛЕП, м	Відстань між опорами ЛЕП, м	Висота опори ВЛ, м	Відстань від провoda ЛЕП до землі, м	Кількість ізоляторів у підтримуючі гірлянди, шт
0,4-1	0,5	40-50	8-9	6-7	1
6-10	1	50-80	10	6-7	1
35	2,5-3,5	150-200	12	6-7	3
110	3-5	170-250	13-14	6-7	8
150	3,5-5,5	200-280	15-16	7-8	10
220	4-7	250-350	25-30	7-8	14
330	5,5-9	300-400	25-30	7,5-8	21
500	8-12	350-450	25-30	8	29
750	14-16	450-750	30-41	10-12	38-42
1150	12-19	500-1500	33-54	14,5-17,5	60-64

Вираз повітряних ліній електропередавання з розщепленими фазними проводами для визначення погонного індуктивного опору лінії електропередавання передбачає суттєве перевищення відстані між фазними проводами над їх діаметрами. Це має місце лише у повітряних ліній електропередавання. Для кабельних ліній використання виразу буде призводити до неприпустимих похибок результатів розрахунків. Тому погонний індуктивний опір кабельних ліній електропередавання слід визначати за спеціальними довідниковими матеріалами або технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

Слід пам'ятати, що відстань між фазними проводами кабельних ліній набагато менша, ніж у повітряних. Тому індуктивні опори кабельних ліній набагато менші за опори повітряних ліній і для класів номінальної напруги 6÷220 кВ складають 0,07÷0,2 Ом/км.

### 8.5 Активна поперечна провідність лінії

Поперечну активну провідність повітряних ліній електропередавання визначають втрати енергії на іонізацію повітря навколо проводів лінії (втрати на корону) та активні струми витоку через лінійну ізоляцію. Струми витоку, зазвичай мають дуже малі значення, тому на практиці ними нехтують.

Коронування проводів повітряних ліній електропередавання спостерігається, якщо напруженість електричного поля біля поверхні проводу перевищує початкову напруженість виникнення корони. Початкова напруженість поля визначається кліматичними умовами в районі траси лінії, зокрема атмосферним тиском, вологістю та температурою повітря тощо. Для визначення початкової напруженості виникнення корони застосовують емпіричну формулу Піка (кВ/см):

$$E_0 = 3,03 \cdot 10^3 \cdot \delta \cdot m \left( 1 + \frac{0,298}{\sqrt{r_0 \delta}} \right)$$

де  $r_0$  – радіус одиночного проводу фази, см;  $m$  – коефіцієнт шорсткості проводу;  $\delta = \frac{0,386p}{273 + t}$  – середньорічна відносна щільність повітря;  $p$  – атмосферний тиск, мм. рт. ст.;  $t$  – температура повітря, °С. За температури повітря +20°C та атмосферного тиску 760 мм. рт. ст. відносна щільність повітря  $\delta = 1$ . Відповідно до кількості проволочок зовнішнього повіу сталевалюмінієвих проводів коефіцієнт гладкості змінюється в межах 0,8–0,97. Для витих багатопроволкових проводів (типу АС) коефіцієнт шорсткості дорівнює 0,82.

Вважають, що за умовами обмеження втрат потужності на корону та зниження радіоперешкод, напруженість електричного поля у поверхні проводів в сонячну погоду не має перевищувати 90% початкової напруженості електричного поля виникнення корони.

Максимальне значення напруженості електричного поля для крайніх фаз при горизонтальному розміщенні проводів дорівнює (кВ/см):

$$E_{\text{кр.пр}} = \frac{0,354U}{\left(R \times \lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{R}\right)\right)}$$

Радіус перед логарифмом беруть в см. Для середньої фази напруженість електричного поля вважають на 10% більшою.

Для обмеження втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання необхідно зменшити напруженість електричного поля біля поверхні проводів лінії. Для цього виконують збільшення діаметру проводів лінії. Проте, такий підхід для ліній електропередавання надвисокої номінальної напруги є економічно недоцільним у зв'язку з невиправданими перевитратами металу проводів таких ліній. Більш ефективним є розщеплення фазних проводів, яке полягає у виконанні фази декількома проводами, розташованими, зазвичай, у вершинах правильного багатокутника із кроком розщеплення 400-600 мм. В системі розщеплених проводів електричне поле витісняється із простору між проводами, як показано на рис. 8.9, що створює ефект виконання фази проводом великого діаметру та зумовлює обмеження напруженості електричного поля.

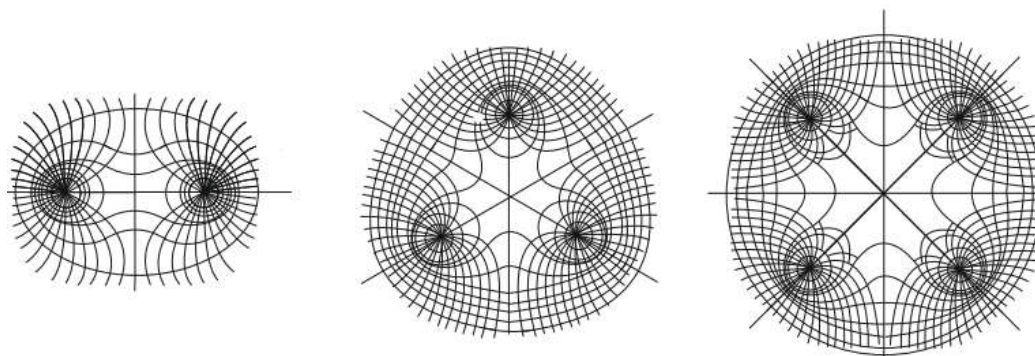


Рис. 8.9 - Конфігурація електричного поля, що утворюється проводами розщепленої фази

Радіус еквівалентного проводу розщепленої фази визначають за виразом:

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{ср}}^{n-1}}$$

де  $R$  – дійсний радіус проводів в розщепленій фазі;  $a_{\text{ср}}$  – середньо геометрична відстань між проводами розщепленої фази;  $n$  – кількість проводів у розщепленій фазі.

Проводи розщепленої фази зазвичай розташовують у вершинах

правильного багатокутника. За цієї умови зазначений вираз можна представити у вигляді:

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot r_p^{n-1} \cdot n}$$

де  $R$  – радіус розщеплення;  $r_p$  – радіус кола, описаного навколо правильного багатокутника, утвореного центрами проводів розщепленої фази.

В табл. 8.2 наведено мінімально допустимі перерізи проводів повітряних ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону.

Таблиця № 8.2.

**«Мінімальні перерізи проводів ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону»**

$U_{\text{ном}}$ , кВ	Кількість та діаметр проводів, мм	Кількість та марка проводів
110	11,4	АС–70/11
150	15,2	АС–120/19
220	21,6	АС–240/32
330	33,2	АС–600/42
	2×21,6	2×АС–240/32
500	2×36,2	2×АС–700/86
	3×25,2	3×АС–330/43
750	4×29,1	4×АС–400/93
	5×21,6	5×АС–240/32

Відповідно до даних табл. 8.2 допустимо виконання повітряних ліній електропередавання напругою 330 кВ одиночним проводом марки АС–600/42. Проте, зазвичай для виконання ліній 330 кВ конструкцію фази виконують розщепленою на 2 проводи, 500 кВ – на три проводи, 750 кВ – на чотири, а останнім часом – на п’ять проводів.

Наприклад, якщо для провода фази перерізом  $600 \text{ мм}^2$   $r = 16,5$  мм, то розщепленні на два проводи по  $300 \text{ мм}^2$   $R_e = 69,9$  мм. Для визначення середньорічних втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання використовують спеціальні методики, або користуються довідниковими матеріалами для типових конструкцій повітряних ліній надвисокої номінальної напруги.

Втрати на корону збільшуються при випадінні снігу на 14%, при дощовій погоді на 47%, при наявності інею на 107%. При збільшенні напруги на 5% втрати збільшуються на 31%, а при зменшенні на 5% зменшуються на 24%.



Погонну активну провідність прямої послідовності повітряної лінії електропередавання визначають за виразом (См/км):

$$g_0 = \frac{\Delta P_{к0} \cdot 10^{-3}}{U_n^2}$$

де  $\Delta P_{к0}$  – питомі втрати активної потужності на корону, кВт/км. Наприклад, питомі втрати на корону ЛЕП 750 кВ складають 13,75 кВт/км.

В кабельних лініях електропередавання поперечна активна провідність визначається діелектричними втратами в ізоляції кабелів. Такі втрати визначають за технічними даними для кабелів відповідного типу:

$$\Delta P_0 = U_n^2 g_0 \cdot 10^3 = U_n^2 \frac{b_0}{\operatorname{tg} \delta} 10^3 = \frac{\Delta Q_0}{\operatorname{tg} \delta}$$

де  $b_0$  – погонна ємнісна провідність кабелю;  $\operatorname{tg} \delta$  – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції кабелю;  $\Delta Q_0$  – погонна зарядна потужність кабелю.

Погонну активну провідність кабельної лінії електропередавання визначають за виразом:

$$g_0 = \frac{b_0}{\operatorname{tg} \delta} = \frac{\Delta Q_0 10^{-3}}{U_n^2 \operatorname{tg} \delta}$$

## 8.6 Ємнісна провідність лінії електропередавання

Поперечна ємнісна провідність лінії електропередавання визначається зарядними ємностями між фазними проводами лінії, фазними проводами та землею, грозозахисними тросами та конструктивними металевими елементами опор повітряних ліній. Цей параметр, так само, як і індуктивний опір лінії, визначається геометричними розмірами лінії.

Погонну ємність прямої послідовності повітряної лінії електропередач визначають за виразом:

$$C_0 = \frac{2\pi\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{\text{ср}}}{R}} = \frac{24,15 \cdot 10^{-9}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R}}$$

де  $\varepsilon$  – діелектрична проникність повітря.

В свою чергу погонну ємнісну провідність прямої послідовності слід визначати за формулою:

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{\text{ср}}}{R}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R}}$$

Для лінії електропередавання з розщепленими фазними проводами погонну ємнісну провідність прямої послідовності визначають за виразом:

$$b_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{\text{ст}}}{R_e}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ст}}}{R_e}}$$

Відповідно до виразу погонна ємнісна провідність повітряних ліній електропередач, так само, як і індуктивного опору, визначається геометричним фактором  $D_{\text{ст}}/R_e$ , який має майже сталі значення. Тому діапазон значень погонної ємнісної провідності у повітряних ліній різного конструктивного виконання різних класів номінальної напруги в межах  $2,58 \div 2,92$  мкСм/км.

Прийняті допущення про розташування фазних проводів лінії електропередавання у просторі не дозволяють використовувати вираз для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередавання. Ємнісна провідності кабельних ліній в багато раз більша, ніж повітряних. Для таких ліній слід користуватися довідниковими матеріалами та технічними умовами для кабельно-провідникової продукції. Загалом погонну ємнісну провідність кабельних ліній електропередавання визначають за виразом:

$$b_0 = \frac{\Delta Q_0 \cdot 10^{-3}}{U_n^2}$$

де  $\Delta Q_0$  – погонна зарядна потужність кабелю, кВ·Ар/км.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 8**

1. Самостійно відновити матеріал з поперечних та повздовжніх параметрів ЛЕП.
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Корона ЛЕП. Діелектричні втрати в кабельних лініях електропередавання.

## ЛЕКЦІЯ 9

### ТЕМА 9. ДОСЛІДЖЕННЯ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Мета: ознайомити студентів з заступними схемами силових трансформаторів електричних мереж

#### План лекції

1. Поняття приведених параметрів та заступна схема трансформатора;
2. Параметри схем заміщення двообмоткових трансформаторів;
3. Однолінійні схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

### 9.1 Поняття приведених параметрів та заступна схема трансформатора

При аналізі режимів роботи трансформатора представляє певні труднощі той факт, що первинна та вторинна обмотки трансформатора зв'язані електромагнітно. Тому доцільно одержати схему заміщення трансформатора, в якій всі елементи зв'язані електрично. Представимо спочатку реальний однофазний трансформатор у такий спосіб (рис. 9.1).

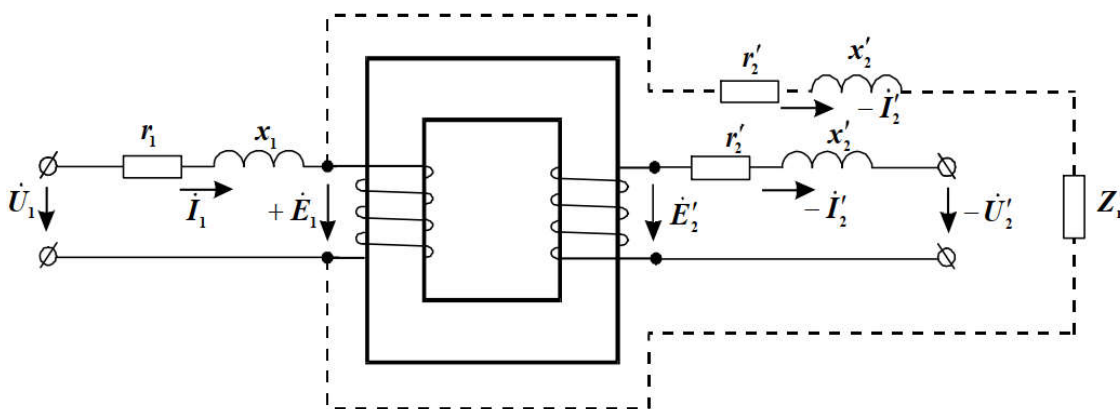


Рис. 9.1 - Обґрунтування електричної схеми заміщення приведенного трансформатора

Як правило, у трансформатора кількість відків у котушках  $w_1 \neq w_2$ , отже діючі значення ЕРС замож не рівні:  $E_1 \neq E_2$ . Це створює певні труднощі при побудові векторних діаграм у різних режимах роботи трансформатора, тому що вектори  $E_1$  і  $E_2$  необхідно представляти різними довжинами. Щоб уникнути цих незручностей параметри вторинної обмотки трансформатора приводять до числа витків первинної обмотки. Приведеною вторинною обмоткою трансформатора називають таку умовну обмотку, що має те ж число витків, що і первинна обмотка. При цьому енергетичні співвідношення в трансформаторі повинні залишатися незмінними.

Приведені параметри вторинної обмотки трансформатора через дійсні величини визначаються у такий спосіб:

- Приведена ЕРС вторинної обмотки:

$$E'_2 = E_2 \frac{w_1}{w_2} = E_2 k = E_1$$

де  $k$  – коефіцієнт трансформації.

- Приведений струм вторинної обмотки  $I'_2$  знаходять за умови, що повна потужність вторинної обмотки залишається незмінною:

$$I'_2 E'_2 = I_2 E_2 ;$$

$$I'_2 = \frac{I_2 E_2}{E'_2} = \frac{I_2 E_2}{k E_2} = \frac{I_2}{k}$$

- Приведений активний опір вторинної обмотки  $r'_2$  визначають за умови, що електричні втрати в обмотці не залежать від її приведення, тобто

$$(I'_2)^2 r'_2 = I_2^2 r_2,$$

$$r'_2 = r_2 \left( \frac{I_2}{I'_2} \right)^2 = r_2 k^2$$

- Приведений індуктивний опір  $x'_2$  знаходиться аналогічно:

$$x'_2 = x_2 k^2$$

З урахуванням приведених співвідношень, основні рівняння приведенного трансформатора запишуться у такий спосіб:

Рівняння МРС:

$$\dot{I}_1 w_1 + \dot{I}'_2 w_1 = \dot{I}'_0 w_1;$$

$$\dot{I}_1 + \dot{I}'_2 = \dot{I}'_0.$$

Рівняння напруг:

$$\dot{U}_1 = -\dot{E}_1 + \dot{I}_1 Z_1 ;$$

$$\dot{E}'_2 = \dot{I}'_2 Z'_2 + \dot{U}'_2 ,$$

де  $\dot{U}'_2 = \dot{I}'_2 Z'_n$

Використаємо основне рівняння трансформатора, враховуючи що

$$-\dot{E}_1 = \dot{I}_0 Z_m$$

де  $Z_m = r_m + jx_m$  – опір кола намагнічування;

$$\dot{U}'_2 = \dot{I}'_2 Z'_n$$

де  $Z'_n = r_{нн} + jx_{нн}$  – приведений опір навантаження.

З рівняння МРС приведенного трансформатора випливає

$$\dot{I}_1 + \dot{I}'_2 = \dot{I}_0 .$$

Звідси:

$$\dot{I}'_2 = \frac{\dot{E}'_2}{Z'_2 + Z'_n} = \frac{\dot{E}_1}{Z'_2 + Z'_n}$$

що випливає з рівняння для вторинної обмотки трансформатора:

$$\dot{E}'_2 = \dot{I}'_2 Z'_2 + \dot{U}'_2 .$$

$$\dot{I}_0 = \frac{-\dot{E}_1}{Z_m} .$$

З урахуванням приведенного виразу для струмів можна записати:

$$\dot{I}'_1 = \frac{-\dot{E}_1}{Z'_2 + Z'_n} + \frac{-\dot{E}_1}{Z_m} = -\dot{E}_1 \left( \frac{1}{Z'_2 + Z'_n} + \frac{1}{Z_m} \right)$$

Звідси

$$-\dot{E}_1 = \frac{\dot{I}'_1}{\frac{1}{Z'_2 + Z'_n} + \frac{1}{Z_m}}$$

Підставляючи це значення в рівняння рівноваги напруг для первинної обмотки трансформатора одержимо:

$$\dot{U}_1 = \frac{\dot{I}'_1}{\frac{1}{Z'_2 + Z'_n} + \frac{1}{Z_m}} + \dot{I}'_1 Z_1 = \dot{I}'_1 \left( Z_1 + \frac{1}{\frac{1}{Z'_2 + Z'_n} + \frac{1}{Z_m}} \right) = \dot{I}'_1 Z_e$$

де  $Z_e = Z_1 + \frac{1}{\frac{1}{Z'_2 + Z'_n} + \frac{1}{Z_m}}$  – еквівалентний опір схеми заміщення трансформатора.

З цього виразу випливає, що схему заміщення однофазного двообмоточного трансформатора можна представити електричним колом (рис. 9.2).

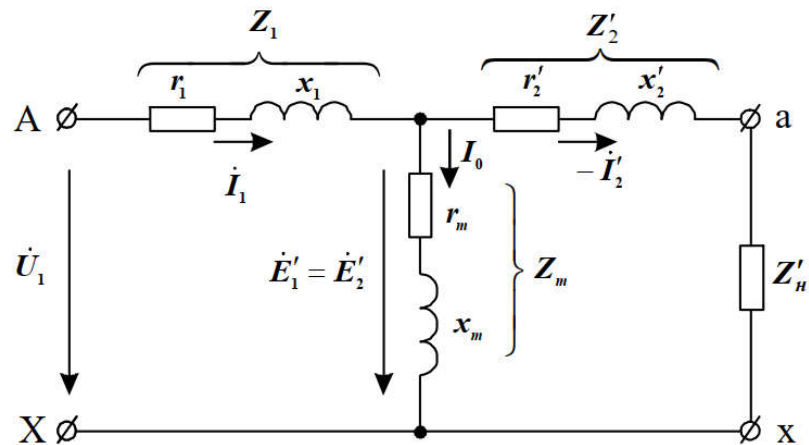


Рис. 9.2 - Схема заміщення приведенного трансформатора

Наявність опорів  $r_m$  і  $x_m$  в схемі заміщення фізично пояснюється у такий спосіб:

- $r_m$  – опір, що відповідає активним втратам в сталі сердечника трансформатора;

- $x_m$  – опір взаємодуктивності (оскільки  $\Phi_0$  в однаковій степені зчеплений як з первинною, так і з вторинною обмотками).

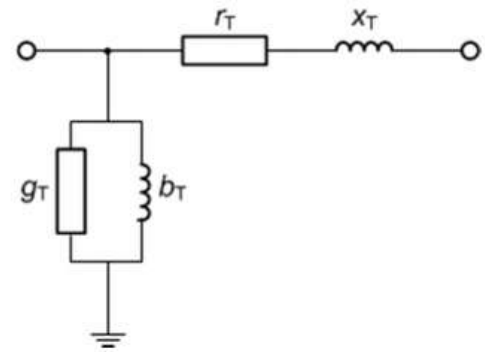
При розрахунках і моделюванні режимів роботи трансформатора ця схема заміщення зручна тим, що в ній всі елементи зв'язані електрично. Вона справедлива також для кожної фази трифазного трансформатора, якщо цей трансформатор навантажений по фазах рівномірно.

## 9.2 Параметри схем заміщення двообмоткових трансформаторів

Струм намагнічування силового трансформатора є дуже малим порівняно із струмами навантаження і визначається робочою напругою на його затискачах. Це дозволяє спростити схему заміщення силового трансформатора, тобто перейти від Т-подібної до прямої Г-подібної схеми заміщення, представленої на рис. 9.3,б.



а



б

Рис. 9.3 - Силовий двообмотковий трансформатор: а – загальний вигляд; б – Г-подібна схема заміщення трансформатора.

Повздовжня гілка представляє первину та вторину обмотки трансформатора. Поперечна гілка представляє контур намагнічування. Поперечна гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

Параметри Г-подібної схеми заміщення двообмоткового силового трансформатора визначають за його паспортними даними. До паспортних даних трансформаторів відносять:

- 1) номінальну потужність, виражену у кВА;
- 2) номінальні лінійні напруги первинної та вторинної обмоток трансформатора, виражені у кВ (для однофазних трансформаторів – номінальні фазні напруги);
- 3) характеристики дослідження неробочого ходу трансформатора
  - втрати активної потужності в режимі неробочого ходу, виражені в кВт;
  - струм неробочого ходу, виражений у відсотках до номінального струму трансформатора;
- 4) характеристики дослідження короткого замкнення трансформатора;
  - втрати активної потужності в режимі короткого замкнення, виражені в кВт;
  - напругу короткого замкнення, виражену у відсотках до номінальної напруги трансформатора.

*Параметри поперечної гілки* контуру намагнічування трансформатора визначають за даними дослідження неробочого ходу. В такому режимі вторинні обмотки трансформатора розімкнені, а до первинних обмоток прикладають номінальну напругу. При цьому вимірюють струм первинної обмотки та

втрати активної потужності.

За умови розімкненої вторинної обмотки Г-подібна схема заміщення трансформатора спрощується набуває вигляду, представленого на рис. 9.4.

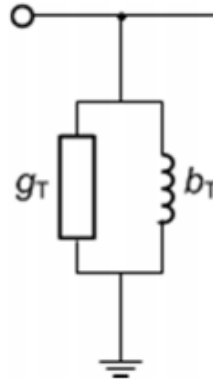


Рис. 9.4. - Г-подібна схема заміщення силового трансформатора в досліді неробочого ходу

Очевидно, що в досліді неробочого ходу активна потужність витрачається лише в активній провідності:

$$\Delta P_{\text{н.х.}} = U_{\text{н}}^2 g_T.$$

Звідки

$$g_T = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}$$

де  $\Delta P_{\text{н.х.}}$  – втрати активної потужності в досліді неробочого ходу;  $U_{\text{н}}$  – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора.

Множник  $10^{-3}$  у формулі використовується тому, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі неробочого ходу виражена в кіловатах, а номінальна напруга первинної обмотки – у кіловольтах. Відповідно до схеми заміщення, представленої на рис. 3, струм неробочого ходу містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$I'_{\text{н.х.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} g_T; \quad I''_{\text{н.х.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} b_T,$$

де  $I'_{\text{н.х.}}$ ,  $I''_{\text{н.х.}}$ ; – активна та індуктивна складові струму неробочого ходу відповідно.

У свою чергу, модуль струму неробочого ходу визначається виразом:

$$I_{\text{н.х.}} = \sqrt{I'^2_{\text{н.х.}} + I''^2_{\text{н.х.}}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} \sqrt{g_T^2 + b_T^2}$$

З іншого боку струм неробочого ходу трансформатора дорівнює:

$$I_{\text{н.х.}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} I_{\text{н}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}$$



де  $I_H$  та  $S_T$  – номінальний струм первинної обмотки та номінальна потужність трансформатора відповідно. Множник  $10^{-3}$  у виразі враховує представлення паспортної величини номінальної потужності трансформатора у кВА.

Якщо прирівняти вирази ( $I_{H.X.}''$ ), отримуємо:

$$\sqrt{g_T^2 + b_T^2} = \frac{i_{H.X.}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H^2}$$

Звідки

$$b_T = -\sqrt{\left(\frac{i_{H.X.}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H^2}\right)^2 - g_T^2}.$$

Знак « $\leftarrow$ » у виразі враховує індуктивний характер поперечної реактивної провідності схеми заміщення трансформатора.

З урахуванням виразу ( $g_T$ ) для активної поперечної провідності формула ( $b_T$ ) набуває вигляду:

$$\begin{aligned} b_T &= -\sqrt{\left(\frac{i_{H.X.}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{H.X.} \cdot 10^{-3}}{U_H^2}\right)^2} = \\ &= -\frac{S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2} \sqrt{(i_{H.X.})^2 - \left(\frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100\right)^2} = -\frac{S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2} \sqrt{(i_{H.X.})^2 - (\Delta p_{H.X.})^2}. \end{aligned}$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі неробочого ходу, вираженого у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{H.X.} = \frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі неробочого ходу, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно співпадають із активним струмом неробочого ходу, вираженим у відсотках до номінального струму трансформатора. Дійсно,

$$\begin{aligned} i'_{H.X.} &= \frac{I'_{H.X.}}{I_H} \cdot 100 = \frac{U_H g_T}{\sqrt{3}} \frac{\sqrt{3} U_H}{S_T \cdot 10^{-3}} \cdot 100 = \\ &= \frac{U_H^2}{S_T \cdot 10^{-3}} \frac{\Delta P_{H.X.} \cdot 10^{-3}}{U_H^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{H.X.} \end{aligned}$$

Таким чином, для визначення індуктивної поперечної провідності Г-подібної схеми заміщення силового трансформатора слід скористатися виразом

$$b_T = -\frac{i''_{H.X.}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H^2}$$

де  $i''_{\text{н.х.}} = \sqrt{i_{\text{н.х.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\text{T}}} \cdot 100\right)^2}$  - індуктивна складова струму неробочого струму трансформатора. Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова струму неробочого ходу суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою струму неробочого ходу та визначати індуктивну поперечну провідність за паспортним значенням повного струму неробочого ходу трансформатора:

$$b_{\text{T}} = -\frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{T}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}$$

Параметри позовжньої гілки схеми заміщення трансформатора визначають за даними досліду короткого замкнення. В такому режимі вторинні обмотки трансформатора закорочені, а до первинних прикладають таку напругу, щоб струм у закорочених вторинних обмотках дорівнював номінальному. При цьому вимірюють напругу, яку прикладають до первинних обмоток, а також втрати активної потужності.

Оскільки напруга, яку прикладають до первинних обмоток трансформатора в режимі короткого замкнення характеризується малим значенням (порядку 10% від номінальної напруги первинної обмотки трансформатора) струм в контурі намагнічування також дуже малий і ним можна знехтувати. Це дозволяє спростити Г-подібну схему заміщення трансформатора та представляти його лише позовжньою гілкою, як показано на рис. 9.5.

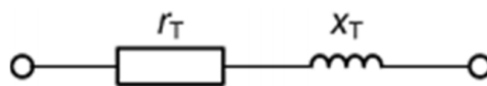


Рис. 9.5 - Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора в досліді короткого замкнення

Очевидно, що в досліді короткого замкнення активна потужність витрачається лише в активному опорі:

$$\Delta P_{\text{к.з.}} = 3I_{\text{н}}^2 r_{\text{T}} \cdot 10^3$$

Звідки

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot 10^{-3}}{3I_{\text{н}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{T}}^2}$$

де  $\Delta P_{\text{к.з.}}$  – втрати активної потужності в досліді короткого замикання.

Множник  $10^3$  у формулі визначається тим, що паспортна величина

втрат активної потужності в режимі короткого замкнення виражена в кіловатах, номінальна потужність – у кіловольтамперах, а номінальна напруга – у кіловольтах.

В режимі короткого замкнення падіння напруги на поздовжньому опорі схеми заміщення трансформатора чисельно дорівнює напрузі, яку прикладають до його затискачів. При цьому падіння напруги містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$U'_{к.з.} = \sqrt{3} I_H r_T = \frac{S_T}{U_H} r_T \cdot 10^{-3};$$

$$U''_{к.з.} = \sqrt{3} I_H x_T = \frac{S_T}{U_H} x_T \cdot 10^{-3},$$

де  $U_{к.з.}'$ ,  $U_{к.з.}''$  – активна та індуктивна складові напруги короткого замкнення відповідно.

У свою чергу, модуль напруги короткого замкнення визначається виразом:

$$U_{к.з.} = \sqrt{U'^2_{к.з.} + U''^2_{к.з.}} = \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H} \sqrt{r_T^2 + x_T^2}.$$

З іншого боку напруга в досліді короткого замкнення дорівнює:

$$U_{к.з.} = \frac{u_{к.з.}}{100} U_H$$

Якщо прирівняти зазначені вирази, отримуємо:

$$x_T = \sqrt{\left( \frac{u_{к.з.}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2 - r_T^2}.$$

З урахуванням виразу ( $r_T$ ) для активного поздовжнього опорю формула набуває вигляду:

$$x_T = \sqrt{\left( \frac{u_{к.з.}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_T} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2} =$$

$$= \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{к.з.}^2 - \left( \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_T} \cdot 100 \right)^2} = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{к.з.}^2 - (\Delta p_{к.з.})^2}$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі ( $x_T$ ) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі короткого замкнення, виражене у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{к.з.} = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_T} \cdot 100.$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі короткого замкнення, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора

чисельно співпадають із активною складовою напруги короткого замкнення, вираженою у відсотках до номінальної напруги трансформатора.

$$u'_{к.з.} = \frac{U'_{к.з.}}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_H r_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \frac{S_T}{\sqrt{3} U_H} \frac{\Delta P_{к.з.} U_H^2}{S_T^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{к.з.}$$

Таким чином, для визначення індуктивного повздовжнього опору Г-подібної схеми заміщення силового двообмоткового трансформатора слід скористатися виразом

$$x_T = \frac{u''_{к.з.} U_H^2 \cdot 10}{S_T}$$

де  $u''_{к.з.} = \sqrt{u_{к.з.}^2 - \left( \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_T} \cdot 100 \right)^2}$  - індуктивна складова напруги короткого замкнення трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова напруги короткого замкнення суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою та визначати індуктивний повздовжній опір за паспортним значенням повної напруги короткого замкнення трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{к.з.} U_H^2 \cdot 10}{S_T}$$

Параметри схеми заміщення силового трансформатора можуть бути зведені до номінальної напруги первинної або вторинної обмотки. Це визначається відповідною номінальною напругою, яку підставляють у формулу для визначення параметрів схеми заміщення. У довідникових матеріалах зазвичай параметри трансформатора подають зведеними до високої номінальної напруги. У разі необхідності можна перерахувати ці параметри шляхом підстановки у формули номінальної напруги обмотки низької напруги.

### 9.3 Однолінійні схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів

Під час формування електричних систем часто необхідно на одній підстанції поєднати на паралельну роботу електричні мережі трьох класів номінальної напруги, наприклад, живлячі районні мережі напругою 110 кВ, місцеві сільські мережі напругою 35 кВ та мережі місцевих споживачів напругою 10 кВ. Для цього можна було б використати силові трансформатори двох типів – 110/35 кВ та 110/10 кВ. Проте, за таких умов, економічно доцільніше застосовувати триобмоткові силові трансформатори.

Такі трансформатори містять по три обмотки в кожній фазі, розташовані на єдиному магнітопроводі. В результаті електрична енергія, підведена до затискачів живлячих первинних обмоток трансформується та передається у вторинні обмотки.

В триобмоткових трансформаторах розрізняють обмотки високої, середньої та низької напруги. Зазвичай, триобмоткові трансформатори встановлюють на споживацьких підстанціях, де первинними живлячими обмотками є обмотки високої напруги, а вторинними – обмотки середньої та низької напруг.

В задачах аналізу робочих режимів електричних систем три обмоткові трансформатори подають Г-подібною схемою заміщення, представленою на рис. 6. Така схема містить поперечну гілку контуру намагнічування та три повздовжні гілки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Контур намагнічування триобмоткового трансформатора, так само, як і двообмоткового, містить активну та індуктивну провідності та розташований завжди з боку живлення трансформатора. Параметри поперечної гілки схеми заміщення триобмоткового трансформатора визначають за виразами для двообмоткового трансформатора ( $g_T$ ), ( $b_T$ ).

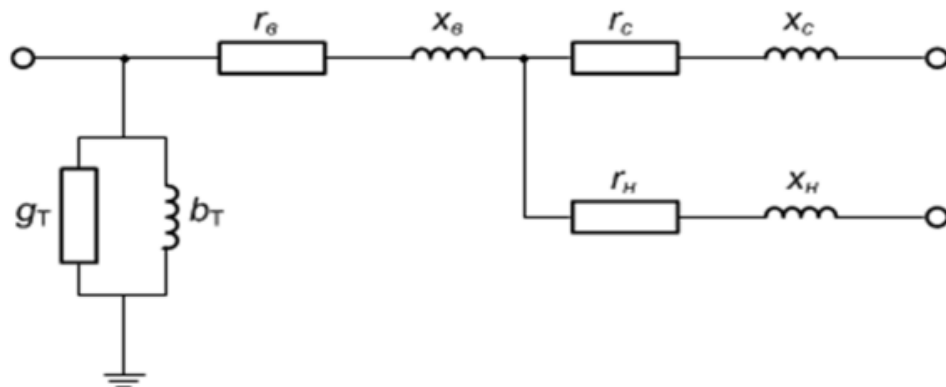


Рис. 9.6 - Г-подібна схема заміщення триобмоткового силового трансформатора

Повздовжні гілки опорів обмоток характеризуються активними та індуктивними опорами. Параметри повздовжніх гілок визначають виходячи з особливостей виконання дослідів короткого замкнення в три обмоткових трансформаторах. Для таких агрегатів дослід короткого замкнення проводять для трьох пар обмоток:

- 1) замикають накоротко затискачі обмоток середньої напруги та подають живлення до затискачів обмоток високої напруги;
- 2) замикають накоротко затискачі обмоток низької напруги та подають живлення до затискачів обмоток високої напруги;

3) замикають накоротко затискачі обмоток низької напруги та подають живлення до затискачів обмоток середньої напруги.

Таким чином, паспортні дані триобмоткових трансформаторів містять інформацію про три пари характеристик дослідів короткого замикання між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, а також середньої та низької напруг. Такі характеристики дозволяють визначити суми опорів послідовно увімкнених відповідних пар обмоток трансформатора. Зокрема, втрати активної потужності в досліді короткого замикання визначають активні опори обмоток відповідно до виразів:

$$r_B + r_C = \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}} U_T^2 10^3}{S_T^2};$$

$$r_B + r_H = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}} U_T^2 10^3}{S_T^2};$$

$$r_C + r_H = \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}} U_T^2 10^3}{S_T^2},$$

де  $r_B$ ,  $r_C$ ,  $r_H$  – активні опори обмоток високої, середньої та низької напруги відповідно;  $\Delta P_{\text{к.в-с}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.в-н}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.с-н}}$  – втрати активної потужності в досліді короткого замкнення між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької напруг відповідно.

Для визначення активного опору обмотки високої напруги з суми перших двох виразів слід відняти третій:

$$r_B = \frac{0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}}) U_T^2 10^3}{S_T^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в}} U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

де  $\Delta P_{\text{к.в}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}})$  – фіктивне значення втрат активної потужності в обмотці високої напруги трансформатора.

В загальному випадку можна представити вираз для визначення активних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів у вигляді:

$$r_i = \frac{\Delta P_{\text{к}i} U_T^2 10^3}{S_T^2},$$

де  $i$  – індекс поточної обмотки трансформатора;  $\Delta P_{\text{к}i}$  – фіктивні значення втрат активної потужності трансформатора в  $i$ -й обмотці:

$$\Delta P_{\text{к.в}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}});$$

$$\Delta P_{\text{к.с}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.с-н}} - \Delta P_{\text{к.в-н}}) = \Delta P_{\text{к.в-с}} - \Delta P_{\text{к.в}};$$

$$\Delta P_{\text{к.н}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-н}} + \Delta P_{\text{к.с-н}} - \Delta P_{\text{к.в-с}}) = \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.в}}.$$

Конструктивне виконання більшості сучасних три обмоткових трансформаторів передбачає однакові значення втрат активної потужності у

всіх дослідах короткого замкнення. Для таких трансформаторів активні опори обмоток визначають за виразами:

$$r_{\text{в}} = r_{\text{с}} = r_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{т}}^2 10^3}{2S_{\text{т}}^2} = 0,5r_{\text{т}}$$

Очевидно, що попередній вираз є окремим випадком виразів ( $r_i$ ) за умови однакових значень втрат активної потужності в дослідах короткого замкнення:

$$\Delta P_{\text{к.в-с}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.с-н}} = \Delta P_{\text{к.з}}$$

Для визначення індуктивних опорів обмоток три обмоткових трансформаторів попередньо необхідно розрахувати фіктивні значення напруг короткого замкнення кожної з обмоток за виразами:

$$\begin{aligned} u_{\text{к.в}} &= 0,5(u_{\text{к.в-с}} + u_{\text{к.в-н}} - u_{\text{к.с-н}}); \\ u_{\text{к.с}} &= 0,5(u_{\text{к.в-с}} + u_{\text{к.с-н}} - u_{\text{к.в-н}}) = u_{\text{к.в-с}} - u_{\text{к.в}}; \\ u_{\text{к.н}} &= 0,5(u_{\text{к.в-н}} + u_{\text{к.с-н}} - u_{\text{к.в-с}}) = u_{\text{к.в-н}} - u_{\text{к.в}}, \end{aligned}$$

де  $u_{\text{к.в-с}}$ ,  $u_{\text{к.в-н}}$ ,  $u_{\text{к.с-н}}$  – напруги в дослідах короткого замкнення між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької обмоток відповідно.

Індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів визначають за типовими виразами:

$$x_i = 10u_{\text{к}i} \frac{U_{\text{т}}^2}{S_{\text{т}}}$$

де  $i$  – індекс, що відповідає поточній обмотці трансформатора ( $i = \text{ВН}, \text{СН}, \text{НН}$ );  $u_{\text{к}i}\%$  – фіктивне значення напруги КЗ в відсотках для відповідної обмотки трансформатора.

Часто одне з фіктивних значень напруги короткого замкнення (зазвичай обмотки середньої напруги, інколи – низької напруги) виявляється близьким до нуля, або, навіть, від'ємним. За таких умов слід прийняти нульове значення індуктивного опору відповідної обмотки трансформатора.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 9**

1. Самостійно відновити матеріал з опису схем заміщення двообмоткових та триобмоткових трансформаторів.

2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Силові трансформатори з розщепленими обмотками та триобмоткові трансформатори із скороченими обмотками.

## ЛЕКЦІЯ 10

### ТЕМА 10. ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Мета: ознайомлення студентів з видами втрат електричної енергії в мережах та методикою їх розрахунку

#### План лекції

1. Загальна характеристика втрат енергії в електричних мережах;
2. Визначення втрат електроенергії в проводах та кабелях ліній електропередач;
3. Методика обчислення втрат в трансформаторах ліній електропередач.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

#### 10.1 Загальна характеристика втрат енергії в електричних мережах

Передавання електричної енергії по електричних мережах завжди пов'язане із втратами енергії в лініях електропередавання, трансформаторах та інших елементах електричної мережі. Такі втрати визначаються нагріванням проводів та обмоток трансформаторів під час протікання електричного струму, втратами енергії на іонізацію повітря (втрати на корону), діелектричні втрати кабельних ліній, втрати енергії на перемагнічування осереддя трансформаторів тощо.

В загальному випадку втрати енергії в елементах електричних мереж можна поділити на два класи.

1. Втрати енергії на нагрівання проводів ліній та обмоток трансформаторів. Такі втрати визначаються робочими струмами в лініях і трансформаторах та мають місце лише під час протікання робочих струмів.

2. Втрати енергії на корону в лініях електропередавання, діелектричні втрати в кабельних лініях, втрати на перемагнічування осереддя трансформаторів. Такі втрати визначаються робочою напругою на елементах



електричних мереж та мають місце весь час, протягом якого устаткування знаходиться під напругою.

Миттєві значення втрат енергії визначають втрати потужності в устаткуванні електричних мереж. При цьому розрізняють втрати активної та реактивної потужності. Втрати активної енергії, віднесені до одиниці часу (1 с) визначають втрати активної потужності. Такі втрати визначаються протіканням струмів навантаження та струмів витоку через активні елементи (опори та провідності) схем заміщення устаткування електричних мереж. По аналогії з втратами активної потужності визначають також втрати реактивної потужності. Такі втрати обумовлені протіканням струмів навантаження та струмів витоку через реактивні елементи схем заміщення устаткування електричних мереж.

Слід зважати на те, що втрати реактивної потужності можуть мати різну фізичну природу. Втрати, обумовлені протіканням струмів через індуктивні елементи схем заміщення устаткування носять індуктивний характер. Відповідно до принципів визначення повної потужності за київською електротехнічною школою такі втрати враховують з від'ємним знаком. Навпаки, втрати реактивної потужності, обумовлені протіканням струмів через ємнісні елементи схем заміщення носять ємнісний характер, такі втрати враховують із додатнім знаком. Часто місця локалізації ємнісних втрат реактивної потужності, зокрема зарядних потужностей повітряних ліній електропередач, розглядають як джерела реактивної потужності в електричних системах.

Відомо, що схеми заміщення устаткування електричних мереж в загальному випадку містять повздовжні і поперечні гілки. В повздовжніх гілках спостерігаються втрати енергії та потужності від протікання робочих струмів, в поперечних – втрати енергії та потужності від впливу робочої напруги.

Режим напруги в нормальних робочих режимах електричних систем змінюється у достатньо вузькому діапазоні навколо свого номінального значення. Це означає, що струми витоку, а, отже, і втрати в поперечних елементах схем заміщення устаткування майже не змінюються під час зміни навантаження електричної системи. Такі втрати умовно вважають незмінними і, зазвичай, визначають за номінальною напругою відповідного устаткування.

Навпаки, втрати, обумовлені робочими струмами в елементах електричної мережі, постійно змінюються відповідно до зміни навантаження електричної системи. Такі втрати є змінними. Їх визначають за поточним навантаженням робочими струмами устаткування електричних мереж.

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями: характером втрат (постійні, змінні), класами напруги, групам елементів, виробничим підрозділам і т.д. Для цілей аналізу і нормування втрат доцільно використовувати укрупнену структуру втрат електроенергії, в якій втрати розділені на складові виходячи з їх фізичної природи і специфіки методів визначення їх кількісних значень. На основі такого підходу фактичні втрати можуть бути розділені на чотири складові:

1) Технічні втрати потужності. Це ті втрати, які зумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах мереж. Теоретично технічні втрати можуть бути виміряні при встановленні відповідних приладів, які фіксують надходження і відпуск електроенергії на даному об'єкті. Практично ж оцінити дійсне їх значення з прийнятною точністю за допомогою засобів вимірювання не можна. Для окремого елемента це пояснюється дещо малим значенням втрат, порівняно з похибкою приладів обліку. Наприклад, вимірювання втрат в лінії, в якій фактичні втрати енергії складають 2%, за допомогою приладів, що мають похибку  $\pm 0,5\%$ , може привести до результату від 1,5 до 2,5%. Для об'єктів, що мають велику кількість точок надходження і відпуску електроенергії (наприклад електрична мережа), установка спеціальних приладів в усіх точках і забезпечення синхронного зняття їх показань практично нереальна (особливо для визначення втрат потужності). У всіх цих точках лічильники електроенергії і так встановлені, однак неможливо сказати, що різниця їх показань і є дійсним значенням технічних втрат. Це пов'язано з територіальною розкиданістю багаточисельних приладів і неможливістю забезпечення повного контролю правильності їх показань і відсутності випадків впливу на них іншими особами. Різниця показань цих приладів являє собою фактичні втрати, з яких слід виділити потрібну складову. Тому можна стверджувати, що виміряти технічні втрати на реальному мережевому об'єкті не можна. Їх значення можна отримати тільки розрахунковим шляхом на основі відомих законів електротехніки;

2) Втрата електроенергії на власні потреби ПС. Ці втрати необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу. Ця втрата реєструється лічильниками, встановленими на трансформаторах ВП підстанцій.

3) Втрати електроенергії, зумовлені похибками її вимірювання (недооблік електроенергії, метрологічні втрати). Ці втрати отримують розрахунковим шляхом на основі даних про метрологічні характеристики та режими роботи приладів, що використовуються для вимірювання енергії (ТС,

ТН і самих електролічильників). У розрахунок метрологічних втрат включають всі прилади обліку відпуску електроенергії з мережі, в тому числі й прилади обліку витрати електроенергії на ВП підстанції.

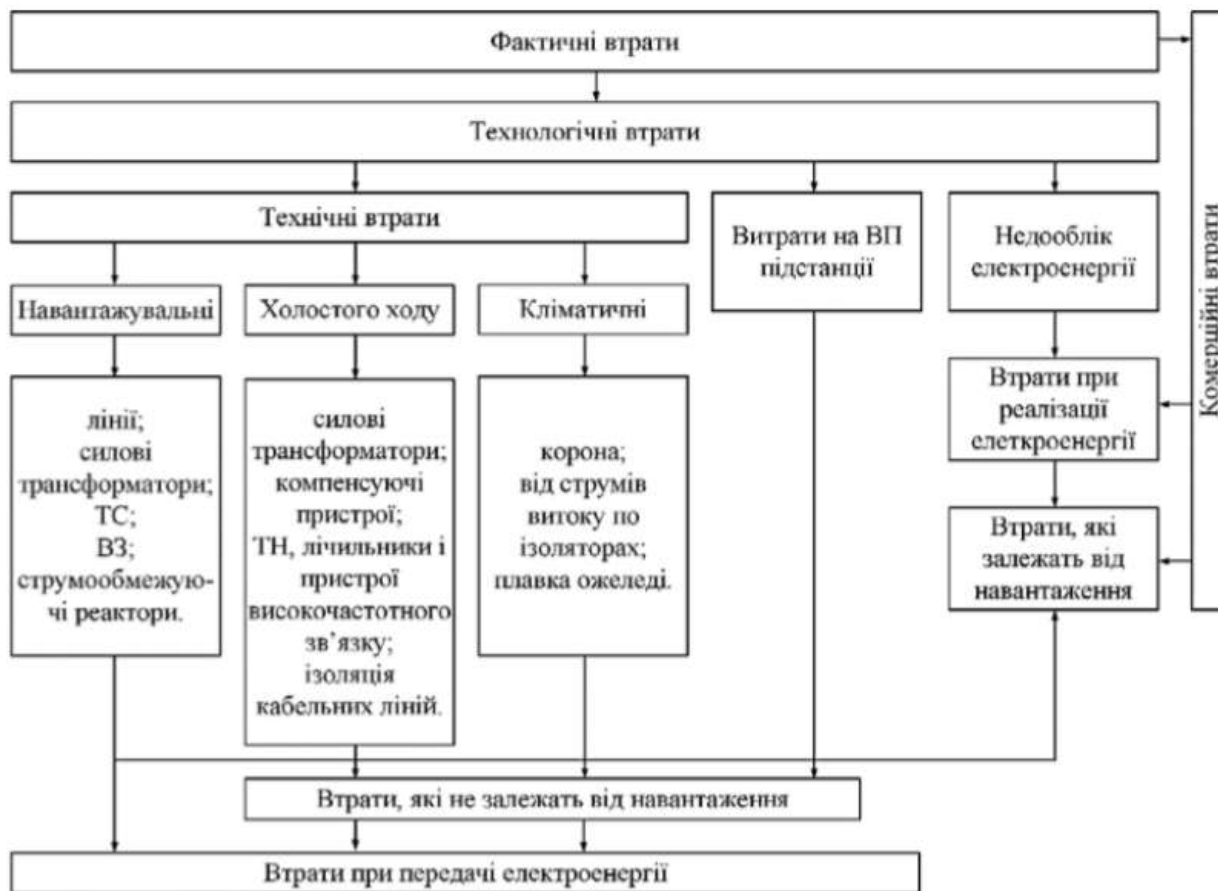


Рис. 10.1 – Структура втрат електроенергії

4) Комерційні втрати. Втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплати електроенергії побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автоматично. Їх значення визначають як різницю між фактичними втратами і сумою перших трьох складових. Три перші складові укрупненої структури втрат обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її надходження та відпуску. Сума цих складових добре описується терміном «технологічні втрати». Четверта складова – комерційні втрати – являє собою вплив «людського фактору» і включає в себе всі прояви такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії крім лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників, визначення надходження і відпуску електроенергії за деякими точкам обліку

розрахунковим шляхом (при розбіжності меж балансової приналежності мереж і місць установки приладів обліку) і т.п. Наочна структура втрат, в якій укрупнені складові втрат згруповані за різними критеріями, наведена на рисунку 10.1.

Кожна складова втрат має свою більш детальну структуру, так наприклад.

Навантажувальні втрати включають в себе втрати:

- в проводах ліній передачі;
- силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- струмообмежуючих реакторах;
- загороджувачах високочастотного зв'язку;
- трансформаторах струму;
- сполучних проводах і шинах розподільних установок підстанцій.

Останні дві складові в силу відсутності практики їх поелементних розрахунків і незначної величини зазвичай визначають на основі питомих втрат, розрахованих для середніх умов, і включають до складу умовно постійних втрат (втрати холостого ходу).

Втрати холостого ходу включають в себе постійні (які не залежать від навантаження) втрати:

- в силових трансформаторах (автотрансформаторах);
- компенсуючих пристроях (синхронних і тиристорних компенсаторах, батареях конденсаторів і шунтувальних реакторах);
- обладнанні системи обліку електроенергії (ТС, ТН, лічильниках і з'єднувальних проводах);
- вентиляльних розрядниках і обмежувачах перенапруги;
- пристроях приєднання високочастотного зв'язку;
- ізоляції кабелів. Втрати, зумовлені погодними умовами (кліматичні втрати) включають в себе три складові: – втрати на корону в повітряних лініях електропередачі (ПЛ) 110 кВ і вище;
- втрати від струмів витоку по ізоляторах ПЛ;
- витрата електроенергії на плавку ожеледі.

Витрата електроенергії на ВП підстанцій обумовлена режимами роботи різних (до 23) типів електроприладів. Ці витрати можна розбити на шість складових:

- на обігрів приміщень;
- вентиляцію і освітлення приміщень;
- системи управління підстанцією і допоміжні пристрої синхронних компенсаторів; – охолодження і обігрів обладнання;

– роботу компресорів повітряних вимикачів та пневматичних приводів масляних вимикачів;

– поточний ремонт обладнання, пристрої регулювання напруги під навантаженням, дистилятори, вентиляцію закритої розподільного установки, обігрів і освітлення прохідної (інша витрата).

Таким чином можна сказати, що розглядаючи втрати в лініях електропередач основні технологічними втратами електроенергії в мережах є:

- навантажувальні втрати в проводах ліній електропередачі (ЛЕП) та обмотках силових трансформаторів підстанцій;
- втрати в залізі осердь трансформаторів при неробочому ході;
- втрати на корону проводів ЛЕП;
- втрати на власні потреби;
- втрати в компенсаційних пристроях (конденсаторні батареї, синхронні компенсатори, статичні тиристорні компенсатори та ін.);

Заходи зі зниження втрат в мережах слід вибирати виходячи з принципу досягнення мінімуму приведених затрат при виконанні умов по надійності електропостачання і якості електроенергії.

Проведені оціночні розрахунки вказують, що найбільш ефективними заходами є технічні заходи щодо компенсації реактивної потужності. Питоме зниження втрат при встановленні БСК в мережах споживачів, що отримують живлення від трансформаторів 220/6-10 кВ, вкладає 70 тис.кВт.г в рік на 1 Мвар реактивної потужності батареї; від трансформаторів 110/6-10 кВ — 200 тис.кВт.г в рік; від трансформаторів 35/6-10 кВ — 300 тис.кВт.г в рік. Таким чином, проведення комплексних заходів — є ефективним способом зниження втрат електроенергії в системах електропостачання промислових підприємств.

## **10.2 Визначення втрат електроенергії в проводах та кабелях ліній електропередач**

### **10.2.1 Втрати в проводах ліній**

1) Для обчислення втрат електроенергії в проводах необхідні наступні дані:

а) каталожні або паспортні:

- довжина лінії,  $L$  км;

- питомий активний опір лінії,  $r_0$  Ом/км;

- питомий реактивний опір лінії,  $x_0$ , Ом/км;

б) активна електроенергія  $WP$  (кВт·год.) та реактивна електроенергія  $WQ$  (кВАрг), що проходить по лінії, приймається по розрахункових лічильниках. Якщо розрахункові лічильники встановлені на стороні низької напруги трансформатора до значення, врахованого лічильниками, додаються розрахункові втрати в трансформаторі ( $WP + \Delta WP_{тр}$ ), ( $WQ + \Delta WQ_{тр}$ );

в) кількість годин роботи лінії за розрахунковий період,  $T_{п}$ ;

г) номінальна напруга лінії  $U_{п}$ , кВ.

2) При обчисленні втрат електроенергії в проводах лінії послідовно визначається:

а) активний опір лінії,  $R_e$ , Ом:

$$R = r L$$

б) реактивний опір лінії  $X_e$ , Ом:

$$X = x L$$

в) середній струм в лінії  $I_{ср}$ , А:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{WP^2 + WQ^2}}{\sqrt{3} U_{п}}$$

г) втрати електроенергії в усіх трьох фазах лінії - втрати активної електроенергії, кВт·год.

$$\Delta WP = 3 I_{ср}^2 R_{\text{л}} T_{п} 10^{-3} = \frac{3 (WP^2 + WQ^2) R_{\text{л}} T_{п}}{U_{п}^2} 10^{-3}$$

- втрати реактивної електроенергії, кВАрг

$$\Delta WQ = 3 I_{ср}^2 X_{\text{л}} T_{п} 10^{-3} = \frac{3 (WP^2 + WQ^2) X_{\text{л}} T_{п}}{U_{п}^2} 10^{-3}$$

## 10.2.2 Втрати в кабельних лініях

1) Втратами активної електроенергії в кабельних лініях загальною довжиною до 1 км в зв'язку з малою величиною активного опору можна

знехтувати. При довжині кабельної лінії 1 км і більше втрати активної ел. енергії обчислюються по формулі:

$$\Delta W_P = 3 I_{\text{ср.}}^2 R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{\text{нп}}^2} R_{\text{л}} \cdot 10^{-3}$$

2) При обчисленні втрат реактивної електроенергії необхідно врахувати:

Для в/в кабельних ліній характерна наявність реактивної ємнісної провідності в них  $B_o$ , завдяки якій в лінії виникає зарядний ємнісний струм.

Вплив ємнісних струмів  $I_c$  на роботу кабельних ліній враховується при напругах більше 20 кВ, а в повітряних лініях 110 кВ і вище.

Реактивна зарядна потужність лінії визначається по формулі:

$$Q = Q_o L \text{ (квар)}$$

де  $Q_o$  (квар/км) приймається по табл. 10.1;  $L$  - довжина лінії, км.

Таблиця № 10.1

### Значення $Q_o$ (квар/км)

Перетин жили, мм	Напруга лінії				
	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5	6
10	2.3	-	-	-	-
16	2.6	5.9	-	-	-
25	4.1	8.6	24.8	-	-
35	4.6	10.7	27.6	-	-
50	5.2	11.7	31.8	-	-
70	6.6	13.5	35.9	86	-
95	8.7	15.6	40	95	-
120	9.5	16.9	42.8	99	-
150	10.4	18.3	47	112	1180
185	11.7	20	51	115	1210
240	13	21.5	52.8	119	1250
270	-	-	-	-	1270
300	-	-	-	-	1300
350	-	-	-	-	1330

Негативні втрати реактивної електроенергії в кабельній лінії визначаються по формулі:

$$\text{дельта } WQ = Q \cdot T \cdot \frac{1}{\rho}$$

3) В міждержавних і міжобласних лініях при встановленні лічильників не на межі розділу, а на кінцях лінії втрати можуть бути визначені та розділені таким чином:



а) якщо втрати в лінії рахуються роздільно для кожного напрямку:

$$\begin{aligned} \text{дельта } WP1_{\text{від}} &= \frac{WP1_{\text{пр}} - WP2_{\text{пр}}}{L1(R1) + L2(R2)} \cdot L1(R1) \\ \text{дельта } WP1_{\text{пр}} &= \frac{WP2_{\text{від}} - WP1_{\text{від}}}{L1(R1) + L2(R2)} \cdot L1(R1) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{дельта } WP2_{\text{від}} &= \frac{WP2_{\text{пр}} - WP1_{\text{пр}}}{L1(R1) + L2(R2)} \cdot L2(R2) \\ \text{дельта } WP2_{\text{пр}} &= \frac{WP1_{\text{від}} - WP2_{\text{від}}}{L1(R1) + L2(R2)} \cdot L2(R2) \end{aligned}$$

б) якщо на кінцях лінії тільки два лічильника:

$$\begin{aligned} \text{дельта } WP1_{\text{від}} &= \frac{WP1_{\text{пр}} - WP2_{\text{пр}}}{L1(R1) + L2(R2)} \cdot L1(R1) \\ \text{дельта } WP2_{\text{від}} &= \frac{WP1_{\text{пр}} - WP2_{\text{пр}}}{L1(R1) + L2(R2)} \cdot L2(R2) \end{aligned}$$

де  $WP1_{\text{пр}}$ ,  $WP2_{\text{пр}}$ ,  $WP1_{\text{від}}$ ,  $WP2_{\text{від}}$  - активна ел. енергія, яка визначається лічильниками прийом-віддача по кожному напрямку (кВт·год.);  $L1$ ,  $L2$ ,  $R1$ ,  $R2$  - довжин та опір ділянки лінії до межі розділу;  $WP1$ ,  $WP2$  - сальдові значення, які визначаються лічильниками на кінцях лінії (кВт·год.).

Якщо діаметр проводів лінії різний, обчислення проводиться по опору



$R$  (Ом), якщо однаковий - по довжині  $L$  (км).

Втрати реактивної електроенергії обчислюються аналогічно.

### 10.2.3 Втрати електроенергії на корону

1) Втрати ел. енергії на корону визначаються по формулі:

$$\Delta W_k = E \sum_{i=1}^4 \Delta P_i L T_i$$

де  $E$  - знак суми; де  $\Delta P_i$  - питомі втрати потужності на корону при  $i$ -ому виді погодних умов, які визначаються по таблиці 10.2 (кВт/км);  $L$  - довжина лінії (км);  $T_i$  - тривалість  $i$ -го виду погодних умов:

$$\{ E \sum_{i=1}^4 T_i = T_{\text{п}} \}$$

де  $E$  - знак суми;  $T_{\text{п}}$  - кількість годин роботи лінії за період, що обчислюється.

Таблиця № 10.2

#### «Питомі втрати потужності на корону при $i$ -ому виді погодних умов»

Номінальна напруга, кВ	Марка проводу	Питомі втрати потужності, кВт/км			
		ясно	сніг	дощ	наморозь
220	АСО-300	1.1	6.1	15.9	32
330	2хАСО-300	1.2	4.8	16.9	38.2
500	3хАСО-500	1.2	4.3	15.6	47.2
750	4хАСО-600	5.8	18.4	64	139

Для приблизного обчислення дельта  $W_k$  при відсутності інформації про погодні умови можна користуватися формулою:

$$\Delta W_k = E \sum_{\text{ср}} P_{\text{ср}} L E_{\text{п}}$$

де  $E$  - знак суми;  $P_{\text{ср}}$  - середньорічне значення питомих втрат потужності на корону, для регіону визначається по таблиці 10.3 (кВт/км),  $L_E$  - сумарна

довжина лінії (км).

Таблиця № 10.3

**«Середньорічне значення питомих втрат потужності на корону»**

Напруга лінії, кВ	Перетин проводу, мм <sup>2</sup>	Кількість проводів в фазі	дельта P <sub>ср</sub> , кВт/км
220	240	1	2.7
	300	1	2.0
	400	1	1.0
	500	1	0.7
330	240	2	6.3
	300	2	4.6
	400	2	2.5
	500	2	1.6
500	300	3	11.5
	400	3	12.2
	500	3	7.5
750	400	4	23.8
	500	4	23.8

**10.2.4 Спрощена методика обчислення втрат електроенергії в проводах та кабелях ліній електропередач**

Для спрощення розрахунків допускається обчислення втрат в проводах та кабелях ліній 6, 10, 35 кВ по процентному співвідношенню від активної електроенергії, що походить по лінії.

Процент втрат, виходячи з даних економічної густини струму і економічної потужності, для даної лінії розраховується послідовно:

а) втрати потужності в лінії, кВт:

$$\text{дельта } P = \text{дельта } P_o \cdot L$$

де  $\Delta P_o$  - питомі втрати потужності на 1 км лінії приймаються по таблиці

10.4, кВт/км;  $L$  - довжина лінії, км;

Таблиця № 10.4

«Питомі втрати потужності в лініях електропередач  $\Delta P_0$ , кВт/км»

Перетин, мм	Кабельні лінії		Повітряні лінії		
	Алюміній	Мідь	Алюміній	Сталеалюміній	
				АС	АСУ, АСО
10	1.83	3.45	-	-	
16	2.94	5.57	1.82	1.91	
25	4.59	8.67	2.88	3.13	
35	6.44	12.17	4.05	4.05	
50	9.11	17.34	5.72	5.72	
70	12.9	24.34	8	8	
95	17.46	33	10.8	10.8	
120	22.1	41.58	14.1	14.1	14.1
150	26.46	52.3	17.15	17.15	17.5
185	34	64.2	21.1		21.1
240	44	83.16	27.2		27.2
300					32.7
400					46.5

б) процент втрат потужності в лінії від значення економічної потужності для даної лінії, %

$$\% \text{ дельта } P = \frac{\text{дельта } P \cdot 100}{P_{\text{екон.}}}$$

де  $P_{\text{екон}}$  - економічна потужність лінії приймається по таблиці 10.5, кВт.

## «Економічна потужність ЛЕП»

Перетин, 2 мм	Кабельні лінії									Повітряні лінії		
	Мідь				Алюміній					Алюміній, сталеалюміній		
	Напруга, кВ											
	6	10	20	35	6	10	20	35	6	10	35	
10	0.24	-	-	-	0.13	-	-	-	0.11	0.2	-	
16	0.4	0.7	-	-	0.22	0.4	-	-	0.18	0.3	-	
25	0.6	1	2	-	0.3	0.6	1.1	-	0.285	0.475	-	
35	0.9	1.4	2.9	-	0.5	0.8	1.6	-	0.4	0.66	2.2	
50	1.2	2	4.1	-	0.7	1.1	2.3	-	0.57	0.95	3.2	
70	1.7	2.9	5.7	10	1	1.6	3.2	5.6	0.8	1.3	4.4	
95	2.3	3.9	7.8	13.8	1.3	2.2	4.4	7.6	1.08	1.8	6	
120	2.9	4.9	9.8	17.2	1.6	2.8	5.5	9.6	1.37	2.28	7.6	
150	3.7	6.1	12.3	21.5	2.1	3.4	6.9	12	1.7	2.85	9.5	
185	5.5	7.5	15.2	26.5	2.5	4.2	8.5	14.8	-	-	11.7	
240	5.9	9.8	19.7	34.3	3.3	5.5	11	19.2	-	-	-	

Втрати електроенергії в лінії по спрощеному розрахунку визначаються по формулі:

$$\text{дельта } WP = WP \% \text{ дельта } P \text{ (кВт, год.)}$$

де  $WP$  - активна електроенергія, що проходить по лінії за розрахунковий період, кВт·год.

### 10.3. Методика обчислення втрат в трансформаторах ліній електропередач

#### 10.3.1 Втрати в двохобмоточному трансформаторі

1) Для обчислення втрат електроенергії в двохобмоточному трансформаторі необхідні наступні дані:

а) паспортні або каталожні:

- номінальна потужність трансформатора  $S_n$ , кВА;

- втрати активної потужності в сталі трансформатора  $\Delta P_{xx}$ , кВт;

- втрати активної потужності в міді обмоток трансформатора при номінальному навантаженні дельта  $\Delta P_{к.з.}$ , кВт;
- струм холостого ходу трансформатора  $I_{хх}$ , %;
- напруга короткого замикання  $U_{к.з.}$ , %;

б) споживання активної  $P_{\phi}$  (кВт.год.) та реактивної  $WQ_{\phi}$  (кВАрг) електроенергії за розрахунковий період;

При відсутності приладів обліку реактивної електроенергії приймається

$$WQ_{\phi} = WP_{\phi} \operatorname{tg}(\varphi)_{н},$$

де  $\operatorname{tg}(\varphi)_{н}$  – рівний, для промислових споживачів - 0,8 ; для непромислових споживачів - 0,6 ; для тягових п/ст залізничного т-ту змінного струму – 1; для тягових п/ст залізничного т-ту постійного - 0,5 струму, метрополітену і міського ел. транспорту.

в) кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період (календарне число годин),  $T_{п}$ ;

г) кількість годин роботи підприємства (споживача) або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період,  $T_{р}$ .

2) При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначається:

а) Фактична потужність трансформатора по даним фактичного споживання активної та реакційної електроенергії за розрахунковий період, кВА:

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}$$

де

$$P_{\phi} = \frac{WP}{T_{р}}$$

$$Q_{\phi} = \frac{WQ}{T_{р}}$$

б) Коефіцієнт завантаження:

$$K_{з} = \frac{S_{\phi}}{S_{н}}$$

в) Втрати активної електроенергії, кВт·год.:

$$\begin{aligned} \Delta W_P &= \Delta W_P_{xx} + \Delta W_P_{к.з.} = \\ &= \Delta P_{xx} T + K \frac{\Delta P_{к.з.} T}{p} \end{aligned}$$

г) Втрати реактивної потужності трансформатора, кВАр:  
- при холостому ході

$$\Delta Q_{xx} = S \frac{I_{xx}}{n} \cdot 100$$

- при короткому замиканні

$$\Delta Q_{к.з.} = S \frac{U_{xx}}{n} \cdot 100$$

д) Втрати реактивної електроенергії; кВАрг:

$$\begin{aligned} \Delta W_Q &= \Delta W_Q_{xx} + \Delta W_Q_{к.з.} = \\ &= \Delta Q_{xx} T + K \frac{\Delta Q_{к.з.} T}{p} \end{aligned}$$

### 10.3.2 Втрати в 3-обмоточному трансформаторі

1) Для підрахунку втра електроенергії в 3-обмоточному трансформаторі необхідні наступні дані:

а) паспортні або каталожні:

- номінальна потужність трансформатора  $S_n$ , кВА;
- потужність обмоток ВН, СН, НН -  $S_{ВН}$ ,  $S_{СН}$ ,  $S_{НН}$ , кВА (в паспорті або каталозі дана в відсотках до номінальної потужності);
- втрати потужності в міді обмоток ВН, СН, НН при повному їхньому завантаженні  $\Delta P_{ВН}$ ,  $\Delta P_{СН}$ ,  $\Delta P_{НН}$ , кВт;
- струм холостого ходу трансформатора  $I_{xx}$ , %;
- втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході, кВАр:

$$\Delta Q_{xx} = S \frac{I_{xx}}{n} \cdot 100$$

- напруга короткого замикання кожної з обмоток тр-ра, %:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{ВК}} &= 0.5 (U_{\text{ВН-СН}} + U_{\text{ВН-НН}} - U_{\text{СН-НН}}) \\
 U_{\text{СК}} &= 0.5 (U_{\text{ВН-СН}} + U_{\text{СН-НН}} - U_{\text{ВН-НН}}) \\
 U_{\text{НК}} &= 0.5 (U_{\text{ВН-НН}} + U_{\text{СН-НН}} - U_{\text{ВН-СН}})
 \end{aligned}$$

де  $U_{\text{ВН-СН}}$ ,  $U_{\text{СН-НН}}$ ,  $U_{\text{ВН-НН}}$  беруться з паспорта чи каталогу;

- реактивна потужність, що споживається обмотками ВН, СН, НН трансформатора при повному навантаженні, кВАр:

$$\begin{aligned}
 \text{дельта } Q_{\text{ВН}} &= \frac{S_{\text{ВН}} U_{\text{ВК}}}{100} \\
 \text{дельта } Q_{\text{СН}} &= \frac{S_{\text{СН}} U_{\text{СК}}}{100} \\
 \text{дельта } Q_{\text{НН}} &= \frac{S_{\text{НН}} U_{\text{НК}}}{100}
 \end{aligned}$$

б) споживання активної ( $WP_{\text{ВН}}$ ,  $WP_{\text{СН}}$ ,  $WP_{\text{НН}}$ ), кВт.год. та реактивної ( $WQ_{\text{ВН}}$ ,  $WQ_{\text{СН}}$ ,  $WQ_{\text{НН}}$ ), кВАрг електроенергії, що пройшла за розрахунковий період через обмотки відповідно високої, середньої а низької напруги трансформатора. При визначенні по показниках розрахункових лічильників на стороні середньої та низької напруги трансформатора:

$$\begin{aligned}
 WP_{\text{ВН}} &= WP_{\text{СН}} + WP_{\text{НН}} , \\
 WQ_{\text{ВН}} &= WQ_{\text{СН}} + WQ_{\text{НН}} ;
 \end{aligned}$$

в) кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період (календарне число годин)  $T_{\text{п}}$ ;

г) кількість годин роботи підприємства (споживача) або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період -  $T_{\text{р}}$ .

3) При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначаються:

а) фактична потужність кожної обмотки трансформатора по даних фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період, кВА:

$$S_{\phi_{ВН}} = \sqrt{P_{ВН}^2 + Q_{ВН}^2}$$


---


$$S_{\phi_{СН}} = \sqrt{P_{СН}^2 + Q_{СН}^2}$$


---


$$S_{\phi_{НН}} = \sqrt{P_{НН}^2 + Q_{НН}^2}$$

де

$$P_{\phi_{ВН}} = \frac{W_P_{ВН} + W_P_{СН} + W_P_{НН}}{T_{р}}$$

$$Q_{\phi_{ВН}} = \frac{W_Q_{ВН} + W_Q_{СН} + W_Q_{НН}}{T_{р}}$$

$$P_{\phi_{СН}} = \frac{W_P_{СН}}{T_{р}}$$

$$Q_{\phi_{СН}} = \frac{W_Q_{СН}}{T_{р}}$$

$$P_{\phi_{НН}} = \frac{W_P_{НН}}{T_{р}}$$

$$Q_{\phi_{НН}} = \frac{W_Q_{НН}}{T_{р}}$$

б) коефіцієнт завантаження кожної з обмоток трансформатора:



$$K_{\text{ЗВН}} = \frac{S_{\text{ФВН}}}{S_{\text{ВН}}}$$

$$K_{\text{ЗСН}} = \frac{S_{\text{ФСН}}}{S_{\text{СН}}}$$

$$K_{\text{ЗНН}} = \frac{S_{\text{ФНН}}}{S_{\text{НН}}}$$

де  $S_{\text{ВН}}$ ,  $S_{\text{СН}}$ ,  $S_{\text{НН}}$  - номінальна потужність обмоток високої, середньої та низької напруги трансформатора, кВА;

в) втрати активної електроенергії, кВт.год.:

$$\Delta W_P = \Delta P_{\text{ТХП}} + \left( \Delta P_{\text{ВН}} K_{\text{ЗВН}}^2 + \Delta P_{\text{СН}} K_{\text{ЗСН}}^2 + \Delta P_{\text{НН}} K_{\text{ЗНН}}^2 \right) T_p$$

г) втрати реактивної електроенергії, кВАрг:

$$\Delta W_Q = \Delta Q_{\text{ТХП}} + \left( \Delta Q_{\text{ВН}} K_{\text{ЗВН}}^2 + \Delta Q_{\text{СН}} K_{\text{ЗСН}}^2 + \Delta Q_{\text{НН}} K_{\text{ЗНН}}^2 \right) T_p$$

### Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 10

1. Самостійно відновити матеріал з опису втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Методи оптимального використання мережі та забезпечення її економічності.

## ЛЕКЦІЯ 11

### ТЕМА 11. ДЖЕРЕЛА АКТИВНОЇ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Мета: ознайомити студентів з джерелами активної та реактивної потужності в лініях

#### План лекції

1. Джерела активної потужності;
2. Джерела реактивної потужності.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

#### 11.1 Джерела активної потужності

**Активна потужність** - це енергія за одиницю часу, яка виділяється при проходженні струму через активний опір або потужність, яка витрачається на виконання корисної роботи – обертання маховика двигуна, підйому вантажу електромагнітом і т. ін.. Джерелами активної потужності в системі служать генератори електростанцій. В основному, це трифазні синхронні генератори, що обертаються первинними двигунами (паровими, газовими й гідравлічними турбінами, дизельними двигунами). Залежно від роду первинного двигуна синхронні генератори діляться на турбогенератори, гідрогенератори й дизельні генератори.

**Турбогенератор** і його первинний двигун — парова або газова турбіна мають горизонтальне виконання, монтуються на одному фундаменті й, з'єднуючись за допомогою муфти, утворюють **турбоагрегат**. Турбогенератори відносяться до типу швидкохідних машин. У країнах СНГ найбільше поширення одержали турбогенератори з однієї парою полюсів (тобто неявнополюсні машини) із частотою обертання 3000 об/хв. На АЕС із відносно низькими параметрами пари доцільне застосування більш тихохідних турбогенераторів — чотирьох-полюсних машин із частотою обертання 1500 об/хв.

**Гідрогенератор**, з'єднуючись за допомогою муфти з гідравлічною турбіною, утворює **гідроагрегат**. На відміну від турбогенераторів гідрогенератори в більшості випадків виконуються з вертикальним валом,

виготовляються з більшим числом пар полюсів (явнополюсні машини) і є тихохідними. Їхня частота обертання перебуває в межах від 108 до 910 об/хв і залежить від напору й витрати води в створі ріки. Крім звичайного, гідрогенератори можуть мати спеціальне виконання. Це так звані *капсульні* гідрогенератори, які встановлюються безпосередньо в потоці ріки та озміщуються в середині водонепроникної капсули (виконання горизонтальне) і *зворотні* гідрогенератори, які встановлюються на ГАЕС. Для них характерна різна частота обертання в режимах генератора й двигуна. Великі гідрогенератори виготовляються по індивідуальних замовленнях.

Для збудження синхронних генераторів застосовуються електромашинна, високочастотна напівпровідникова системи. Як правило, *електромашинну* систему використовують для збудження генераторів потужністю до 160 МВт. Для генераторів потужністю 160 МВт і вище потрібна система збудження великої потужності (до декількох мегаватів); у цих випадках застосовують високочастотне, іонне та тиристорне збудження. *Тиристорне* збудження є швидкодіючим і забезпечує найбільшу межу статичної й динамічної стійкості турбогенераторів у порівнянні з іншими системами збудження. Воно застосовується на турбогенераторах потужністю 300 МВт і вище.

Охолодження синхронних генераторів може здійснюватися непрямим чином або безпосередньо охолоджуючим середовищем. Система охолодження називається *непрямою*, коли тепло, яке виділяють провідники обмоток генератора, відводиться охолоджувальним зовнішнім середовищем; *безпосередньою*, якщо тепло, яке видаляється провідниками, відводиться за допомогою газу або рідини, що пропускаються через спеціальні внутрішні канали порожніх провідників. При цьому в якості охолоджувального середовища для турбогенераторів використовують повітря, водень, воду, масло (у перспективі гелій), для гідрогенераторів — воду.

Повітряне або водневе охолодження виконують за допомогою проточної або замкненої вентиляції. *Водневе* охолодження ефективніше повітряного й застосовується для турбогенераторів потужністю від 30 до 300 МВт. Менша щільність водню дозволяє зменшити вентиляційні втрати в 8—10 разів і підвищити ККД генератора на 0,7—1 %. Генератори з водневим охолодженням, як правило, можуть також працювати з повітряним охолодженням. Ще більш ефективним є *рідинне* охолодження (водяне й масляне), тепловіддача якого в 40—50 разів перевищує тепловіддачу повітря. Щоб попередити виділення опадів усередині провідників при водяному охолодженні, використовується дистильована вода або конденсат з конденсатора турбіни. Рідинне охолодження застосовують для гідрогенераторів (водяне) і для турбогенераторів потужністю від 160 до 1200 МВт (водяне й масляне).

До основних технічних даних синхронних генераторів відносяться: номінальна напруга, кВ; номінальна активна потужність, МВт; номінальний коефіцієнт потужності ( $\cos \phi_{ном}$ ); номінальна реактивна потужність, МВАр; ККД.

Турбогенератори випускають на напруги 6,3; 10,5; 15,75; 18; 20; 24 і 36,75 кВ, гідрогенератори на напруги 3,15; 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75 і 16,5 кВ.

Номінальні активні потужності турбогенераторів рівні 2,5; 4; 6; 12; 20; 30; 32; 60; 63; 100; 160; 200; 220; 300; 500; 800; 1000 і 1200 МВт. Гідрогенератори виготовляють на велику кількість номінальних потужностей — від 20 до 640 МВт.

Можлива робота генератора з активним навантаженням, що перевищує номінальну потужність, за умови припустимих перевантажень по струму ротора й струму статора.

Регулювання активної потужності, що віддається генератором у систему, здійснюється зміною моменту первинного двигуна, тобто зміною впускання пару або води в турбіну.

Номінальний коефіцієнт потужності більшості типів генераторів, що випускаються рівний 0,8—0,9. Можлива тривала робота при підвищенні  $\cos \phi$  до одиниці для генераторів з непрямим охолодженням і до 0,95—0,96 для генераторів з безпосереднім охолодженням.

Номінальна реактивна потужність генератора обумовлена його номінальною активною потужністю й номінальним значенням  $\cos \phi$ . ККД генераторів при номінальному навантаженні та номінальному коефіцієнті потужності коливається в межах 96—99%. Зі зменшенням навантаження і коефіцієнта потужності ККД генератора падає.

На даний час проводяться теоретичні й експериментальні дослідження зі створення та застосування потужних асинхронних турбогенераторів. Перевагами асинхронних генераторів є їхня висока надійність, простота виготовлення, порівняно низька вартість, а також можливість підвищення їх одиничної потужності через відсутність обмоток збудження. Основний недолік — споживання значної реактивної потужності, що витрачається на створення обертового магнітного поля. Тому використання асинхронних турбогенераторів може стати доцільним в енергосистемах з надлишком реактивної потужності поряд із застосуванням синхронних генераторів.

## 11.2 Джерела реактивної потужності

**Реактивна потужність** — це уявна потужність, яка витрачається на створення електричних полів в ємностях та магнітних полів в індуктивностях.

Реактивна потужність генерується синхронними машинами при їхньому перезбудженні, ємністю ЛЕП, конденсаторами та іншими елементами, у яких струм по фазі випереджає прикладену напругу. Джерела реактивної потужності можна розподілити на системні й споживчі. До **системних** джерел відносяться синхронні генератори електростанцій, синхронні компенсатори (СК), потужні батареї статичних конденсаторів поперечного включення, статичні тиристорні компенсатори (СТК). Основним джерелом реактивної потужності в об'єднаній енергосистемі України є синхронні генератори.

При зниженні активного навантаження генератора може збільшуватися видавана їм реактивна потужність. Синхронний генератор можна перевести в режим видачі тільки реактивної потужності, якщо зняти з нього активне навантаження й завантажити реактивним струмом. У цьому випадку генератор буде працювати в режимі СК. Регулювання видаваної реактивної потужності генератора проводиться при відповідній зміні струму збудження.

**Нормальним струмом збудження** називають струм, при якому  $\cos\varphi=1$  і реактивна потужність відповідно дорівнює нулю. При перезбудженні генератор стає джерелом реактивної потужності, при недозбудженні — споживає її з мережі. Тривала робота турбогенератора в режимі СК із перезбудженням допускається тільки при струмі збудження не вище номінального; максимально можливе реактивне навантаження його в режимі недозбудження визначається на підставі теплових випробувань. Генерування реактивної потужності приводить до зростання струмів в обмотках статора й ротора генератора, що викликає деяке подорожчання машини в порівнянні з машиною, призначеної для генерування при повному навантаженні тільки активної потужності. Проте, питомі витрати на генерування реактивної потужності (грн/кВАр) у цьому випадку майже в 10 разів менше, ніж витрати на установку інших джерел реактивної потужності.

На електростанціях спеціально для вироблення реактивної потужності можуть бути виділені генератори, не завантажені в окремі години доби або в певні сезони. При цьому для турбогенераторів можливі наступні способи переведення їх у режим видачі тільки реактивної потужності: робота в режимі холостого ходу; робота в безпаровому режимі; робота в режимі СК при від'єднаній турбіні.

При роботі в режимі холостого ходу турбіна обертає генератор, завантажений тільки реактивною потужністю. Цей спосіб найменш економічний через значні витрати пари в турбіні.

У випадку роботи в безпаровому режимі генератор обертає турбіну, працюючи як слабкозавантажений синхронний двигун. Пара витрачається тільки для вентиляції лопаток.

Робота генератора в режимі СК при відключеній турбіні найбільш економічна. Однак у цьому випадку для навантаження турбоагрегату активною потужністю потрібні зупинка генератора для приєднання турбіни і її прогрів. Переведення гідрогенератора в режим СК проводиться простіше й швидше, ніж турбогенератора, і може бути легко автоматизований. При цьому робоча камера звільняється від води, а осушена турбіна продовжує обертатися разом з генератором. Найбільше широко застосовуються гідрогенератори для видачі реактивної потужності в період маловоддя.

На великих ПС спеціально для генерування реактивної потужності становлюють СК, які являють собою синхронний двигун полегшеної конструкції, призначений для роботи на холостому ході. При роботі в режимі перезбудження СК є генератором реактивної потужності, а в режимі недозбудження — споживачем. Найбільша потужність СК у режимі перезбудження називається його **номінальною потужністю**. У режимі недозбудження СК по конструктивних особливостях звичайно споживає 60% номінальної потужності.

Синхронні компенсатори виконуються з явнополосним ротором, горизонтальним розташуванням вала, частотою обертання 750 об/хв, потужністю 50; 100; 160; 320 МВА. Їхні номінальні напруги 10,5; 11; 15,75 і 20 кВ.

Широке поширення як джерела реактивної потужності в енергосистемах одержали потужні батареї статичних конденсаторів (БК), які комплектуються шляхом комбінування паралельних ланцюжків, складених з послідовно з'єднаних окремих конденсаторів, встановлюються на понижувальних ПС і можуть підключатися на напруги 6, 10, 35 і 110 кВ. Порівнюючи СК і БК як джерела реактивної потужності, відзначимо наступне:

1. СК можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність, БК — тільки генерувати реактивну потужність у систему. Реактивна потужність СК змінюється плавно, а БК — ступенями.

2. У СК генерування реактивної потужності шляхом форсування збудження практично не залежить від напруги, яка підводиться. У БК існує квадратична залежність між генерованою потужністю та підведеною напругою, що є основним недоліком БК. В аварійних ситуаціях напруга знижується і БК різко зменшують генеровану потужність, що приводить до додаткового зниження напруги, потім потужності і так далі, тобто до явища, яке називається **лавиною напруги**. Щоб усунути цей недолік, рекомендується застосовувати шунтування частини послідовно включених конденсаторів, перемикання з'єднання зірки на трикутник і інші заходи.

3. На відміну від СК статичні БК характеризуються незначними

питомими втратами активної потужності (порядку 0,3%), їхньою сталістю при регулюванні потужності БК і меншими капітальними витратами на 1 квар генеруючої реактивної потужності. Тому при невеликих потужностях застосовувати СК недоцільно.

В останні роки все більша увага приділяється новим джерелам реактивної потужності — статичні тиристорні компенсатори (СТК). Ці пристрої відрізняються винятковою швидкістю та здійснюють планове регулювання реактивної потужності. Вони можуть працювати як у режимі генерації, так і в режимі споживання реактивної потужності. СТК призначені для установки на ПС енергосистем, мають потужність 100; 150; 260; 300 і 450 МВАр і номінальні напруги 10; 15,75; 20; 35; 38,5 і 110 кВ.

Джерела реактивної потужності споживачів здійснюють генерування реактивної потужності безпосередньо в пункті її споживання, забезпечуючи найбільш повне розвантаження елементів енергосистеми від реактивних струмів, і призначені для поліпшення коефіцієнта потужності окремих підприємств. До споживчих джерел реактивної потужності відносяться конденсаторні установки та синхронні двигуни.

Конденсаторні установки випускаються для внутрішнього (серія КУ) і зовнішнього (серія КУН) розміщення потужністю 240—425 кВАр на напруги 6—10 кВ. Вони комплектуються з паперово-масляних конденсаторів типу КМ і КМН. Випускаються також різні серії спеціальних комплектних конденсаторних установок напругою 0,38 і 6—10 кВ. Вони складаються зі стандартних заводських шаф з конденсаторами й відповідними обладнаннями пуску й регулювання (серія ККУ). Застосування комплектних конденсаторних установок дозволяє не тільки скоротити строки монтажних робіт, але й забезпечити високу надійність і безпека експлуатації.

Комплектні конденсаторні установки випускаються **нерегульовані й регульовані**. Регулювання може бути **одно-** або **багатоступінчастим**. При одноступінчастім регулюванні автоматично відключається або включається вся установка. При багатоступінчастім регулюванні автоматично перемикаються окремі секції БК.

Синхронні двигуни використовуються в електричних мережах промислових підприємств і випускаються на напруги 380 В, 6 і 10 кВ. Вони працюють із випереджальним коефіцієнтом потужності, що дає можливість застосовувати їх для вироблення реактивної потужності в мережу. Використання розглянутих джерел реактивної потужності можливо у двох апрямах:

1. Централізоване генерування реактивної потужності на електростанціях енергосистем з наступною передачею її споживачам.

2. Децентралізоване генерування реактивної потужності в різних точках системи, включаючи пункти її споживання.

У першому випадку важливою перевагою є відсутність витрат на установку додаткових обладнань, що генерують реактивну потужність, оскільки самі синхронні генератори розраховані на її вироблення. При цьому ще підвищується їхня стійкість, тому що вони працюють зі збільшеними струмами будження. Однак централізоване генерування реактивної потужності пов'язане з передачею реактивної потужності по електричних мережах, що супроводжується більшими втратами активної потужності та незадовільним режимом напруги. Крім цього, використання генераторів у режимі СК можливо тільки епізодично й приводить до різкого зростання питомих втрат активної потужності.

Децентралізоване генерування реактивної потужності дозволяє суттєво скоротити втрати активної потужності в мережах, забезпечує сприятливий режим напруг і зберігає необхідні резерви реактивної потужності на електростанціях. Однак воно вимагає значних витрат на виготовлення, установку й експлуатацію додаткового встаткування.

З вище сказаного при виборі джерел реактивної потужності повинне прийматися рішення, засноване на економічно доцільній комбінації централізованого й децентралізованого її генерування. Реактивна потужність, яка генерується ЛЕП, називається **зарядною потужністю**.

Для ЛЕП 220 кВ та вище при дальності лінії більше 300 км зарядну потужність можна порівняти з пропускною спроможністю лінії, а при довжині вище 1000 км зарядна потужність може стати більшою. Підвищення напруги може досягати недопустимих значень особливо при передаванні невеликих потужностей. Протікання зарядної потужності викликає підвищення напруги на кінці ЛЕП при односторонньому живленні та в середині при двосторонньому. Для вирівнювання напруги використовуються шунтувальні реактори. При виборі місць установки реакторів при вмиканні ЛЕП підвищення напруги на її початку не повинно перевищувати 15%, а по лінії та на її кінці 20% номінальної напруги. Реактори необхідно розміщувати бажано по рівномірним проміжкам. Спеціальні пункти між підстанціями економічно оправдані при дальності більше 500 км.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 11**

1. Самостійно відновити матеріал з опису джерел активної та реактивної потужності в ЛЕП.

2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Негативні фактори, що пов'язані з експлуатацією теплових, атомних, гідравлічних електростанцій та нетрадиційних джерел енергії.



## ЛЕКЦІЯ 12

### ТЕМА 12. ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ І ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ І ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Мета: ознайомити студентів з методами зниження втрат в електричних мережах

#### План лекції

1. Класифікація заходів;
2. Організаційні заходи;
3. Технічні заходи;
4. Удосконалювання технічного урахування;
5. Заходи щодо підвищення надійності роботи електричних мереж.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

#### 12.1 Класифікація заходів

Всі заходи розподіляються на три групи:

- організаційні, до яких ставляться заходи щодо удосконалюванню експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації їхніх схем і режимів. Ці заходи є практично без затратними.

- технічні заходи, спрямовані на реконструкцію, модернізацію і будівництво мереж. Ці заходи потребують додаткових капітальних вкладень.

- заходи щодо удосконалювання урахування електроенергії, що можуть бути без затратними і витратними.

Для без затратних заходів ефект виражається розміром зниження втрат електроенергії або відповідного йому зниження витрат. При оцінці ефективності технічних заходів необхідно додатково враховувати і необхідні капіталовкладення. Було визначено для енергетики граничне значення терміна окупності капіталовкладень, рівне 8.3 року. Тоді ефективність технічних заходів може бути визначена по вираженню

$$T_0 = \frac{K}{W * Z_E - (P_a + P_o) * K} \leq 83,$$

де  $P_a$ ,  $P_o$  - нормативи щорічних відрахувань від капіталовкладень на амортизацію й обслуговування устаткування;  $K$  - капітальні вкладення, пов'язані з заходом;  $Z_E$  - питомі витрати на електроенергію.

Одним з основних заходів щодо зниження втрат потужності є установка компенсуючих пристроїв (КП) в мережах споживачів електроенергії. Приблизно 60% усього необхідного зниження досягається з її поміччю. Біля 20 % дає установка КП в мережах 35-110 кВ енергосистем і сільських мереж. Приблизно 10 % - інші технічні заходи.

## 12.2 Організаційні заходи

Роздивимося режимні заходи, що є складовою частиною організаційних заходів. До режимних заходів відносять такі:

- оптимізацію законів регулювання напруги в центрах живлення розімкнених мереж 36-150 кВ;
- оптимізацію сталих режимів замкнених мереж по реактивній потужності і коефіцієнтам трансформації;
- рівень напруги джерел живлення в мережі;
- перевід генераторів у режим роботи СК при дефіциті реактивної потужності;
- оптимізацію місць розмикання контурів мереж 110 кВ і вище з декількома номінальними напругами;
- оптимізацію місць розмикання мереж 6-35 кВ з двостороннім живленням;
- оптимальне вмикання трансформаторів на підстанціях у режимі малих навантажень (відключення частини трансформаторів; економічні режими роботи трансформаторів );
- вирівнювання графіка навантаження мережі;
- вирівнювання навантажень фаз низьковольтних мереж.

Перевід генераторів у режим СК є доцільним тільки для тих генераторів, які у визначений момент часу не використовуються по своєму основному призначенню. Як правило, це або мало економічні генератори, виведені з роботи на період сезонного зниження навантаження, або генератори електростанцій, що працюють на дефіцитному паливі. При роботі в режимі СК генератори споживають із мережі невеличку активну потужність і генерують реактивну потужність.

Розглянемо такий захід, як оптимізація місць розмикання контурів мереж 110 кВ і вище з декількома номінальними напругами. Економічний

розподіл потужності в замкнутих мережах є пропорційним активним опорам віток замкнутого контуру. Природний розподіл потужності в замкнутих мережах пропорційно повним опорам  $R + jX$  віток замкнутого контуру. З урахуванням того, що в мережах вище 110 кВ  $X \gg R$ , те розподіл пропорційно повним опорам у більшій мірі відповідає мінімуму втрат реактивної потужності. Обидві умови, тобто мінімуми втрат активної і реактивної потужностей, збігаються лише в однорідних мережах. У найбільшій мірі неоднорідність виражена в мережах із декількома рівнями номінальних напруг. Розмикання мережі варто робити в точці поточкорозподілу економічного розподілу потужності. При одержанні двох точок поточкорозподілу, варто порівняти втрати при розмиканні в кожній із них і вибрати найкращу.

Оптимальні точки розмикання можуть бути різноманітними для режимів найбільших і найменших навантажень. Якщо відсутня можливість оперативної зміни точок розмикання протягом доби, то вибирають точку, що забезпечує мінімум втрат електроенергії за добу:

$$DW = DP_1 \cdot t_1 + DP_2 \cdot t_2,$$

де  $t_1$  і  $t_2$  - визначають по сумарному графіку навантаження мережі.

Найбільше ефективно використання у таких мережах вольтододаткового агрегату. Якщо він установлений, те мова йде про вибір ЕРС  $E'$  і  $E''$ . Розглянемо такий захід, як оптимізація місць розмикання мереж 6-35 кВ з двостороннім живленням. По фізичній суті вплив на втрати є аналогічним розглянутому вище. Відмінність у тому, мережі напругою 6-35 к, як правило, працюють розімкнута. Тому розглядати потрібно питання не про розмикання контуру, а про пошук найкращого місця розмикання. Звичайно в розподільчих мережах є точки розтину для різноманітних після аварійних режимів мережі.

Розглянемо такий захід, як обґрунтування рівня напруги джерела живлення.

У мережах напругою до 330 кВ найвигіднішим є найбільший припустимий рівень напруги, при виконанні обмежень:

$$- U \leq U_{\text{макс. доп.}}$$

- фактична напруга в розподільній мережі відповідає нормованим значенням якості.

При збільшенні всіх напруг на  $U$ , навантажувальні втрати знижуються на  $U_2$ .

При цьому:

- збільшується генерація реактивної потужності лініями мережі, що може призвести до зниження потужності КУ;

- знижуються втрати в подовжніх елементах схем заміщення мережі;
- збільшення втрат неробочого ходу трансформатора можна обмежити, регулюючи відгалуження трансформаторів.

У мережах 330 кВ і вище необхідно обґрунтовувати оптимальний рівень напруги через ріст втрат активної потужності повітряних ліній на корону.

Оптимальне вмикання числа трансформаторів на підстанціях у режимі малих навантажень (відключення частини трансформаторів).

Відключення одного з  $n$  паралельно працюючих трансформаторів доцільно, якщо при цьому зниження втрат неробочого ходу є більшим, ніж збільшення навантажувальних втрат активної потужності (втрат у обмотках трансформатора) через перерозподіл сумарного навантаження між меншим числом трансформаторів.

Критерієм відключення при установці на підстанції  $n$  однакових двобмоткових трансформаторів є співвідношення:

$$S^{\text{нм}} < S_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_{\Sigma}}{\Delta P_{\text{к}}}}$$

де  $S_{\text{ном}}$  - номінальна потужність одного трансформатора;  $\Delta P_{\Sigma}$ ,  $\Delta P_{\text{к}}$  - втрати активної потужності неробочого ходу та короткого замикання трансформатора;  $S^{\text{нм}}$  - потужність споживачів, які живляться від до шин на боці НН підстанції в режимі найменших навантажень.

При виконанні критерію, на підстанції повинні працювати "n-1" трансформатор, а при невиконанні "n" трансформаторів. При наявності на підстанції різнотипних трансформаторів використовують метод економічних інтервалів. Обчислюються залежності втрат активної потужності від потужності навантаження при роботі одного трансформатора, потім двох трансформаторів, і т.д до повного числа встановлених на підстанції трансформаторів. Потім результати розрахунків подають у виді графіків (рис. 12.1).

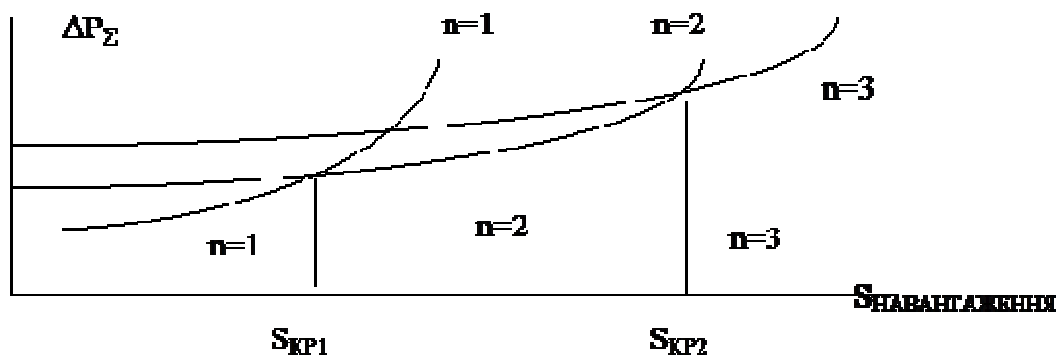


Рис. 1 - Вирівнювання графіка навантаження мережі

На рис. 12.1 використані позначення:  $S_{KP1}$  - критичне значення потужності, що дозволять вирішити питання мати на підстанції один (споживана навантаження потужність менше значення  $S_{KP1}$  ) або два (споживана навантаження потужність більше значення  $S_{KP1}$ , але менше значення  $S_{KP2}$ ) і т.д.

Здійснюється за допомогою застосування до споживачів стимулюючих мір, що забезпечують перенос частини навантаження на нічні часи або інші, коли в системі немає максимуму навантаження. Інші організаційні заходи це скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електричних станцій і мереж за рахунок поліпшення організації праці, суміщення ремонтів послідовно включених елементів мережі, проведенням їх по оптимальному графіку, виконанням пофазних ремонтів, ремонтів без зняття напруги і т.д.

### 12.3 Технічні заходи

До технічних заходів відносять заходи щодо реконструкції, модернізації і будівництва мереж. Більшість із них пов'язано з установкою додаткового устаткування і передбачається на стадії проектування мереж. У умовах експлуатації розглядаються, як правило, заходи з незначними капітальними вкладеннями. До них відносять:

- запровадження КП 6-10 кВ,
- заміну трансформаторі що недовантажені і перевантажених трансформаторів із наявного фонду або шляхом переміщення з однієї підстанції на другу;
- запровадження в роботу пристроїв автоматичного регулювання напруги на трансформаторах і КП;
- запровадження ВДА.

### 12.4 Удосконалювання технічного урахування

Зараз створюються системи автоматизованого урахування електроенергії. Задача: упорядкування балансів електроенергії по підстанції, розімкнутій мережі, району і розробка заходів щодо зниження комерційних втрат у випадку невідповідності суми показань приладів урахування електроенергії, встановлених у споживачів, і приладів технічного урахування; забезпечення розрахунків втрат потужності і енергії в мережах і вибору заходів щодо зниження втрат достовірною інформацією.

## 12.5 Заходи щодо підвищення надійності роботи електричних мереж

Перерви живлення електропостачання споживачів небажані, а в ряді випадків неприпустимі. Вони можуть спричинити порушення нормального функціонування установок зв'язку, транспорту, технологічних процесів промислових підприємств, нормальних умов життя і діяльності населення. Можуть виникнути аварії, псування устаткування, брак продукції і т.д. Питання забезпечення надійності електропостачання регламентуються Правилами устрою електроустановок. Під надійністю в енергетику розуміють властивість устаткування, установки, схеми або системи зберігати свою працездатність, тобто виконувати свої функції, зберігаючи свої експлуатаційні показники в заданих умовах. Основними показниками надійності є:

- параметр потоку відмов - середня кількість відмов що ремонтується виробу в рік;
- час відновлення після відмови  $T_v$  - середній час змушеного простою, необхідного для пошуку і усунення однієї відмови;
- коефіцієнт змушеного простою, визначає можливість перебування елемента або установки в змушеному простої;
- частота планових ремонтів;
- середня тривалість одного планового ремонту;
- коефіцієнт технічного використання (характеризує можливість перебування установки в працездатному стані).

При експлуатації виділяють такі заходи щодо підвищенню надійності роботи електричних мереж:

1. Контроль за станом устаткування. Створюються експертні системи діагностики. Дуже важливий контроль або профілактичні іспити ізоляції.
2. Ремонтні роботи. Планово-попереджувальний і капітальні ремонти.
3. Диспетчерські служби і ліквідація аварій.

Експлуатаційний персонал виконує нагляд за мережними спорудженнями і їхній ремонт. Персонал диспетчерських служб управляє режимами роботи системи, у тому числі і ліквідує аварійні ситуації при ушкодженнях ліній і устаткування підстанцій і електричних станцій.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 12**

1. Самостійно відновити матеріал з опису методів зниження втрат активної потужності і електроенергії у електричних мережах.
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Визначення втрат потужності в лініях електропередавання.

## **ЛЕКЦІЯ 13**

## ТЕМА 13. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Мета: ознайомити студентів з зменшенням втрати потужності в лінії електропостачання за рахунок компенсації реактивної потужності

### План лекції

1. Способи зменшення споживання реактивної потужності;
2. Компенсуючі пристрої;
3. Вибір компенсуючих пристроїв;
4. Розміщення компенсуючих пристроїв.

### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

Більша частина промислових приймачів в процесі роботи споживає з мережі, крім активної потужності  $P$ , реактивну потужність  $Q$ . Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни (60-65% загального споживання реактивної потужності), трансформатори (20-25%), повітряні електричні мережі, реактори, перетворювачі та інші установки (близько 10%). Залежно від характеру електроустаткування його реактивне навантаження може складати до 130% по відношенню до активної.

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

$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{3}UI}$$

Поточне значення  $\cos\varphi$  характеризує кут зсуву по фазі між струмом і напругою даної установки в кожний момент часу. По записах поточного значення  $\cos\varphi$  можна скласти думку про те, чи стабільна величина споживаної реактивної потужності, коли можна чекати різких змін її тощо. Ці відомості необхідні для вирішення питань, пов'язаних із задачами проектування і експлуатації. Так, наприклад, не дивлячись на високий середньовзважений коефіцієнт потужності, в установці можуть мати місце

підвищені втрати активної потужності та значні відхилення напруги від номінального значення за рахунок коливань споживання реактивної потужності в часі.

### 13.1 Способи зменшення споживання реактивної потужності

Поліпшення енергетичних показників системи електропостачання і, як наслідок, підвищення коефіцієнта потужності промислового підприємства можна досягти лише при правильному поєднанні різних способів, кожний з яких повинен бути технічно і економічно обгрунтований. Заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності можна розділити на наступні групи:

- а) організаційні - без вживання компенсуючих пристроїв;
- б) спеціальні - вживання компенсуючих пристроїв.

Організаційні заходи щодо зменшення споживання приймачами реактивної потужності повинні розглядатися в першу чергу, оскільки для їх здійснення, як правило, не вимагається значних капітальних витрат. До них відносяться наступні:

- 1) впорядкування технологічного процесу, що веде до поліпшення енергетичного режиму устаткування;
- 2) заміна мало завантажених асинхронних двигунів двигунами меншої потужності;
- 3) зниження напруги біля двигунів, що систематично працюють з малим завантаженням;
- 4) обмеження холостої роботи двигунів;
- 5) вживання синхронних двигунів замість асинхронних у випадках, коли це можливо за умов технологічного процесу;
- 6) підвищення якості ремонту двигунів;
- 7) заміна мало завантажених трансформаторів.

Розглянемо ефективність цих заходів.

#### *Впорядкування технологічного процесу*

Цей захід пов'язаний з забезпеченням максимального використання потужностей електродвигунів та других електроприймачів, що приводить до збільшення споживання активної потужності і одночасного зменшення відносного значення реактивної потужності.

#### *Заміна мало завантажених двигунів двигунами меншої потужності*

Величина споживання реактивної потужності асинхронними двигунами залежить від коефіцієнта завантаження і номінального коефіцієнта



потужності двигунів. При номінальному завантаженні і номінальній напрузі асинхронний двигун споживає реактивну потужність, рівну

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta_{д.н}} \operatorname{tg} \varphi_n$$

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

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

$$Q_{х.х} \approx \sqrt{3} U_n I_{х.х},$$

де  $I_{х.х}$  - струм холостого ходу асинхронного двигуна.

Для двигунів з номінальним коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi_n = 0,91 - 0,93$  реактивна потужність х. х. складає близько 50% реактивної потужності при номінальному завантаженні двигуна. Для двигунів з  $\cos \varphi_n = 0,77 \div 0,79$  вона досягає 70%.

Збільшення споживання реактивної потужності при повному завантаженні двигуна в порівнянні із споживанням при х. х. складає:

$$\Delta Q_n = Q_n - Q_{х.х} \approx \frac{P_n}{\eta_{д.н}} \operatorname{tg} \varphi_n - \sqrt{3} U_n I_{х.х}.$$

При навантаженнях асинхронного двигуна, менших номінальною, приріст споживання реактивної потужності в порівнянні з холостим ходом пропорційний квадрату коефіцієнта завантаження двигуна:

$$\Delta Q = k_3^2 \Delta Q_n,$$

де  $k_3 = P/P_n$  — коефіцієнт завантаження двигуна. Таким чином, реактивна потужність, споживана двигуном при довільному завантаженні, складає

$$Q = Q_{х.х} + \Delta Q_n k_3^2.$$

Коефіцієнт потужності асинхронного двигуна при довільному завантаженні з врахуванням попереднього виразу виходить з виразу:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{Q_{х.х} + \Delta Q_n k_3^2}{P_n k_3} \right)^2}}$$

Як впливає з формули, коефіцієнт потужності двигуна зменшується при зменшенні його завантаження. Наприклад, якщо для якогось конкретного двигуна при 100%-ному завантаженні  $\cos \varphi = 0,8$  то при 50%-ному завантаженню  $\cos \varphi = 0,65$ , при 30%-ному завантаженню  $\cos \varphi = 0,51$ . Звідси витікає, що заміна систематично мало завантажених двигунів двигунами меншої потужності сприяє підвищенню коефіцієнта потужності електроустановки.

Умови рентабельності вимагають, щоб заміна двигуна спричиняла економічно вигідне зменшення сумарних втрат активної потужності в

енергосистемі та двигуні. Для сумарних втрат  $\Delta P_{\text{сум}}$  справедливий вираз

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

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

Коефіцієнт зміни витрат  $k_{\text{в.л}}$ , чисельно дорівнює питомому зниженню витрат активної потужності у всіх елементах системи електропостачання (від джерел живлення до місць споживання електроенергії), що одержується при зменшенні передаваної підприємству реактивної потужності. Як показали розрахунки, найменше значення  $k_{\text{в.л}}$  дорівнює приблизно 0,02 (кВт/квар) для трансформаторів, приєднаних безпосередньо до шин станції.

Досвід показав, що якщо середнє завантаження двигуна складає менше 45% номінального значення його потужності, то заміна його меншим по потужності завжди доцільна й перевірки розрахунками не вимагається. При завантаженні двигуна більше 70% номінальній потужності можна вважати, що заміна його в загальному випадку недоцільна. При завантаженні двигунів в межах від 45 до 70% доцільність заміни їх повинна бути підтверджено достатнім зменшенням сумарних витрат активної потужності в електричній системі і двигуні, розрахованому за формулою:

$$\Delta P_{\text{сум}} = [Q_{\text{x.x}}(1 - k_3^2) + k_3^2 Q_n] k_{\text{в.л}} + \Delta P_{\text{x.x}} + k_3^2 \Delta P_{\text{а.н}},$$

де  $\Delta P_{\text{x.x}} = P_n \left( \frac{1 - \eta_{\text{н.д}}}{\eta_{\text{н.д}}} \right) \left( \frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$  - втрати активної потужності при холостому ходу

двигуна, кВт;  $\Delta P_{\text{а.н}} = P_n \left( \frac{1 - \eta_{\text{н.д}}}{\eta_{\text{н.д}}} \right) \left( \frac{1}{1 + \gamma} \right)$  - приріст витрат активної потужності в

двигуні при завантаженні 100%, кВт;  $\gamma = \frac{\Delta P_{\text{x.x}}}{\Delta P_{\text{а.н}}}$  - розрахунковий коефіцієнт, що залежить від конструкції двигуна;  $\Delta P_{\text{x.x}}\%$  — втрати х. х., виражені у відсотках активної потужності, споживаної двигуном при завантаженні 100%.

Слід зазначити, що для промислових підприємств розглядати питання про заміну двигунів меншими за потужністю доцільно тільки для двигунів, що не вбудовані в механізм. Заміна мало завантажених двигунів, вбудованих в механізм, настільки дорога і складна, що вона практично недоцільна.

#### *Зниження напруги в мало завантажених двигунах*

При неможливості заміни мало завантаженого асинхронного двигуна слід перевірити доцільність зниження напруги на його затискачах. Зниження напруги на виводах асинхронного двигуна до певного мінімально допустимого значення  $U_{\text{мін}}$  приводить до зменшення споживання їм

реактивної потужності (за рахунок зменшення струму намагнічування). При цьому одночасно зменшуються витрати активної потужності та, отже, збільшується к.к.д. двигуна. На практиці застосовуються наступні способи зниження напруги в мало завантажених асинхронних двигунах:

- 1) перемикання обмотки статора з трикутника на зірку;
- 2) секціонування обмоток статорів;
- 3) зниження напруги у фабрично-заводських силових мережах шляхом перемикання відгалужень знижувальних трансформаторів.

Перше уявлення про ефективність перемикання обмотки статора асинхронного двигуна з трикутника на зірку дає табл. 13.1.

Таблиця № 13.1

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

При перемиканні двигуна з трикутника на зірку зважаючи на зменшення максимального обертаючого моменту в 3 рази необхідно проводити перевірку по граничному коефіцієнту завантаження двигуна, визначуваному умовами стійкості. Граничний коефіцієнт завантаження приблизно рівний:

$$k_{z,пр} = \frac{k_{м.м}}{4,5}$$

де  $k_{м.м}$  — кратність максимального обертаючого моменту по відношенню до номінального; значення  $k_{м.м}$  приводяться в каталогах на двигуни.

Секціонування обмоток статорів асинхронних двигунів можна рекомендувати в тих випадках, коли неможливо здійснити перемикання обмотки статора з трикутника на зірку. Якщо двигуни виготовлені з паралельними гілками в обмотці статора, то секціонування здійснюється відносно просто шляхом перепаювання лобових з'єднань обмотки. Складніше перемкнути обмотку статора двигуна на іншу схему з'єднань, якщо вона виконана одиночним дротом. В таких випадках перемикання секцій обмотки можливе лише при капітальних ремонтах, двигунів. Перемикання відгалужень знижувального трансформатора для зниження робочої напруги асинхронних двигунів також є нормальним експлуатаційним прийомом,

направленим на зменшення споживання реактивної потужності, якщо даний трансформатор не живить одночасно інші приймачі, що не допускають зниження напруги на їх затискачах.

#### *Обмеження холостого ходу працюючих асинхронних двигунів*

Робота більшості асинхронних двигунів характерна тим, що в перервах між навантаженнями вони обертаються на холостому ході. Для ряду споживачів час роботи двигунів на холостому ході досягає 50 – 65% всього часу роботи. Якщо проміжки роботи на холостому ході достатньо великі, то доцільно на цей час відключати двигун від мережі. Споживання активної і особливо реактивної енергії при цьому значно зменшується. У разі вживання обмежувачів холостого ходу підрахунок економії робиться по графіках активної і реактивної потужності, споживаної асинхронними двигунами.

#### *Підвищення якості ремонту асинхронних двигунів*

При виконанні ремонту двигунів необхідно враховувати та точно дотримувати номінальні дані двигунів. Інакше з ремонту можуть бути випущені двигуни з підвищеним споживанням реактивної потужності, великою нерівномірністю завантаження окремих фаз, збільшеним струмом холостого ходу, значними відхиленнями від заводських обмотувальних даних та іншими серйозними недоліками. Все це створює підвищення споживання реактивної потужності і, як наслідок, збільшує втрати енергії і погіршує природний коефіцієнт потужності підприємства.

#### *Заміна трансформаторів*

Великих успіхів в підвищенні природного коефіцієнта потужності промислового підприємства можна досягти за рахунок раціоналізації роботи трансформаторів, яка проводиться шляхом їх заміни і перегруповування, а також шляхом відключення деяких трансформаторів в години малих навантажень. Якщо при цих заходах знижується споживання реактивної потужності й зменшуються втрати активної потужності, то здійснення їх, без сумніву, доцільно.

## **13.2 Компенсуючі пристрої**

Зменшення споживання реактивної потужності спеціальними заходами, це застосування пристроїв компенсації. Для компенсації реактивної потужності, споживаної електроустановками промислового підприємства, можуть бути застосовані синхронні компенсатори і статичні конденсатори, а також використані наявні синхронні двигуни.

*Синхронні компенсатори* по суті є синхронними двигунами полегшеної

конструкції без навантаження на валу. Вони можуть працювати як в режимі генерації реактивної потужності (при перезбуджуванні компенсатора), так і в режимі її споживання (при недозбудженні). Зміна значення реактивної потужності компенсатора, що генерується або споживається, здійснюється регулюванням його збудження. У даний час промисловість виготовляє синхронні компенсатори потужністю від 5000 до 75000 квар. Втрати активної потужності в синхронних компенсаторах при їх повному завантаженні залежно від номінальної потужності коливаються в межах 0,32 — 0,15 кВт/квар, тобто складають значну величину. До недоліків синхронних компенсаторів відносяться також дорожчання і ускладнення експлуатації (по порівнянню, наприклад, з конденсаторними батареями) і значний шум під час роботи. Позитивними властивостями синхронних компенсаторів як джерел реактивної потужності є можливість плавного і автоматичного регулювання величини реактивної потужності, що генерується, незалежність генерації реактивної потужності від напруги на їх шинах, достатня термічна і динамічна стійкість обмоток компенсаторів під час коротких замикань, можливість відновлення пошкоджених синхронних компенсаторів шляхом проведення ремонтних робіт.

*Конденсатори* — спеціальні ємності, призначені для вироблення реактивної потужності. За своєю дією вони еквівалентні синхронному компенсатору в режимі перезбудження і можуть працювати лише як генератори реактивної потужності. Звичайно батареї конденсаторів включаються в мережу трифазного струму по схемі трикутника. При відключенні конденсаторів необхідно, щоб запасена в них енергія розряджалася автоматично без участі чергового персоналу на активний опір, приєднаний до батареї «наглухо» (рис. 13.1).

Конденсатори в порівнянні з іншими джерелами реактивної потужності мають ряд переваг:

- 1) малі втрати активної потужності (0,0025 — 0,005 кВт/квар);
- 2) простота експлуатації (зважаючи на відсутність частин, що обертаються і труть);
- 3) простота виробництва монтажних робіт (мала вага, відсутність фундаментів);
- 4) для установки конденсаторів може бути використано будь-яке сухе приміщення.

Серед недоліків конденсаторів слід зазначити залежність реактивної потужності, що генерується ними, від напруги  $Q = U^2 \omega C \cdot 10^{-3}$  квар; недостатню міцність (легко ушкоджуються, особливо при КЗ і напругах вище номінального).

Питома вартість 1 квар конденсаторної батареї залежить від напруги, але практично не залежить від потужності самої батареї. Тому для компенсації реактивної потужності до 10 Мвар на промислових підприємствах найбільше поширення набули конденсаторні батареї.

Установки конденсаторів бувають індивідуальні, групові та централізовані. Індивідуальні установки застосовуються частіше за все на напругах до 660 В. В цих випадках конденсатори приєднуються наглухо до затисків приймача. Такий вид установки компенсуючи пристроїв володіє істотним недоліком — поганим використанням конденсаторів, оскільки з відключенням приймача відключається й компенсуюча установка. При груповій установці конденсатори приєднуються до розподільних пунктів мережі. При цьому використання встановленої потужності конденсаторів дещо збільшується. При централізованій установці батарей конденсаторів вони можуть приєднуватися на стороні вищої напруги трансформаторної підстанції промислового підприємства. Використовування встановленої потужності конденсаторів в цьому випадку виходить найвищим.

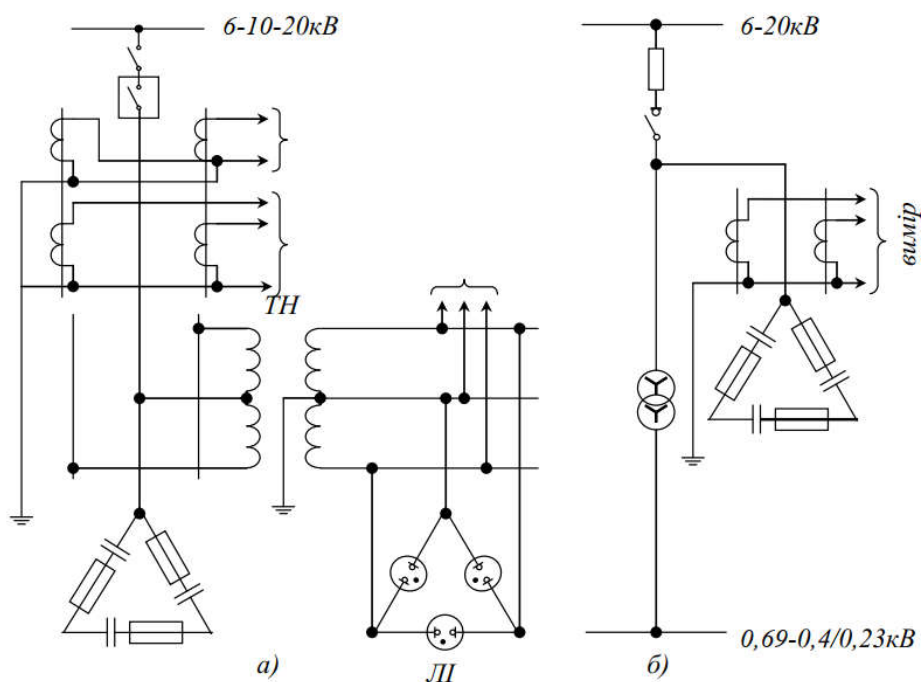


Рис. 13.1 - Схема вмикання батарей статичних конденсаторів: а — під окремий вимикач, б — під вимикач навантаження споживача. В цьому випадку розрядним опором служить сам силовий трансформатор, ТН — трансформатор напруги, що використовується в якості розрядного опору для батареї конденсаторів, ЛЛ — сигнальні індикаторні лампи.

Захист конденсаторів здійснюється плавкими запобіжниками, що

включаються поодинці в ланцюг кожного з них. Крім того, батарея в цілому захищається також за допомогою запобіжників в ланцюзі батареї.

Схеми приєднання батарей конденсаторів на напругу 3 - 6 кВ дані на рис. 13.1. Схема на рис. 13.1, *а* забезпечує незалежність роботи батареї від роботи приймачів, але вимагає великої кількості апаратури високої напруги. На рис. 13.1, *б* батарея приєднується до ланцюга приймача наглухо і для включення батареї в цьому випадку не потрібна установка окремих вимикачів.

Щоб уникнути істотного зростання витрат на відключаючу апаратуру, вимірювальні прилади тощо не рекомендується установка батарей конденсаторів 3 - 10 кВ потужністю менше 400 квар при приєднанні конденсаторів за допомогою окремого вимикача (рис. 13.1, *а*) і менше 100 квар при приєднанні конденсаторів через загальний вимикач з силовим трансформатором, асинхронним двигуном та іншими приймачами (рис. 13.1, *б*).

Батареї конденсаторів середньої та великої потужності розділяються на секції за допомогою роз'єднувачів. Секціонування дає можливість грубого регулювання приєднаної потужності батареї, огляду і заміни елементів по секціях без відключення всієї батареї. Звичайно батареї конденсаторів розділяються не більше ніж на дві або три однакові секції.

*Синхронні двигуни.* Вживання синхронних двигунів в умовах промислових підприємств може бути доцільним в наступних випадках:

- 1) установка синхронних двигунів на приводних механізмах замість асинхронних там, де це можливо за технологічних умов;
- 2) установка синхронних двигунів більшої потужності, ніж вимагає приводний механізм.

Перший захід завжди доцільний. Тому при недостатньому значенні коефіцієнта потужності слід розглянути питання про те, на яких механізмах можливе вживання синхронних двигунів замість асинхронних. Доцільність другого заходу повинна бути техніко-економічно обґрунтована шляхом порівняння з іншими варіантами підвищення коефіцієнта потужності.

### **13.3 Вибір компенсуючих пристроїв**

Вибір компенсуючих пристроїв проводиться на підставі техніко-економічного порівняння варіантів. Серед технічно прийнятих варіантів економічно доцільним буде той, який забезпечує мінімум розрахункових витрат:

$$Z = C_e + 0,15K = \text{мін}$$

При виборі засобів компенсації реактивної потужності в системах електропостачання промислових підприємств необхідно розрізняти за функціональними ознаками дві групи промислових мереж залежно від складу їхніх навантажень: 1-а група - мережі загального призначення, мережі з режимом прямої послідовності основної частоти 50 Гц; 2-а група - мережі зі специфічними нелінійними, несиметричними й різкозмінними навантаженнями. Рішення задачі компенсації для обох груп є різними. На початковій стадії проектування визначаються найбільші сумарні розрахункові активні та реактивні електричні навантаження підприємства  $P_m$  і  $Q_m$  при природному коефіцієнті потужності. Найбільше сумарне реактивне навантаження підприємства, прийняте для визначення потужності пристроїв, що компенсують:

$$Q_{m1} = KQ_m$$

де  $K$  – коефіцієнт, що враховує розбіжність за часом найбільших активного навантаження енергосистеми й реактивної потужності промислового підприємства.

Значення коефіцієнта розбіжності  $K$  для всіх об'єднаних енергосистем приймаються відповідно до галузей промисловості:

Нафтопереробна, текстильна.....	0,95
Чорна та кольорова металургія, хімічна, нафтовидобувна, харчова, будівельних матеріалів, паперова.....	0,90
Вугільна, газова, машинобудівна та металообробна.....	0,85
Торфопереробна, деревообробна.....	0,80
Інші.....	0,75

Значення найбільших сумарних реактивного  $Q_{m1}$  та активного  $P_m$  навантажень передаються в енергосистему для визначення значення економічно оптимальної реактивної (вхідної) потужності, що може бути передана підприємству в режимах найбільшого і найменшого активного навантаження енергосистеми, відповідно  $Q_{E1}$  та  $Q_{E2}$ . За вхідною реактивною потужністю  $Q_{E1}$  визначається сумарна потужність пристроїв, що компенсують, для підприємства, а відповідно до заданого значення  $Q_{E2}$  – регульована частина пристроїв, що компенсують.

Сумарна потужність пристроїв, що компенсують,  $Q_{к1}$  визначається необхідним балансом реактивної потужності на межі електричного розподілу підприємства і енергосистеми у період її найбільшого активного навантаження:

$$Q_{к1} = Q_{m1} - Q_{E1}$$

Для промислових підприємств з приєднаною сумарною потужністю



трансформаторів менше 750 кВ·А значення потужності пристроїв, що компенсують,  $Q_{к1}$  задається безпосередньо енергосистемою і є обов'язковим при виконанні проекту електропостачання промислового підприємства. За узгодженням із енергосистемою, яка видала технічні умови на приєднання споживачів, допускається приймати більшу в порівнянні із  $Q_{к1}$  сумарну потужність пристроїв, що компенсують (відповідно менше значення  $Q_{E1}$ ), якщо це знижує наведені витрати на систему електропостачання в цілому по підприємству.

На підприємстві зі специфічними навантаженнями засоби компенсації повинні забезпечувати належні показники якості електроенергії в електроприймачах і на межі електричного розподілу підприємства та енергосистеми. При живленні від окремого вузла мережі підприємства тільки специфічних електроприймачів допускається перевищення нормованих показників якості електроенергії у цьому вузлі за умови забезпечення нормальної роботи інших електроустановок у системі електропостачання підприємства.

Як показують розрахунки, при потужності компенсуючого пристрою менше 5000 квар при напрузі 6 кВ і 10000 квар при напрузі 10 кВ економічно доцільною є установка статичних конденсаторів. Якщо необхідна потужність компенсуючого пристрою більше вказаних величин, то слід виконати техніко-економічні розрахунки, враховуючи графік споживання реактивного навантаження і вимоги енергосистеми з метою виявлення ефективності вживання синхронних компенсаторів.

### **13.4 Розміщення компенсуючих пристроїв**

Після попереднього орієнтовного визначення необхідної потужності та вибору типів компенсуючих пристроїв виникає задача оптимального розподілу їх в мережі електропостачання промислового підприємства. Від вибору місця установки компенсуючого пристрою залежать його вартість і величина втрат електричної енергії. Найменша вартість конденсаторних установок виходить при розміщенні їх в мережі напругою 6 – 10 кВ, проте втрати електричної енергії в мережах промислового підприємства при цьому будуть максимальними зважаючи на передачу значної кількості реактивної потужності по мережах напругою нижче 6 – 10 кВ.

Оптимальному розміщенню компенсуючих установок відповідає технічно прийнятний варіант з мінімальними розрахунковими витратами. Оптимальні вибір і розміщення пристроїв, що компенсують, у системі

електропостачання промислових підприємств дозволяють не тільки знизити втрати активної потужності й енергії в розподільних і живильних мережах, але одночасно підвищити рівень напруги на затискачах приймачів електричної енергії. Відхилення напруги від номінального значення впливає й на техніко-економічні показники системи електропостачання, і на кількісні і якісні показники продукції, що випускається. Тому завдання визначення раціонального ступеня компенсації реактивних навантажень і регулювання напруги в електричних мережах повинні вирішуватися спільно.

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

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

$$Z(Q, U) = Z_1 + Z_2 \rightarrow \min$$

Необхідно вказати на два можливих підходи до рішення поставленого завдання:

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

– більше спрощений підхід заснований на використанні числових статистичних характеристик досліджуваних процесів (математичне

очікування відхилення напруги й реактивних навантажень) і припускає установку нерегульованих пристроїв, що компенсують.

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

Якщо відомо оптимальний рівень напруги на вторинній стороні цехового трансформатора, то можна визначити раціональна напруга на шинах ГЗП (ЦРП)

$$U_{p.ГЗП} = U_{opt. m} + \Delta U_{\Sigma} - \delta U_{\Sigma}$$

де  $\Delta U_{\Sigma}$  – сумарні втрати напруги в лініях і трансформаторах системи електропостачання;  $\delta U_{\Sigma}$  – сумарна добавка напруги за рахунок трансформатора, лінійного регулятора й т.п.

Аналізуючи наведене вираження, укажемо можливі шляхи регулювання напруги:

- безпосередній вплив на величину напруги, сюди ставляться перемикання обмоток трансформаторів цехових ТП (сезонні) і ГЗП (добові);
- непряме регулювання здійснюється за допомогою зміни параметрів і режимів роботи електричної мережі, найчастіше зміною коефіцієнта реактивної потужності  $tg \phi$  або потужності встановлених компенсуючих пристроїв

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + (Q_i - Q_{kvi}) x_i}{U_{ном}} = \sum_{i=1}^n \Delta U_s + \sum_{i=1}^n \Delta U_p,$$

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

Для попереднього орієнтування в питанні про техніко-економічне обґрунтування розміщення компенсуючих пристроїв слід користуватися наступними положеннями з Керівних вказівок:

1. На підприємствах, що мають силові мережі 0,66 кВ, як правило, повинні встановлюватися конденсатори на напругу 0,66 кВ. Якщо на цих підприємствах є асинхронні двигуни високої напруги, то для компенсації їх реактивних навантажень доцільна установка конденсаторів на напругу 6 – 10 кВ.

2. На підприємствах, що мають силові мережі 0,38 кВ, найвигіднішою

може виявитися або змішана установка конденсаторів 0,38 і 6 – 10 кВ, або установка конденсаторів тільки 0,38 кВ. Вибір варіанту проводиться на підставі техніко-економічних розрахунків і зіставлень.

3. На підприємствах, що мають силові мережі 0,22 кВ, допускається установка конденсаторів на напругу 0,22 кВ, якщо природний коефіцієнт потужності на стороні 0,22 кВ менше 0,7. При коефіцієнті потужності вище 0,7 слід встановлювати конденсатори 6 — 10 кВ.

4. Конденсатори 0,22 — 0,5 кВ повинні встановлюватися з дотриманням вимог пожежної безпеки біля групових щитків, оскільки централізована установка конденсаторів на трансформаторних підстанціях, як правило, менш доцільна. В тих випадках, коли є необхідність в розвантаженні силових трансформаторів, а установка конденсаторів напругою 0,22 — 0,5 кВ біля групових щитків чого-небудь неможлива, допускається централізована установка цих конденсаторів.

5. Потужність батареї конденсаторів, встановлюваних біля групового щитка, рекомендується приймати не менше 30 квар щоб уникнути істотного зростання витрат на відключаючу апаратуру, вимірювальні прилади і настановну шафу.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 13**

1. Самостійно відновити матеріал з опису методів компенсації та зменшення реактивної потужності.

2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Способи та засоби регулювання потужності компенсуючих установок. Компенсація реактивної потужності у мережах з нелінійними навантаженнями.

## ТЕМА 14. КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ В ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Мета: ознайомлення студентів з явищем короткого замикання в електричних мережах, та методом його розрахунку

### План лекції

1. Ушкодження електричних мереж і установок;
2. Основні поняття та співвідношення величин струмів короткого замикання;
3. Способи розрахунків струмів короткого замикання;

### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

### 14.1 Ушкодження електричних мереж і установок

Порушення нормальної роботи електричних установок і системи електропостачання обумовлені переважно короткими замиканнями й замиканнями на землю. Коротким замиканням (КЗ) називається всяке непередбачене нормальним режимом замикання між струмоведучими частинами, що належать до різних фаз. Замиканням на землю називається всяке непередбачене нормальним режимом замикання на землю струмоведучих частин.

Основними причинами виникнення КЗ і замикань на землю є: природне зношування або механічне ушкодження ізоляції, перекриття голих струмоведучих частин, комутаційні й атмосферні перенапруги. При КЗ зменшується загальний опір проводів і струмоведучих частин системи електропостачання, що призведе до збільшення струмів і зниженню напруги, особливо в точці КЗ. Як правило, у точці КЗ виникає електрична дуга, що утворює перехідний опір. Безпосереднє КЗ без перехідного опору називається металевим КЗ. Зневага перехідним опором спрощує розрахунки й забезпечує максимальне значення струму КЗ при тих самих вихідних умовах, що вкрай важливо для вибору апаратури.

Струми КЗ в електричних установках можуть досягати значних

величин. Ці аварійні струми становлять небезпеку для апаратури й струмоведучих частин електричних установок, тому що останні можуть перегріватися понад припустиму температуру й піддаватися великим механічним діям.

При трифазній системі електропостачання можливі три основних види КЗ: трифазне, двофазне й однофазне (рис. 14.1).

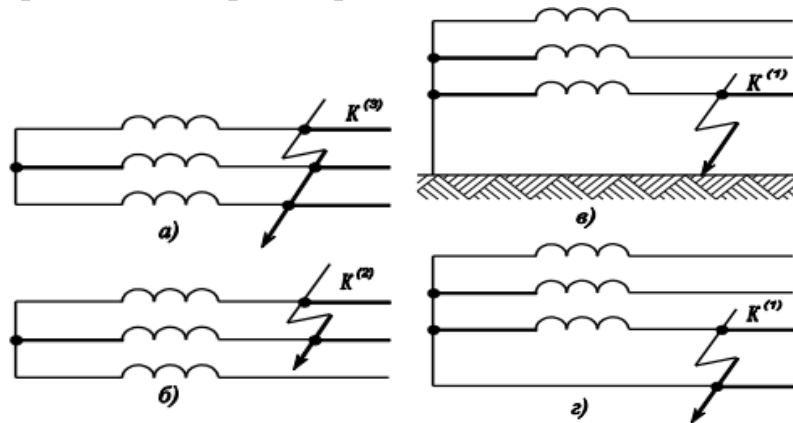


Рис. 14.1 - Види коротких замикань: *a* – трифазне; *б* – двофазне; *в* – однофазне на землю; *г* - однофазне на нульовий провід

При трифазному КЗ три фази з'єднуються між собою (рис. 14.1, *a*). Струм, напруга, потужність і точка трифазного КЗ позначаються:  $I^{(3)}$ ,  $U^{(3)}$ ,  $S^{(3)}$ ,  $K^{(3)}$ . Двофазне КЗ характеризується замиканням двох фаз між собою (рис. 14.1, *б*), умовні позначки:  $I^{(2)}$ ,  $U^{(2)}$ ,  $S^{(2)}$ ,  $K^{(2)}$ . При однофазному замиканні спостерігається замикання однієї з фаз на землю (рис. 14.1, *в*) або на нульовий провід (рис. 14.1, *г*). Умовні позначки наступні:  $I^{(1)}$ ,  $U^{(1)}$ ,  $S^{(1)}$ ,  $K^{(1)}$ . Трифазні КЗ є симетричними, тому що при цьому всі фази виявляються в однакових умовах, і симетрія струмів і напруг не порушується. Всі інші види КЗ несиметричні. Найчастіше виникають однофазні (до 65% загального числа замикань) і значно рідше – трифазні (5%).

Який вид КЗ є найбільш важким для системи електропостачання - передбачити важко. Тому залежно від призначення розрахунку звичайно визначають значення струмів КЗ як для симетричних, так і несиметричних КЗ. Практика розрахунків показує, що найбільш важким режимом для системи електропостачання є трифазні й двофазні КЗ.

Зазначені ушкодження характеризуються появою аварійних струмів, які значно перевищують струми нормального режиму. Однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою або заземленою через дугогасний реактор (котушку) нейтралью не є короткими, не супроводжуються істотною зміною струмів у струмоведучих частинах системи електропостачання. Такі ушкодження, як правило, не представляють небезпеки для елементів

розподільної мережі. На шинях електроустановок КЗ виникають: через забруднення або ушкодження шинних ізоляторів, втулок вимикачів і вимірювальних трансформаторів; при помилкових діях персоналу із шинними роз'єднувачами; від поломок ізоляторів роз'єднувачів і вимикачів під час операцій з ними. Імовірність ушкодження на шинях відносно невелика, але може привести до досить важких наслідків для системи електропостачання в цілому.

Більшість ушкоджень в електричних мережах, і особливо на лініях, супроводжується появою електричної дуги. Протягом кожного півперіоду опір дуги значно змінюється і впливає на значення струму та форму напруги, особливо при міжфазових замиканнях. Для оцінки роботи деяких захистів варто враховувати опір дуги, особливо для захистів, що працюють із витримкою часу, тому що в цьому випадку можлива зміна опору дуги за рахунок подовження дуги під впливом вітру, конвекції повітря і електродинамічних зусиль.

Міжфазові КЗ, з огляду на значення їхніх струмів, при таких ушкодженнях повинні існувати мінімально можливий час. Варто мати на увазі, що збільшення існування міжфазових КЗ (наприклад, за рахунок збільшення витримок часу у пристроїв захисту) приводить не тільки до порушення роботи споживачів, але й викликає перегорання провідників у точці КЗ, руйнування апаратури, неприпустимі перегріву ізоляції й т.д.

Для оцінки роботи релейного захисту варто враховувати різний вплив трифазних і двофазних КЗ на значення і фазу залишкових напруг по довжині лінії. На рис. 2 наведені спрощені векторні діаграми для залишкових фазних і міжфазових напруг у лінії при металевих замиканнях наприкінці лінії (джерело нескінченної потужності).

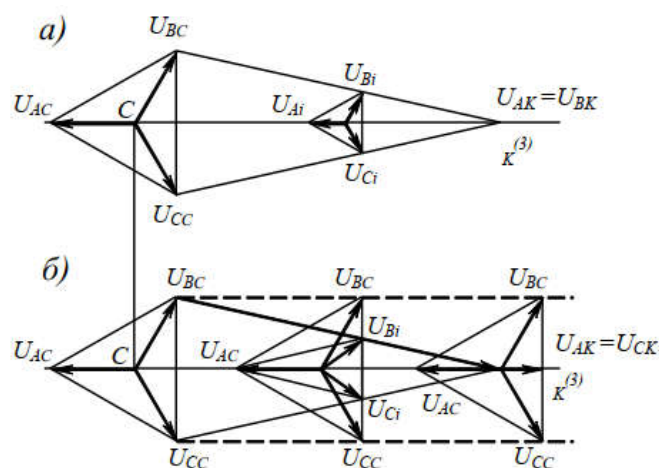


Рис. 14.2 - Спрощена векторна діаграма залишкових напруг на затискачах джерела (системи), у точці КЗ і в проміжних точках при металевих КЗ: а - трифазні КЗ; б - двофазні КЗ між фазами В і С

З рис. 14.2 видно, що в міру видалення від точки КЗ  $K^{(3)}$  і  $K^{(2)}$  між

фазові напруги зростають і змінюються їхні фазові співвідношення (при двофазних КЗ (точка  $K^{(2)}$ ). При міжфазових КЗ через перехідні опори, неоднакові для різних фаз, відбувається перекручування залишкових напруг (а також і струму КЗ) по величині й по фазі, і з'являються складові зворотної послідовності, що може бути використано релейним захистом для розпізнавання ушкодження. До основних видів ушкоджень у силових трансформаторах і автотрансформаторах варто віднести: замикання між фазами усередині кожуха трансформатора і на зовнішніх виводах обмоток, в обмотках між витками однієї фази, на корпус обмоток або їхніх зовнішніх виводів; ушкодження магнітопроводу, що приводять до локального нагрівання й "пожежі сталі", бака маслонаповнених трансформаторів. Міжфазові КЗ усередині трансформаторів малоймовірні внаслідок великої електричної міцності міжфазової ізоляції.

При виткових замиканнях в обмотках електричних машин значення аварійного струму від джерела живлення та місця ушкодження теоретично може бути визначено вираженням

$$I_K = W_K I_{K.в} / W$$

де  $W_K$  і  $W$  - число витків відповідно закорочених і всього в даній фазі трансформатора;  $I_{K.в}$  - струм у закорочених витках.

З зазначеної формули видно, чим менше число закорочених витків, тим менше струм  $I_K$ , що приходить із мережі, у той час, як значення струму  $I_{K.в}$  порівняно зі струмами міжфазових КЗ. При малому числі закорочених витків аварійний струм незначно відрізняється від струмів нормального режиму й практично не сприймається пристроями захисту.

Ушкодження магнітопроводу й ушкодження бака маслонаповнених трансформаторів не супроводжуються змінами струмів в обмотках і від джерела, однак експлуатація трансформаторів із зазначеними ушкодженнями неодмінно приводить до більш важких електричних ушкоджень і виходу з ладу силових трансформаторів.

Для трифазних електродвигунів характерні такі ушкодження, як багатофазні КЗ в обмотці статора й на її затискачах. Замикання на корпус (на землю), виткові замикання в обмотці однієї фази. Міжфазові КЗ можуть не тільки викликати значні руйнування в самому двигуні, ле й супроводжуються зниженням напруги в живильній мережі та можуть привести до порушення роботи інших електроприймачів. Однофазні замикання в обмотках статора на корпус, з огляду на те, що расподільчи мережі працюють із ізолюваною нейтраллю, супроводжуються невеликими струмами замикання (до 30 А) і безпосередньої небезпеки для двигунів не представляють. Спеціальні захисти від виткових КЗ в обмотках статора для електродвигунів, з огляду на



складність їхнього виконання, а також захист синхронних двигунів від ушкоджень в обмотці ротора, як правило, не передбачають. У деяких окремих випадках для потужних синхронних двигунів передбачають окремий захист від обриву кола збудження.

З огляду на конструктивне виконання конденсаторних установок, основними видами їхнього ушкодження варто вважати електричний пробій ізоляції між обкладками або на корпус, тобто двофазні короткі й однофазні замикання на землю. При живленні конденсаторних установок кабельними лініями, в останніх можливі всі види ушкоджень, включаючи й двофазні КЗ. Короткі замикання виникають у результаті порушень ізоляції електроустановок, що є наслідком різних причин:

- старіння ізоляції в процесі експлуатації електроустановки;
- перенапруг; прямих ударів блискавки; механічних ушкоджень; накидів сторонніх предметів на струмоведучі частини; незадовільного догляду за електроустановкою; помилкової дії обслуговуючого персоналу.

Наслідками КЗ є:

- неприпустиме нагрівання електроустановки і його термічне ушкодження через значне збільшення струмів (у 10-15 разів і більше);

- поява значних зусиль між струмоведучими частинами, які можуть привести до їхнього механічного ушкодження й руйнування;

- зниження напруги і спотворення її симетрії, що негативно позначається на роботі споживачів. Так, при зниженні напруги на 30-40 % протягом часу не менш 1с зупиняються електродвигуни, у результаті чого можливі порушення технологічного циклу на підприємствах, поява браку продукції та інших наслідків, пов'язані з народногосподарським збитком;

- наведення при несиметричних КЗ ЕРС у сусідніх лініях зв'язку та сигналізації, небезпечних для обслуговуючого персоналу і використовуваної апаратури;

- порушення стійкості окремих елементів і режиму СЕП у цілому, що приводить до виникнення аварійних ситуацій з відключенням великої кількості споживачів електричної енергії;

- загоряння електроустановок.

Найнебезпечніші наслідки проявляються звичайно в елементах системи, що прилягають до місця виникнення КЗ. Якщо КЗ з'явилося на великій електричній віддаленості від джерела живлення, то збільшення струму сприймається генераторами як деяке підвищення навантаження, а сильне зниження напруги відбувається тільки поблизу місця трифазного КЗ.

Щоб забезпечити безаварійне електропостачання всіх споживачів, необхідно проектувати й споруджувати СЕП з обліком можливих КЗ, строго

дотримувати правил технічної експлуатації електроустановок, безупинно підвищувати технічний рівень і якість виготовлення застосовуваного електроустаткування. Для виключення небезпечних наслідків від КЗ у СЕП і забезпечення стійкості навантаження вводять швидкодіючі релейні захисти окремих елементів, застосовують спеціальні схеми системної автоматики, передбачають поділ у часі процесів самозапуску різних груп двигунів, установлюють регулюючі пристрої і ін.

## 14.2 Основні поняття та співвідношення величин струмів короткого замикання

Основними причинами виникнення таких КЗ в мережі можуть бути: пошкодження ізоляції окремих частин електроустановки; неправильні дії обслуговуючого персоналу; перекриття струмоведучих частин установки.

КЗ в мережі може супроводжуватися: припиненням живлення споживачів, приєднаних до точок, в яких сталося КЗ; порушенням нормальної роботи інших споживачів, підключених до неушкоджених ділянок мережі, внаслідок зниження напруги на цих ділянках; порушенням нормального режиму роботи енергетичної системи.

З моменту виникнення КЗ до його припинення в короткозамкненому колі протікає перехідний процес, що характеризується наявністю двох складових струмів КЗ - періодичної (коливальної) і аперіодичної.

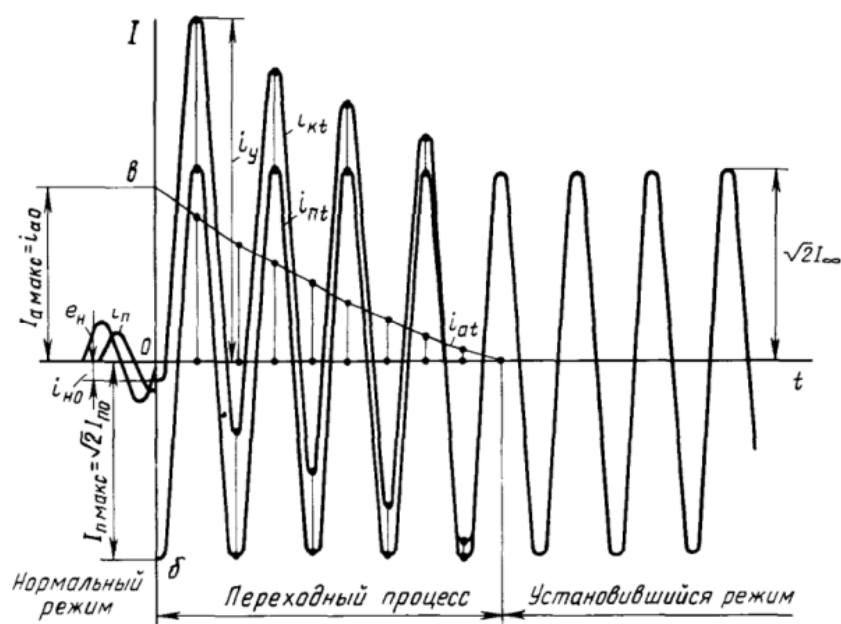


Рис. 14.3 – Криві зміни струму при короткому замиканні

На рис. 14.3 наведені криві зміни струму КЗ системи необмеженої

потужності ( $S = \infty$ ). Тут, а також в подальшому при розгляді явищ, викликаних КЗ, прийняті наступні позначення струмів:  $i_{н0}$ -миттєве значення струму навантаження в момент КЗ;  $i_y$ -миттєве значення ударного струму КЗ через півперіоду (0,01 с) після виникнення КЗ (за величиною  $i_y$  перевіряються електричні апарати, шини та ізолятори на динамічну стійкість);  $I_{п.макс}$ ,  $i_{п}$  - відповідно максимальне і миттєве значення періодичної складової струму КЗ;  $I_{а.макс}$ ,  $i_{а0}$  - максимальне і миттєве значення аперіодичною складової струму КЗ;  $I_l$  - діюче значення усталеного струму КЗ (за величиною перевіряють електричні апарати і струмопровідні частини на термічну стійкість);  $I-I_{п0}$  початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ (надперехідного струму короткого замикання).

Діюче значення повного струму короткого замикання для довільного моменту часу  $t$  визначається відповідними складовими - періодичної  $i_{пт}$  і аперіодичної  $i_{ат}$ . Періодична складова струму змінюється за гармонійною кривою відповідно до синусоїдальної ЕРС генератора. Аперіодична - визначається характером загасання струму КЗ, що залежить від активного опору кола і обмоток статора генератора. У колі напругою вище 1 000 В, де значення активного опору мале, час загасання аперіодичної складової становить 0;15 - 0;2 с.

#### 14.2.1 Процес протікання короткого замикання

Джерелами живлення місця КЗ є: турбо- і гідрогенератори електростанцій; високовольтні синхронні двигуни й компенсатори, які при визначенні струмів КЗ розглядаються як синхронні генератори для часу  $t = 0$ . Вплив асинхронних двигунів ураховується в тих випадках, коли вони підключені безпосередньо до місця КЗ. Всі джерела електричної енергії умовно розділяють на джерела необмеженої потужності й джерела обмеженої потужності. В електричній системі необмеженої потужності ( $S_c = \infty$ ) напруга на шинах практично незмінна при КЗ у будь-якій точці системи. Індуктивний опір такої системи прийнято вважати рівним нулю. У системі обмеженої потужності ( $S_c \neq \infty$ ) при КЗ напруга на шинах зменшується. Опір такої системи відрізняється від нуля. Віддаленість точок КЗ характеризується сумарним опором у колі від джерела енергії до розглянутої точки.

При виникненні КЗ починається перехідний процес. Цей процес протікає при наявності двох складових струмів КЗ: аперіодичної та періодичної (коливальної). Частина процесу КЗ, що характеризується зміною амплітудних значень струму КЗ, прийнято називати несталим. У сталому режимі амплітуди струмів КЗ постійні.

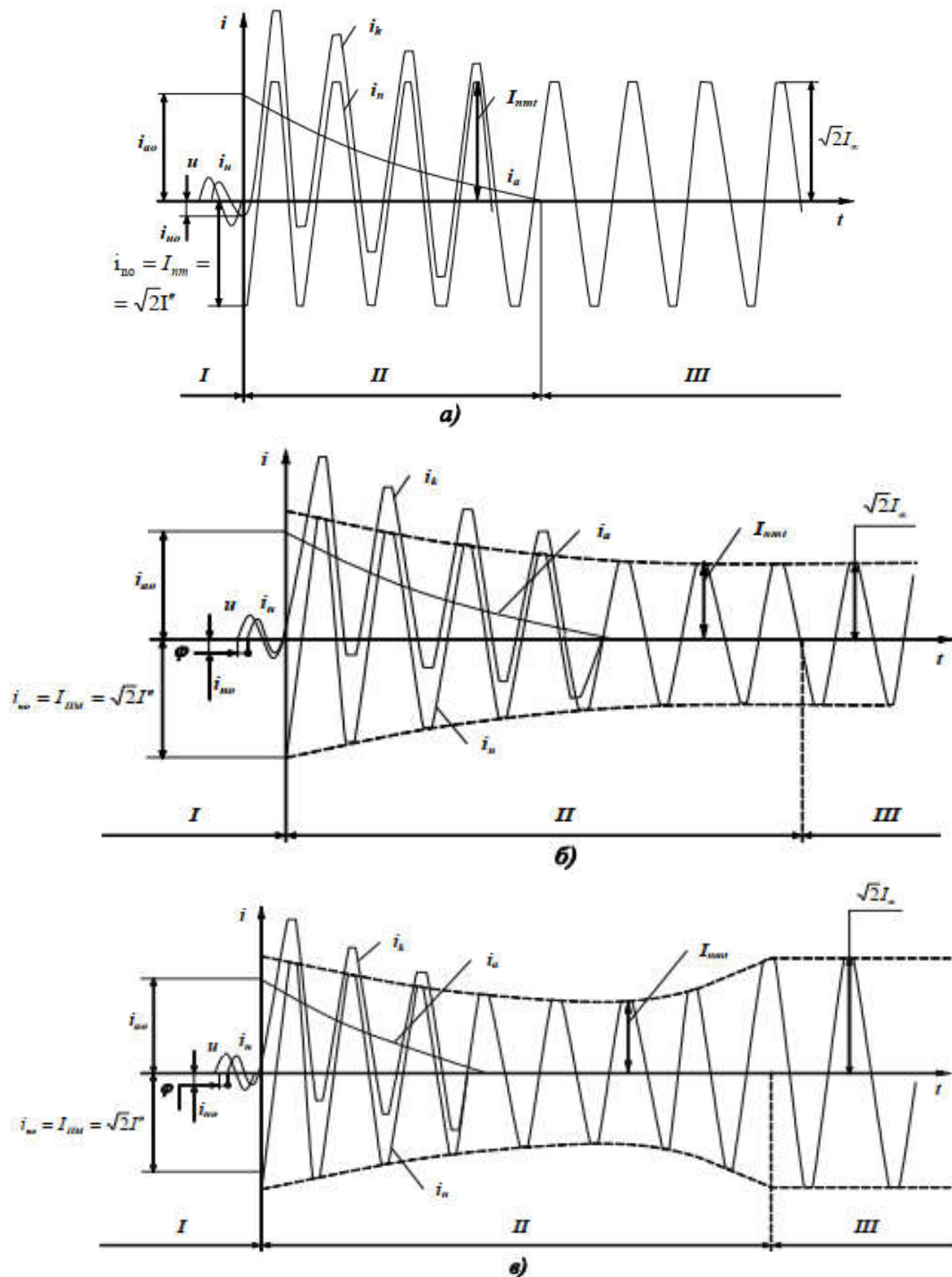


Рис. 14.4 - а) Процес протікання струмів трифазного короткого замикання у системі необмеженої потужності:  $i_n$ ,  $I_{n \text{ макс}}$  - миттєве й максимальне значення періодичної складової струму КЗ;  $I''$  - діюче значення періодичної складової струму КЗ;  $i_a$  - миттєве значення аперіодичної складової струму КЗ;  $i_k$  - миттєве значення струму КЗ;  $i_\infty$  - діюче значення сталого струму КЗ; б, в)

Процес протікання струмів трифазного короткого замикання у системі обмеженої потужності без автоматичного регулювання напруги синхронних генераторів (б) і з синхронними генераторами, обладнаними автоматичним регулюванням напруги (в).

При КЗ струм у колі зростає (рис. 14.4,а). Однак миттєвого збільшення

струму (крива  $i_k$ ) відбутися не може через те, що коло має індуктивний опір. У початковий момент КЗ в обмотці статора генератора електростанції і в індуктивних опорах кола наводиться ЕДС самоіндукції, що перешкоджає зміні струму. У той же час індукується струм самоіндукції зустрічного напрямку. Цей струм носить назву аперіодичного (крива  $i_a$ , рис. 14.4). Тому з моменту виникнення КЗ струм можна представити складеним з двох складових: вільного аперіодичного струму, тобто аперіодичної складової струму, і періодичного струму, тобто вимушеного періодичного струму, створюваного ЕДС генераторів. У результаті взаємної дії цих складових струмів у колі, для початкового моменту КЗ дорівнює миттєвому значенню струму нормального режиму:

$$i_{n0} = i_{n0} + i_{a0},$$

де  $i_{a0}$  – початкове значення аперіодичної складової струму КЗ;  $i_{n0}$  – початкове значення періодичної складової струму КЗ;  $i_{n0}$  – миттєве значення струму навантаження.

Початкове значення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a0} = i_{n0} - i_{n0}$$

З формули випливає, що початкове значення аперіодичного струму буде максимальним при значенні струму навантаження рівному нулю ( $i_{n0}=0$ ) і виникненні КЗ у той момент, коли періодична складова повинна мати найбільше (амплітудне) значення:

$$i_{a \text{ макс}} = -I_{n \text{ макс}}.$$

На рис. 14.4, а наведені криві зміни струму КЗ у системі необмеженої потужності. Періодичний струм  $i_n$  протікає під дією напруги джерела та змінюється за гармонійною кривою синхронної частоти. Тому що напруга джерела незмінна, значення періодичного струму протягом усього процесу постійні й рівні  $I''=I_m=I_\infty$ .

При КЗ у системі, що живиться від електростанції обмеженої потужності, періодичний струм при незначному віддаленні точки КЗ від джерела електроенергії змінюється за гармонійною кривою з загасаючими за часом амплітудами від найбільшого значення до сталого, рівного  $\sqrt{2}I_\infty$  (рис. 14.4,б). Зменшення амплітуд струму  $i_k$  обумовлено зменшенням у процесі короткого замикання ЕРС генератора внаслідок розмагнічуючої дії реакції якоря.

Генератори на сучасних електростанціях обладнані системами автоматичного регулювання напруги (АРН). Наявність АРН відображається на характері зміни періодичного струму КЗ (рис. 14.4,в). Внаслідок

зменшення напруги на генераторах електростанції система АРН вступає в дію приблизно через 0,2с після початку КЗ. Це приводить до збільшення струму збудження та напруги на генераторах. У результаті амплітуда періодичного струму КЗ зростає. У процесі КЗ аперіодична складова загасає.

Величина динамічного впливу струму КЗ визначається значенням ударного (найбільшого) струму. Ударний струм проявляється приблизно через півперіоду (0,01с) від початку КЗ і дорівнює сумі значень аперіодичного і періодичного струмів. Для практичних розрахунків величину ударного струму КЗ  $i_y$  визначають за співвідношенням:

$$i_y = K_y \sqrt{2} I''$$

де  $K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$  - ударний коефіцієнт струму КЗ.

Ударний коефіцієнт враховує участь аперіодичного струму в утворенні ударного струму. Граничні значення ударного коефіцієнта залежать від значень активного та індуктивного опорів кола КЗ. Для кіл, що містять лише індуктивний опір ( $R=0$ ),  $K_y = 2$ , тобто у таких ланцюгах періодичний струм не загасає. У ланцюгах тільки з активним опором ( $X = 0$ )  $K_y = 1$ , і періодичний струм не виникає. У практичних розрахунках приймають  $K_y = 1,8$  (тобто  $T_a = 0,05$  с і  $t = 0,01$  с), а величину ударного струму  $i_y = 2,55 I''$ .

При розрахунку  $i_y$  для точок, віддалених від джерела живлення, значення ударного коефіцієнта визначається за кривою  $K_y = \varphi(T_a)$  (рис. 14.5).

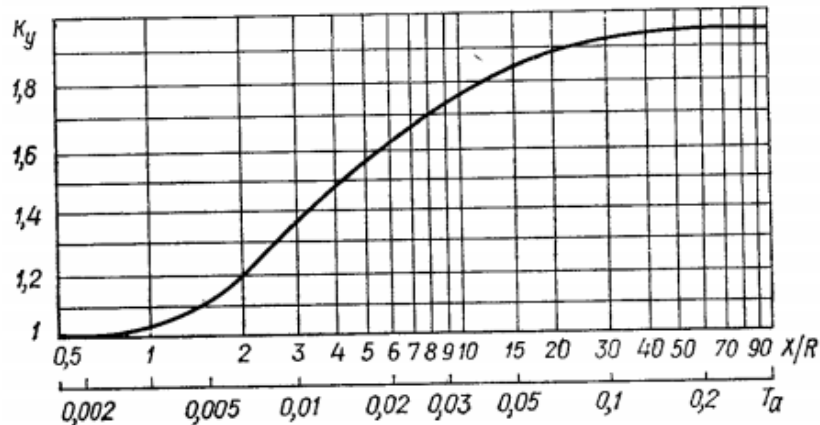


Рис. 14.5 - Крива для визначення ударного коефіцієнту

Діюче значення струму КЗ для довільного моменту часу?

$$I_{kt} = \sqrt{I_{nt}^2 + I_{at}^2}$$

Діюче значення ударного струму КЗ для моменту часу  $t = 0,01$  с після початку КЗ:

$$I_y = \sqrt{I_{nt=0,01}^2 + I_{at=0,01}^2}, \text{ або } I_y = I'' \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}$$

При  $K_y = 1,8$  значення ударного струму КЗ буде:  $I_y = 1,52I''$ .

### 14.2.2 Визначення параметрів кола КЗ

Для обчислення струмів КЗ складають розрахункову схему, відповідну нормального режиму роботи системи електропостачання, вважаючи (для підвищення надійності), що всі джерела живлення включені паралельно. У розрахунковій схемі враховують опори генераторів, що живлять схему, трансформаторів, високовольтних ліній (повітряних і кабельних), реакторів. За розрахунковою схемою складають схему заміщення, в якій вказують опори джерел і споживачів і намічають точки для розрахунку струмів КЗ.

Для генераторів, трансформаторів, високовольтних ліній і коротких ділянок розподільної мережі зазвичай враховують тільки індуктивні опори. При значній протяжності мережі (кабельної та повітряної) враховують також їх активні опори, так як у віддалених точках КЗ позначається зниженням ударного коефіцієнта. Доцільно враховувати активний опір, якщо  $r\Sigma > x\Sigma = 3$ , де  $r\Sigma, x\Sigma$ -сумарні активні і реактивні опори до місця КЗ.

Для окремих елементів схеми приймають наступні значення індуктивних опорів:

а) для синхронних генераторів  $x''_d$  виражається у відносних одиницях; воно являє собою надперехідний реактивний опір по поздовжній осі полюсів. Для турбогенераторів  $x''_d = 0,125$ ; для гідрогенераторів з заспокійливою обмоткою  $x''_d = 0,2$ ; без заспокійливої обмотки  $x''_d = 0,27$ ;

б) для синхронних і асинхронних двигунів  $x''_d = 0,2$ ;

в) для трансформаторів, якщо знехтувати їх активним опором, напруга короткого замикання  $u_k$  (%) (дається в каталогах) чисельно дорівнює їх індуктивному опору  $x$  (%);

г) для повітряних ліній напругою вище 1000 В значення  $x_0 = 0,4$  Ом/км;

д) для кабельних ліній напругою 6-20 кВ величина  $x_0 = 0,08$  Ом/км;

е) для реакторів опір дається у відсотках і переводиться в відносні одиниці або оми.

## 14.3 Способи розрахунків струмів короткого замикання

### 14.3.1 Розрахунок струмів короткого замикання у відносних - одиницях

При цьому методі всі розрахункові дані приводять до базисної напруги і базисної потужності. За базисну напругу приймають номінальні напруги  $U_{ном} = 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230$  кВ. За базисну потужність  $S_б$  можна вибрати потужність, прийняту при розрахунках за

одиницю, наприклад потужність системи, сумарні номінальні потужності генераторів станції або трансформаторів підстанції або зручне для розрахунків число, кратне десяти.

Реактивний і активний опори у відносних одиницях являють собою відношення падіння напруги на даному опорі при номінальному струмі до номінальної напруги:

$$x_* = \sqrt{3}I_{\text{НОМ}}x/U_{\text{НОМ}} = \sqrt{3}S_{\text{НОМ}}x/(\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}^2) = xS_{\text{НОМ}}/U_{\text{НОМ}}^2;$$

$$r_* = \sqrt{3}I_{\text{НОМ}}r/U_{\text{НОМ}} = rS_{\text{НОМ}}/U_{\text{НОМ}}^2.$$

Виходячи з цього, відносний базовий опір визначають за наступними формулами (з індексами "\*б"):

1) якщо опір для лінії та кабелю задано в омах на фазу, то

$$x_{*б} = xS_{\text{НОМ}}/U_{\text{НОМ}}^2$$

$$r_{*б} = rS_{\text{НОМ}}/U_{\text{НОМ}}^2$$

де  $x$  та  $r$ -в Ом;  $S_{\text{НОМ}}$  – в МВ·А;  $U_{\text{НОМ}}$  – в кВ;

2) якщо опір для генераторів та двигунів задано у відносних одиницях, то

$$x_{*б} = x_*S_б/S_{\text{НОМ}}$$

Для трансформаторів (при  $S_m \geq 630$  кВА) відносний опір  $x$  відповідає

напрузі КЗ у відносних одиницях, тобто  $U_k = 0,01U_k\%$ . Тому

$$x_{*б} = x_*S_б/S_{\text{НОМ}}.$$

При потужності трансформаторів  $S_{\text{НОМ}} < 630$  кВА, для яких зазвичай

враховують відносний активний опір  $r$ ,

$$x_{*б} = \sqrt{U_k^2 - r_*^2}S_б/S_{\text{НОМ}}; r_* = \Delta P_M/S_{\text{НОМ}},$$

де  $P_M$  - втрати в металі трансформатора (за каталожними даними), кВт.

Відносний активний опір трансформатора



$$r_{*6} = r_* S_6 / S_{\text{НОМ}}$$

3) якщо відомо опір реакторів  $x_p$  (%), то

$$x_{*6} = \frac{x_p I_6 U_{\text{НОМ}}}{100 I_{\text{НОМ}} U_6}$$

Потужність КЗ  $S_t$  для часу  $t$  визначається величиною струму  $I_t$  для вказаного періоду часу:

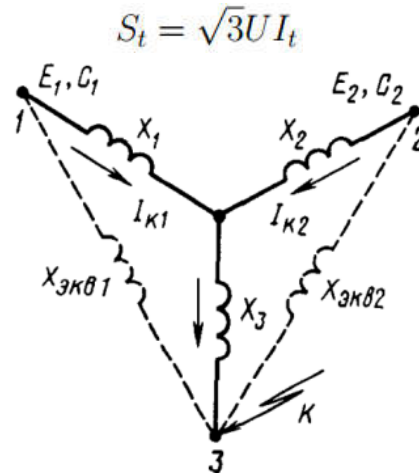


Рис. 14.6 – Схема до прикладу розрахунку струму КЗ за допомогою коефіцієнта розподілення

Схема заміщення, складена для розрахунку струмів короткого замикання (рис. 14.6), являє собою звичайно схему з'єднання зіркою, перетворену в схему з'єднання трикутником. У такій схемі струми від кожного джерела можна обчислити за допомогою коефіцієнтів розподілу. Коефіцієнти розподілу  $c_1$  і  $c_2$  показують, яка частка (частина) струму КЗ, прийнятого за 'одиницю, створюється джерелом живлення даної гілки. Наприклад, для випадку двох гілок  $c_1 + c_2 = 1$ , тоді

$$c_1 = x/x_1; c_2 = x/x_2$$

де  $x = x_1 x_2 / (x_1 + x_2)$  - сумарний опір схеми до точки об'єднання променів схеми, або

$$c_1 = x_2 / (x_1 + x_2); c_2 = x_1 / (x_1 + x_2)$$

Величини опорів, що з'єднують джерела живлення з точкою короткого замикання  $K$ , визначають з виразів:

$$x_{\text{екв1}} = x_{\Sigma} / c_1; x_{\text{екв2}} = x_{\Sigma} / c_2,$$

де  $x_{\Sigma} = x_1 x_2 / (x_1 + x_2) + x_3$ .

Підставляючи в  $(x_{\text{екв1}})$  значення  $x_{\Sigma}$ ,  $c_1$  та  $c_2$  отримаємо:

$$x_{\text{екв1}} = x_3 + x_1 + x_3 x_1 / x_2;$$

$$x_{\text{екв2}} = x_2 + x_3 + x_2 x_3 / x_1.$$

Порівнюючи з формулами перетворення схеми зірки в трикутник, встановлюємо, що опори  $x_{екв1}$ ,  $x_{екв2}$  представляють сторони еквівалентного трикутника опорів.

Якщо точки  $I^{(3)}$  трифазного КЗ визначають без урахування активного опору, то

$$I'' = I_k = I^{(3)} = U_{cp}/(\sqrt{3}x_{\Sigma}) = U_{cp}/[\sqrt{3}(x_c + x_{вн})],$$

де  $x_{\Sigma}$  – результуючий індуктивний опір кола КЗ, який складається з опору системи  $x_c$  і зовнішнього опору  $x_{вн}$ .

Максимально можливу величину трифазного струму КЗ при пошкодженні за будь-яким елементом розрахункової схеми (лінією, трансформатором, реактором та ін.) визначають при  $x_c=0$ :

$$I_{\text{макс}}^{(3)} = U_{cp}/(\sqrt{3}x_{вн}).$$

Опір системи  $x_c$  необмеженої потужності визначають при  $x_{вн} = 0$ . Тоді по ( $I''$ ) при заданому струмі  $I^{(3)}$  або потужності  $S_k^{(3)}$

$$x_c = U_{cp}/(\sqrt{3}I^{(3)}),$$

або

$$x_c = U_{cp}^2/S_k^{(3)} = U_{ном}^2/S_{\text{вимик}}.$$

де  $S_{\text{вимик}}$  потужність відключення встановленого апарату.

Потужність короткого замикання при напрузі  $U_{cp, ном}$

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3}U_{cp, ном}I^{(3)}.$$

### 14.3.2 Розрахунок струмів короткого замикання від джерела необмеженої потужності

Якщо потужність джерела живлення досить велика (система необмеженої потужності), ЕРС його незмінна і точка КЗ значно віддалена від джерела живлення, то періодична складова струму КЗ вважається незмінною:

$$I_{п} = I_k = I_б/z_{*б},$$

де  $I_б$  – базовий струм, що визначається по обраній базовій потужності  $S_б$  при  $U_б = U_{ном}$ :

$$I_б = S_б/(\sqrt{3}U_{ном})$$

$z_{*б}$  – повний опір, виражений у відносних одиницях і приведений до базової

потужності:

$$z_{*б} = \sqrt{r_{*б}^2 + x_{*б}^2}.$$

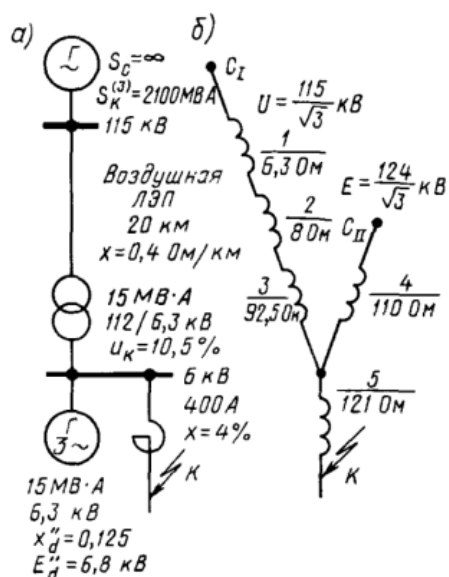


Рис. 14.7 – Схема до прикладу розрахунку струму КЗ за допомогою коефіцієнта розподілення

### Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 14

1. Самостійно відновити матеріал з опису:

- Види коротких замикань та криві зміни напруги струму при КЗ.
- Основні співвідношення між величинами струмів КЗ.
- Способи розрахунку струмів КЗ, призначення схем заміщення.
- Принцип розрахунку струмів КЗ від джерела необмеженої потужності.

2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Схеми заміщення і їх перетворення під час розрахунку КЗ.

## **ЛЕКЦІЯ 15**

### **ТЕМА 15. РЕЖИМИ НЕЙТРАЛІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

Мета: ознайомлення студентів з роботою електричної мережі в режимі нейтралі

#### План лекції

1. Режим роботи нейтралі електричних мереж;
2. Електричні мережі напругою до 1000В;
3. Електричні мережі напругою понад 1000В.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

### **15.1 Режим роботи нейтралі електричних мереж**

Надійність роботи електроустановок і систем електропостачання в цілому значною мірою залежить від режиму нейтралі джерел і приймачів трифазного струму. Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) по режиму роботи нейтралі всі електроустановки й електричні мережі

поділяються на наступні основні групи - із глухозаземленою, з ізольованою і з ефективно заземленою нейтраллю. Мережею з *глухозаземленою* нейтраллю називається мережа, у якій нейтралі трансформаторів чи генераторів приєднані до пристрою, що заземлює, чи безпосередньо через малий опір (наприклад, через трансформатори струму). Мережею з *ізольованою* нейтраллю називається мережа, нейтраль, у якій нейтралі трансформаторів чи генераторів не приєднані до пристрою, що заземлює, чи приєднані до нього через прилади сигналізації, виміру, дугогасні реактори і подібні їм пристрої, що мають великий опір. Мережею з *ефективно заземленою* нейтраллю називається трифазна електрична мережа напругою вище 1 кВ, у якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

Коефіцієнтом замикання на землю в трифазній електричній мережі називається відношення значень різниці потенціалів між нешкодженою фазою і землею в точці замикання на землю іншої фази і різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання.

Електричні мережі напругою до 1000 В працюють як з ізольованою, так і з заземленою нейтраллю. При виборі режиму роботи нейтралі керуються міркуваннями економії, надійності й електробезпеки.

Якщо є однофазні електроприймачі (наприклад, освітлювальні), які включаються на фазну напругу, застосовують чотирьохпроводні мережі. Сполучене живлення силового й освітлювального навантажень від загальних силових трансформаторів привело до широкого поширення чотирьохпроводної мережі напругою 380/220 В. У цих мережах дуже важко забезпечити гарну ізоляцію, у зв'язку з чим ПУЕ рекомендує виконувати їх із глухозаземленою нейтраллю. Трьохпроводні мережі напругою до 1000 В з заземленою нейтраллю практично не застосовуються. У підземних виробленнях за умовами електробезпеки заборонене застосування установок із заземленою нейтраллю. Не застосовується заземлена нейтраль при напрузі 660 В поза залежністю від місця установки в зв'язку зі збільшенням напруги дотику.

Електричні мережі напругою 6 – 35 кВ виконуються з ізольованою нейтраллю чи з нейтраллю, заземленою через апарати, що компенсують ємнісний струм (дугогасні реактори). Компенсація ємнісного струму, значення якого пропорційно напрузі і довжині (ємності) електрично зв'язаних ліній, застосовується при значеннях струму замикання на землю, що перевищують 30 А в мережах напругою 6 кВ, 20 А в мережах напругою 10 кВ і 10 А в мережах напругою 35 кВ. При струмах замикання на землю 50 А й більш рекомендується встановлювати не менш двох дугогасних реакторів.

Мережі напругою 110 кВ і вище, як правило, виконуються з

глухозаземленою чи ефективно заземленою нейтраллю. У зв'язку з цим захист (реле і трансформатори струму) необхідно встановлювати в трьох фазах, що приводить до деякого подорожчання. Дорожче обходяться і пристрої, що заземлюють. Але, тому що таких установок значно менше, ніж на напругу 6 – 35 кВ, а вартість ізоляції зменшується і надійність роботи (релейний захист) збільшується, застосування глухозаземленої нейтралі в таких мережах себе цілком виправдує.

## 15.2 Електричні мережі напругою до 1000В

Мережі напругою до 1000В виконуються тільки з заземленою або ізолюваною нейтраллю. Широкий клас мереж 380/220В вимагає глухого заземлення нейтралі (рис. 15.1).

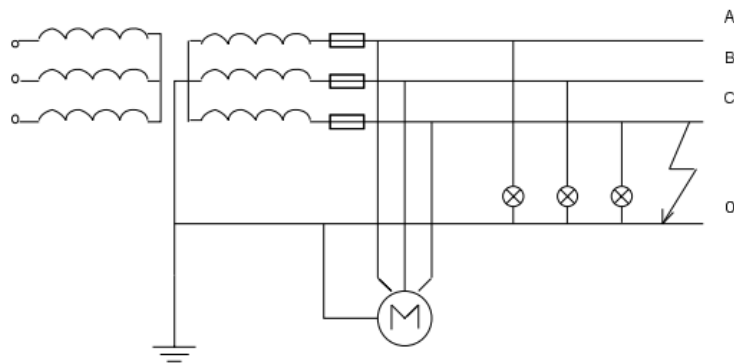


Рис. 15.1 – Схема мережі 380/220В з глухозаземленою нейтраллю

Особливостями роботи системи з повністю ізолюваною нейтраллю (рис. 15.2) є:

- однофазне замикання на землю не є коротким замиканням, і струми однофазного замикання на землю малі порівняно зі струмами навантаження, а тому є безпечними для системи;
- при однофазному замиканні на землю напруга на непошкоджених фазах відносно землі збільшується до значення міжфазної напруги;
- при однофазному замиканні на землю безперебійність електроприймачів не порушується;
- у режимі однофазного замикання на землю система може працювати протягом тривалого часу (як правило, не більше 2 годин), якого часто буває досить, щоб виявити місце замикання на землю й усунути неполадку;
- надійність та безпека роботи системи значною мірою залежать від стану ізоляції, оскільки пошкодження ізоляції відносно землі або між фазними провідниками може зумовити виникнення дво- або трифазного короткого замикання на землю, яке супроводжується великими значеннями

струмів короткого замикання. Тому в системах з ізолюваною нейтраллю необхідно передбачувати встановлення пристроїв контролю ізоляції і спеціальні сигнальні або захисні пристрої, що потребує окремих фінансових затрат;

- у місці однофазного замикання на землю можливе виникнення й сталого горіння електричної дуги, яка може зумовити пошкодження як ізоляції інших фаз, так і електрообладнання взагалі. Ця особливість є одним з основних недоліків даної системи.

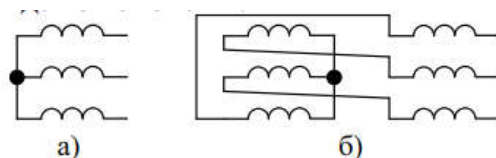


Рис. 15.2 – Схеми з'єднання обмоток джерела живлення з повністю ізолюваною нейтраллю: а) «зірка», б) «зигзаг»

У багатьох випадках корпус електроустаткування, приєднаного до чотирьохпровідної мережі, повинні мати металевий зв'язок із заземленою нейтраллю установки. Цей зв'язок здійснюється через нульовий провід, що прокладається на тих же опорах ПЛ, що і фазні проводи. У цьому випадку замикання на корпус будь-якої фази лінії призведе до короткого замикання з досить великим струмом, запобіжник ушкодженої фази перегорить і мережа буде продовжувати працювати в неповнофазному режимі. Напруга стосовно землі двох інших фаз, що залишилися в роботі, не перевищить фазної напруги.

У мережах з ізолюваною нейтраллю (рис. 15.3) замикання фази на землю не викликає короткого замикання і не приводить до відключення ушкодженої фази. Мережа продовжує працювати в повнофазному режимі, але при цьому напруги двох неушкоджених фаз стосовно землі збільшуються до лінійних значень. Це створює небезпеку для персоналу і тому у всіх електроустановках з ізолюваною нейтраллю повинні бути забезпечені контроль ізоляції, швидке виявлення персоналом мережі замикань на землю і швидку їхню ліквідацію.

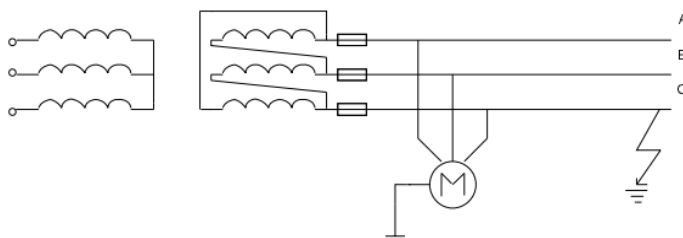


Рис. 15.3 – Мережа з ізолюваною нейтраллю

Для зменшення струмів замикання на землю (і в першу чергу ємнісних струмів) до значення, при якому неможливе сталого горіння електричної дуги, у системах з ізолюваною нейтраллю нейтральну точку джерела живлення

заземлюють через дугогасильні реактори (рис. 15.4), реактивний індуктивний опір яких приблизно дорівнює реактивному ємнісному опору системи:

$$2\pi fL \approx 1/(2\pi fC)$$

де  $f$  - частота мережі, Гц;  $L$  - індуктивність заземлюючого дугогасильного реактора, Гн;  $C$  - ємність мережі, Ф.

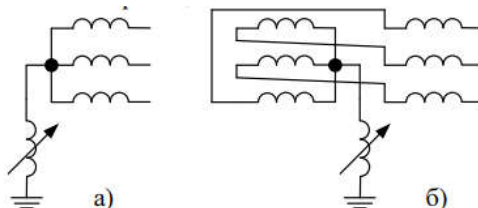


Рис. 15.4 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з ізолюваною нейтраллю за наявності заземлюючого дугогасильного реактора: а)«зірка», б)«зигзаг»

### 15.3 Електричні мережі напругою понад 1000В

Електроустановки напругою понад 1000В поділяються на електроустановки з малими струмами замикання на землю ( $I_z \leq 500A$ ), до яких відносяться мережі, що працюють з ізолюваною або компенсованою нейтраллю, і електроустановки з великими струмами замикання на землю ( $I_z > 500A$ ), що працюють із глухозаземленою нейтраллю. Струм однофазного замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю визначається ємностями фаз мережі стосовно землі. При замиканні на землю однієї фази, наприклад фази С (рис. 15.5) її напруга стосовно землі буде дорівнює нулю, а напруги двох інших фаз збільшаться в  $\sqrt{3}$  раз і кут зрушення між векторами цих напруг буде 60 гр (рис. 15.6).

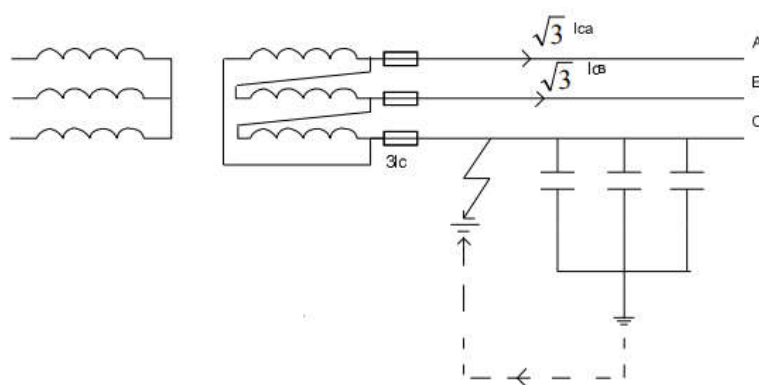


Рис. 15.5 – Мережа високої напруги з ізолюваною нейтраллю



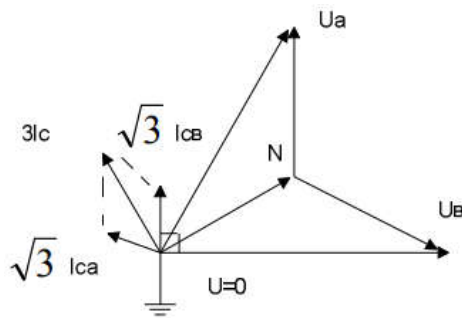


Рис. 15.6 – Векторна діаграма напруг при ізольованій нейтралі

Ємнісний струм uszkodженої фази буде дорівнювати нулю, а ємнісні струми кожної неушкодженої фази збільшаться пропорційно росту напруг на ємності і будуть рівні  $\sqrt{3} I_{ca}$  й  $\sqrt{3} I_{cb}$ . Сумарний струм через ємності неушкоджених фаз дорівнює  $3I_c$  і утвориться як геометрична сума струмів цих фаз. Результуючий струм буде проходити через місце замикання фази С на землю, замыкаючись через джерело живлення мережі. При неметалічному замиканні на землю в місці замикання виникає переможована дуга, що супроводжується повторними гасіннями і запалюваннями. Між ємністю й індуктивністю мережі в цьому випадку з'являються вільні електромагнітні коливання високої частоти, унаслідок чого в мережі виникають перенапруги. Амплітуда дугових перенапруг у мережах 6-35 кВ може досягати значень  $3,2 U_{\phi}$  на неушкоджених фазах і  $2,2 U_{\phi}$  – на uszkodженій. У таких випадках мережі повинні працювати з компенсованою нейтраллю. Компенсація здійснюється включенням у нейтральний провід трифазної мережі індуктивного опору, що набудовується - дугогасящего реактора. На рисунку 15.7 показано схему найпростішої мережі з компенсованою нейтраллю.

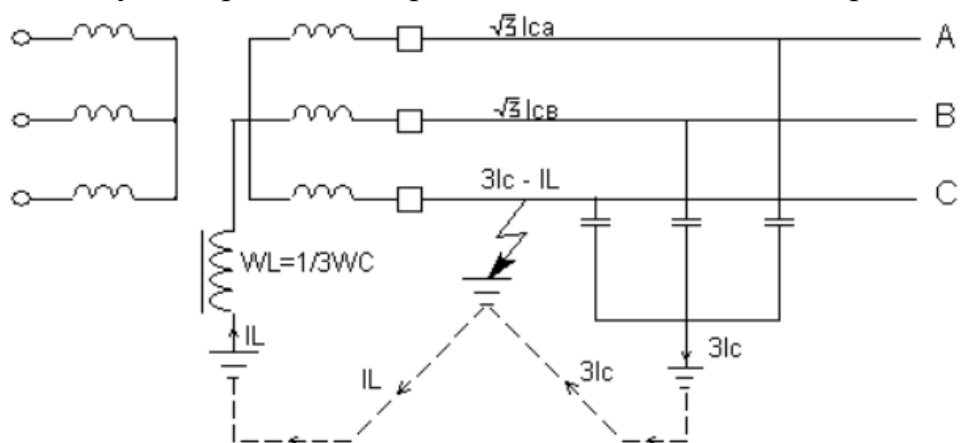


Рис. 15.7 – Схема мережі з компенсованою нейтраллю

При замиканні в такій мережі однієї фази на землю напруга двох неушкоджених фаз стосовно землі, як і в мережі з ізольованою нейтраллю збільшується в  $\sqrt{3}$  раз, а напруга нейтралі буде дорівнювати фазній напрузі.

Під дією цієї напруги через дугогасящу котушку піде струм. Опір реактора (котушки) підбирають таким чином, щоб індуктивний струм  $I_L$  по величині дорівнював сумарному ємнісному струму  $3I_c$ . У цьому випадку струм у місці замикання фази на землю, що представляє собою геометричну суму цих двох струмів, буде дорівнювати нулю. Отже, дуга, що виникла, згасне. Таке налаштування реактора з повною компенсацією ємнісного струму називається резонансною. У мережах 110, 220 кВ однофазні замикання на землю складають понад 75-85 % всіх ушкоджень. У мережах більш високої напруги інші види ушкоджень зустрічаються ще рідше. При КЗ ЛЕП відключаються. При комутаціях у мережі виникають перенапруги, що впливають на вибір ізоляції. Тому необхідно приймати міри для їхнього зниження.

У мережах напругою 110 кВ і вище застосовують глухе заземлення всіх трансформаторів і автотрансформаторів. Коефіцієнтом замикання на землю називаються відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою і землею в точці замикання однієї або двох інших фаз до різниці потенціалів між неушкодженою фазою і землею в цій точці до замикання. Електричною мережею з ефективно заземленою нейтраллю називається трифазна електрична мережа, у якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

Найчастіше глухе заземлення нейтралі використовують у мережах напругою 110 кВ і вище та в чотири- і п'ятипровідних мережах напругою 380/220 В.

Головною характерною ознакою систем з ефективно або глухозаземленою нейтраллю є те, що будь-яке однофазне замикання, яке супроводжується значним зростанням струму, а тому повинне обов'язково привести до відключення ділянки завдяки спрацюванню пристроїв захисту.

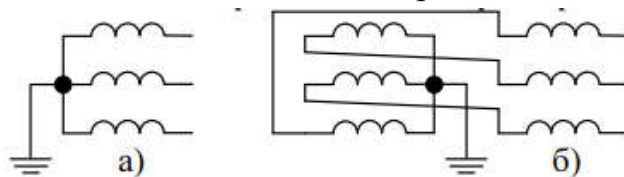


Рис. 15.8 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з ізолюваною з глухозаземленою нейтраллю: а) «зірка», б) «зигзаг»

З метою зменшення величини струмів однофазного короткого замикання на практиці використовують «розземлення нейтралі», для чого нейтральну точку деяких трансформаторів системи з'єднують з землею через струмообмежувальні активні (рис. 9 а) або індуктивні (рис. 9 б) опори. Величину цього опору вибирають так, щоб струм однофазного короткого замикання не перевищував струму міжфазного короткого замикання, який

визначає необхідну вимикаючу здатність вимикачів. У більшості випадків практичне виконання й досягнення необхідної мети зниження величини струму однофазного короткого замикання більш економічно доцільне і простіше в реалізації з допомогою реактивного індуктивного опору (реактора), ніж з допомогою активного опору.

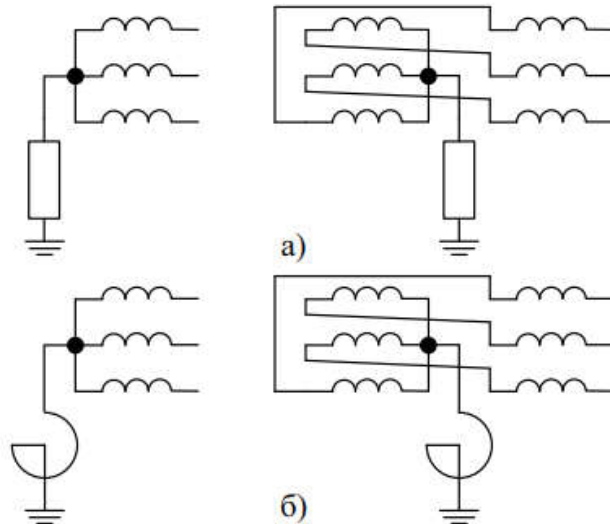


Рис. 9 – Схеми з'єднання обмоток джерел живлення з ефективно заземленою нейтраллю через струмообмежувальні опори: а) активний, б) реактивний

#### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 15**

1. Самостійно відновити матеріал з опису режиму нейтралі в електричних мережах до 1 кВ.
2. Самостійно відновити матеріал з опису режиму нейтралі в електричних мережах понад 1 кВ.
3. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Статичні характеристики навантажень споживачів.

## ЛЕКЦІЯ 16

### ТЕМА 16. НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Мета: ознайомити студентів з явищем навантаження електричної мережі

#### План лекції

1. Види електричних навантажень;
2. Визначення розрахункових навантажень;
3. Розрахунок навантажень за технологічними даними.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

#### 16.1 Види електричних навантажень

При проектуванні електропостачання підприємств розрахункові навантаження визначають для груп різних електроприймачів, одержуючих живлення від підстанцій. Тому вихідними даними для визначення

електричних навантажень окремих елементів і всієї системи електропостачання є відомості про кількість споживачів, їх розташування і номінальні потужності.

*Номінальна потужність.* Вихідною базою для визначення величини навантаження від груп електроприймачів є номінальна (встановлена) потужність. Номінальна потужність електроприймача, як правило, наперед відома. Вона позначена в паспорті електроприймача. Номінальна потужність електродвигуна, виражена в кіловатах, це потужність  $p_n$ , що розвивається двигуном на валу при номінальній напрузі; номінальна потужність трансформатора  $s_n$ , виражена в кіловольт-амперах, або джерела світла  $p_n$ , виражена в кіловатах, це потужність, що споживається з мережі. Під номінальною реактивною потужністю приймача  $q_n$  мається на увазі реактивна потужність, що споживається з мережі (знак «плюс») або що віддається в мережу (знак «мінус»), при номінальній активній потужності і номінальній напрузі (а для синхронних двигунів - і при номінальному струмі збудження або номінальному коефіцієнті потужності). У розрахунках не слід вживати поняття "приєднана потужність" на затискачах електродвигуна:

$$p'_n = \frac{p_n}{\eta_n}$$

оскільки значення ККД при змінному навантаженні не дорівнює номінальному  $\eta$  і в загальному випадку залишається невідомим.

Потужність електроприймачів повторно-короткочасного режиму роботи приводиться до номінальної тривалої потужності по формулах:

а) для електроприймачів, паспортна потужність яких виражена в кіловатах (кіловарах):

$$p_n = p_{n.s} \sqrt{TB}, \quad q_n = q_{n.s} \sqrt{TB}$$

б) для електроприймачів, паспортна потужність яких виражена в кіловольт-амперах, при  $\cos \neq \phi 1$ :

$$p_n = s_{n.s} \sqrt{TB} \cos \varphi_{n.s}, \quad q_n = s_{n.s} \sqrt{TB} \sin \varphi_{n.s}$$

де  $TB$  – відносна тривалість включення;  $\cos \varphi_{n.s}$  – паспортне значення коефіцієнта потужності та відповідний йому  $\sin \varphi_{n.s}$ .

Групова номінальна активна (реактивна) потужність – це сума номінальних активних (реактивних) потужностей групи електроприймачів, приведених до  $TB = 1$  (окрім резервних):

$$P_n = \sum_1^n p_n, \quad Q_n = \sum_1^n q_n$$

*Середні навантаження.* Графіки змінного навантаження характеризуються деякими усередненими її значеннями, що розглядаються

нижче. Середні навантаження мають важливе значення у зв'язку з тим, що, по-перше, вони є основною статистичною характеристикою величини, що змінюється, і, по-друге, можуть служити для наближеної оцінки нижньої межі можливих значень розрахункового навантаження.

Середні навантаження (активна і реактивна потужність) приймача за будь-який інтервал часу в загальному вигляді визначаються відповідно з виразів:

$$P_c = \frac{\int_0^t p(t)dt}{t}, \quad Q_c = \frac{\int_0^t q(t)dt}{t}$$

В умовах експлуатації середні навантаження розглядаються за певний характерний інтервал часу, наприклад за цикл, і визначаються за показами лічильників активної та реактивної електроенергії за допомогою виразів:

а) для одного електроприймача

$$P_c = \frac{\omega_t}{t}, \quad Q_c = \frac{v_t}{t}$$

б) для групи електроприймачів

$$P_c = \sum_1^n P_c, \quad Q_c = \sum_1^n Q_c \quad \text{або} \quad P_c = \frac{W_T}{T}, \quad Q_c = \frac{V_T}{T}$$

де  $\omega_t$ ,  $W_T$ ,  $v_t$ ,  $V_T$  – споживання активної і реактивної електроенергії окремим електроприймачем або групою відповідно.

Середні навантаження за інші характерні інтервали часу позначаються додатковим індексом, наприклад:  $P_{cm}$  ( $Q_{cm}$ ) – середнє навантаження по активній (реактивній) потужності за максимально завантаженою зміною;  $P_{cp}$  ( $Q_{cp}$ ) – середньорічне навантаження по активній (реактивній) потужності.

Середня активна  $P_{cm}$  (реактивна  $Q_{cm}$ ) потужність за саму завантаженою зміною є основною величиною при розрахунку навантажень груп електроприймачів і визначається тривалістю зміни ( $T_{cm}$ ) за формулою:

$$P_{cm} = \frac{W_{cm}}{T_{cm}} \quad \text{або} \quad Q_{cm} = \frac{V_{cm}}{T_{cm}}$$

При цьому самою завантаженою зміною вважається зміна з найбільшим споживанням електроенергії даною групою електроприймачів або підприємством в цілому для характерних діб.

Не менше значення мають і середньорічні навантаження, які можуть бути визначені з виразів:

$$P_{cp} = \frac{W_p}{T_p}; \quad Q_{cp} = \frac{V_p}{T_p}; \quad \text{або} \quad P_{cp} = \alpha P_{cm}; \quad Q_{cp} = \alpha Q_{cm},$$

де  $\alpha$  – річний коефіцієнт змінності по енерговикористанню;  $T_p$  – річний фонд

робочого часу.

Іноді доводиться розглядати середнє навантаження (наприклад, по активній потужності)

$$P_{\theta}(t) = \frac{1}{\theta} \int_t^{t+\theta} P(t) dt$$

за інтервал заданої тривалості  $\theta$  із змінною початковою точкою  $t$ . Найбільш можливе значення  $P_{\theta m}$  при різних значеннях  $t$ , тобто максимум середнього навантаження за ковзаючий інтервал часу  $\theta$ , називають стисло  $\theta$  – максимумом, наприклад півгодинним, десятихвилинним тощо.

Оскільки витрати потужності в провіднику пропорційні квадрату навантаження, то мають значення квадратичні графіки, в першу чергу групові, які характеризуються ефективним навантаженням  $P_e$  за інтервал часу  $T$ :

$$P_e = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}; \quad Q_e = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(t) dt} \quad \text{або} \quad P_e = \sqrt{\frac{\sum P^2 t}{T}}; \quad Q_e = \sqrt{\frac{\sum Q^2 t}{T}}$$

Середнє квадратичне реактивне навантаження  $Q_e$  має важливе значення для оцінки ефекту зниження витрат електроенергії в мережах при підвищенні коефіцієнта потужності.

*Розрахункове максимальне навантаження.* Розрахункова активна потужність  $P_m$ , відповідає такому тривалому навантаженню струмом  $I_m$ , яке еквівалентне очікуваному навантаженню, що змінюється, по найважчій тепловій дії - максимальній температурі або тепловому зносу ізоляції провідника або трансформатора. Оскільки відсутні достатні дані і норми теплового зносу ізоляції дротів і кабелів, розрахункове навантаження умовно приймається рівним вірогідному максимальному значенню навантаження за 30 хв. Проміжок часу 30 хв прийнятий як розрахунковий тому, що він близький до трьох постійних часу нагріву часто вживаних провідників малих і середніх перетинів (до 50 мм<sup>2</sup>). Для одноманітності розрахункової методики півгодинний максимум розглядається як розрахункове навантаження для вибору всіх елементів електропостачання, тобто провідників, трансформаторів і апаратури по нагріву.

Величина розрахункового максимуму струму групи електроприймачів визначається із співвідношення:

$$I_m = \frac{S_m}{\sqrt{3}U_n} = \frac{\sqrt{P_m^2 + Q_m^2}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{P_m}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi_m}$$

де  $\cos \varphi_m$  - значення коефіцієнта потужності групи за період розрахункового максимуму активної потужності;  $U_n$  - номінальна напруга.

*Пікове навантаження.* Для розрахунку мереж, вибору трансформатора та іншого устаткування, окрім величини розрахункового навантаження  $P_m$ , необхідно знати максимальні піки навантаження, що створюються окремими могутніми електроприймачами.

Піковим навантаженням одного або групи електроприймачів називається короткочасне навантаження (тривалістю приблизно 1 – 2 с), обумовлене пуском електродвигунів, експлуатаційними короткими замиканнями дугових електропечей, електричною зваркою тощо. Пікове навантаження характеризується частотою її появи, крутизною наростання та абсолютною величиною перевищення над середньою величиною навантаження. Це навантаження приймається за основу в розрахунках коливань напруги, при виборі пристроїв і установок захисту і при перевірці електричних мереж за умов самозапуску електродвигунів після значного зниження напруги при коротких замиканнях.

Піковий струм групи електроприймачів напругою до 1000 В, працюючих при відстаючому струмі, з достатньою для практичних розрахунків точністю може визначатися за виразом:

$$I_n = i_{n.m} + (I_m - k_g i_{n.m}),$$

де  $i_{n.m}$  - пусковий струм двигуна максимальної потужності в групі, А;  $I_m$  - струм максимального навантаження всіх електроприймачів в групі, А;  $i_{n.m}$  - номінальний (приведений до ПВ = 1) струм двигуна максимальної потужності з найбільшим пусковим струмом, А;  $k_g$  - середньовзважений коефіцієнт використання.

Коли в групі електроприймачів є відносно могутні синхронні двигуни, що працюють з випереджаючим або відстаючим струмом, бо коли число електроприймачів в групі мале і їх номінальні потужності значно відрізняються один від одного, визначати піковий струм  $I_n$  слід за формулою:

$$I_n = i_{n.m} + K'_m \frac{\sqrt{(P_{cm} - p_{cm})^2 + (Q_{cm} \pm q_{cm})^2}}{\sqrt{3}U_n}$$

де  $p_{cm}$ ,  $q_{cm}$  - середнє навантаження (активне і реактивне) двигуна, що пускається, в саму завантажену зміну (знак величини  $q_{cm}$  приймається позитивним при роботі з відстаючим струмом і негативним – при випереджаючому струмі);  $K'_m$  - коефіцієнт максимуму для групи електроприймачів без двигуна, що пускається. В більшості випадків він може бути прийнятий рівним  $K_m$ , знайденому для всієї групи електроприймачів, що розраховується.

Піковий струм групи двигунів напругою вище 1000 В при їх самозапуску визначається спеціальним розрахунком. Також спеціальними



розрахунками визначаються пікові струми для електроприймачів з ударними навантаженнями.

## 16.2 Визначення розрахункових навантажень

У системі електропостачання промислового підприємства існує декілька характерних місць визначення розрахункових електричних навантажень. Розглянемо ці характерні місця на схемі рис. 16.1.

1. Визначення розрахункового навантаження, створюваного одним приймачем напругою до 1000 В (навантаження 1), необхідне для вибору перетину дроту або кабелю, що відходить до даного приймача, і апарату, за допомогою якого проводиться приєднання приймача до силової розподільної шафи або розподільної лінії.

2. Визначення розрахункового навантаження, створюваного групою приймачів напругою до 1000 В (навантаження 2), необхідне для вибору перетину радіальної лінії або розподільної магістралі, що живить дану групу приймачів, і апарату, що приєднує дану групу приймачів до головної силової розподільної шафи або живлячої магістралі в схемі блоку трансформатор-магістраль.

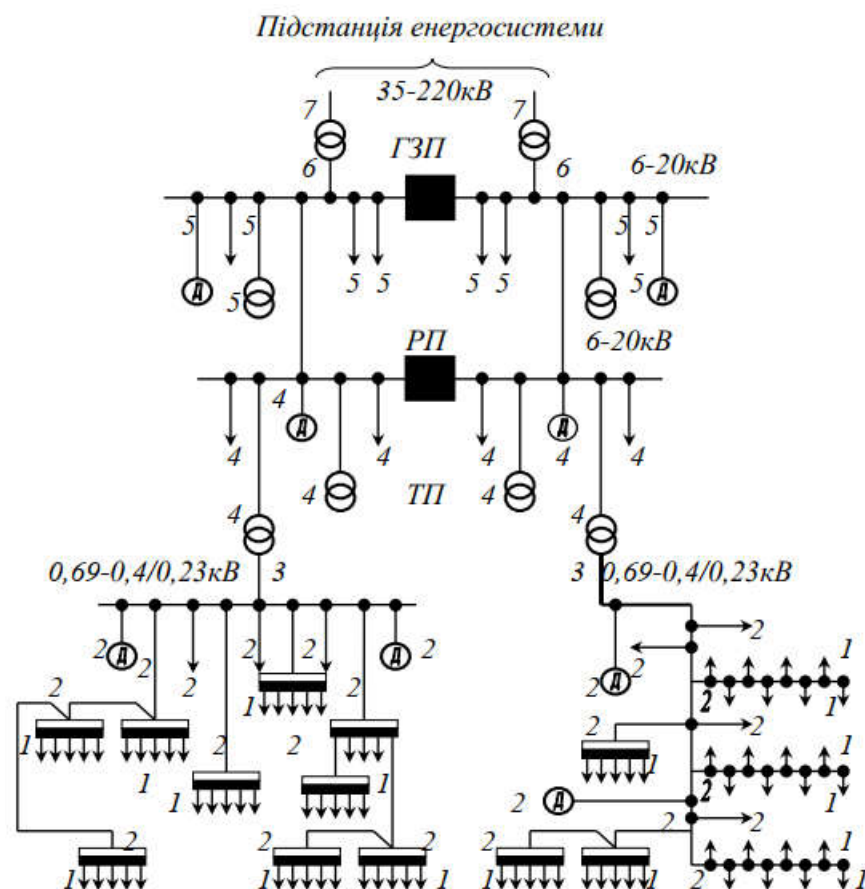


Рис. 16.1 - Схема характерних місць визначення розрахункових навантажень

## в системі електропостачання підприємства

3. Визначення загального розрахункового навантаження на шинах низької напруги ТП або головної магістралі системи живлення блоку трансформатор – магістраль (БТМ) (навантаження 3) необхідно для вибору кількості та потужності цехових трансформаторів, перетину та матеріалу шин цехової ТП або головної магістралі та відключаючих апаратів, встановлюваних на стороні низької напруги цехових трансформаторів.

4. Визначення розрахункового навантаження, створюваного на шинах 6 – 20 кВ розподільних пунктів (РП) окремими приймачами або окремими цеховими трансформаторами з урахуванням витрат в трансформаторах (навантаження 4, 5), необхідне для вибору перетину дротів ліній, що відходять від шин РП і живлять цехові трансформатори та приймачі високої напруги, і відключаючих апаратів, встановлюваних на цих лініях.

5. Визначення загального розрахункового навантаження на шинах кожної секції ГЗП (навантаження 6) необхідне для вибору перетину і матеріалу шин 6 – 20 кВ РП, перетини ліній, що живлять кожну секцію шин РП, і відключаючої апаратури з боку шин головної знижувальної підстанції (ГЗП). Якщо від шин 6 – 20 кВ ГЗП безпосередньо живляться цехові трансформатори або приймачі, навантаження 6 означає те ж саме, що і навантаження 5 (див. вище), тільки відносно шин 6 – 20 кВ ГЗП.

6. Визначення загального розрахункового навантаження на шинах 6 – 20 кВ кожній секції ГЗП (навантаження 7) необхідно для вибору кількості та потужності знижувальних трансформаторів, встановлюваних на ГЗП, вибору перетину та матеріалу шин ГЗП і відключаючих апаратів, встановлюваних на стороні низької напруги 6 – 20 кВ трансформаторів ГЗП.

7. Визначення розрахункового навантаження на стороні вищої напруги 35 – 220 кВ трансформатора ГЗП з урахуванням витрат в трансформаторі необхідне для вибору перетинів ліній, що живлять трансформатори ГЗП, і апаратів приєднання трансформаторів і ліній, що їх живлять.

Залежно від місця визначення розрахункових навантажень і стадії проектування застосовуються і методи їх розрахунку, більш точні або спрощені. Основні методи визначення розрахункових (очікуваних) електричних навантажень, вживані при проектуванні електропостачання промислових підприємств, можуть бути розділені на дві групи:

1. Методи, що визначають розрахункове навантаження множенням встановленої потужності на коефіцієнт, менший одиниці:

$$P_p = K_1 P_n.$$

2. Методи, що визначають розрахункове навантаження множенням

середнього навантаження на коефіцієнт, більший одиниці або рівний їй:

$$P_p = K_2 P_c$$

або додаванням до середнього навантаження деякої величини, що характеризує відхилення розрахункового навантаження від середньої:

$$P_p = P_c + \beta\sigma$$

### 16.3 Розрахунок навантажень за технологічними даними

Для деяких типів електроприймачів індивідуальні, а отже, і групі навантаження незмінні в часі. До таких електроприймачів відносяться, наприклад, електроприводи насосів, компресорів, вентиляторів тощо. Для таких електроустановок може бути застосований метод питомої витрати електроенергії, згідно з яким розрахункове навантаження, що співпадає в даному випадку з середнім, визначається за формулою:

$$P_m = P_{cm} = \frac{P_{cm} \omega_0}{T_{cm}}; \quad Q_m = Q_{cm} = P_m \operatorname{tg} \varphi_m$$

де  $P_{cm}$  – кількість продукції, що випускається за зміну;  $\omega_0$  – витрата електроенергії на одиницю продукції;  $\operatorname{tg} \varphi_m$  – відповідає відношенню реактивної та активної потужностей при розрахунковому максимумі навантаження. Проте при великих агрегатах різної потужності усереднені дослідно-статистичні значення  $\omega_0$  можуть приводити до значної помилки у визначенні величини  $P_m$ . При великій кількості електроприймачів малої потужності, більш менш рівномірно розподілених на виробничій площі, для розрахунку електричних навантажень може бути рекомендований *метод питомого навантаження на одиницю виробничої площі* ( $1 \text{ м}^2$ ), тобто

$$P_m = P_{cm} = p_0 F; \quad Q_m = Q_{cm} = P_m \operatorname{tg} \varphi_m$$

де  $F$  – площа розміщення електроприймачів групи;  $p_0$  – розрахункове навантаження на  $1 \text{ м}^2$  виробничій площі.

Разом з тим цей метод не одержав широкого вживання через відсутність достатньої кількості дослідних даних про величину  $p_0$ .

Визначення розрахункових величин *за витратою енергії та кількості годин використання максимуму навантаження*. Розрахунок максимуму активного навантаження проводять за виразом:

$$P_m = \frac{W_a}{T_{в.а}}$$

Число годин  $T_{в.а}$  використання максимуму навантаження приймають за даними довідника, які одержані на підставі дослідних даних для підприємств аналогічного типу за технологією та організацією робіт. Коефіцієнт заповнення графіка може бути знайдений з виразу:

$$K_{з.а} = \frac{T_{в.а}}{T}$$

де  $T$  – відрізок часу, для якого визначена витрата енергії  $W_a$ . Ті ж показники для графіка реактивного навантаження можуть бути знайдені за аналогічними формулами або ж за формулами:

$$Q_m = P_m \operatorname{tg} \varphi_m \quad K_{з.р} = \frac{W_p}{Q_m T},$$

де  $W_p$  – витрата реактивної енергії.

Внаслідок того, що число годин використання максимуму навантаження має стійке значення тільки для підприємства в цілому, описана методика придатна лише для орієнтовних розрахунків загального навантаження по підприємству.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 16**

1. Самостійно відновити матеріал з опису навантаження електричної мережі.
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Розрахунок електричних навантажень за коефіцієнтами використання та максимуму.

## **ЛЕКЦІЯ 17**

### **ТЕМА 17. ГРАФІК НАВАНТАЖЕННЯ МЕРЕЖІ. РЕЖИМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ Й УЧАСТЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ У ВИРОБНИЦТВІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

Мета: ознайомити студентів з поняттям графіку навантаження та визначити участь електростанцій у виробництві електроенергії

#### План лекції

1. Графік навантаження мережі;
2. Основні фізичні величини, що характеризують графіки навантаження;
3. Показники графіків навантаження;
4. Встановлена потужність електростанцій системи.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

### **17.1 Графік навантаження мережі**

Кожна мережа електропостачання проектується та будується по проекту і повинна забезпечувати споживачів енергією високої якості. Основними вихідними даними для розрахунків є відомості про навантаження споживачів та райони розташування станцій і підстанцій. Споживання електроенергії є досить змінною величиною і залежить від призначення та використання ЕП, режимів їхньої роботи, часу й інших факторів. Не залишається незмінним та змінюється режим у різні години доби, місяців року. Від режимів споживання електроенергії залежать режими роботи енергетичних установок електричної системи. Ці режими як і процес електроспоживання характеризуються графіками навантаження, які показують у часі зміну потужності чи струму на протязі доби, місяця, пори року (зима, літо, осінь чи весна) або на протязі цілого року. Споживання електроенергії групують по галузям: окремим видам промисловості, транспорту, сільськогосподарському виробництву, тощо.

**Графіком електричного навантаження** - називається графічне зображення залежності електроспоживання від часу, на якому по осі абсцис відкладають час, а по осі ординат – навантаження (потужності, струми) в їх одиницях виміру або у відсотках щодо максимуму навантаження. Він представляє собою графічне зображення залежності електроспоживання від часу. Графіки навантаження, зазвичай, будують у прямокутних координатах, де за віссю абсцис відкладають час, а за віссю ординат – потужність навантаження. Існують графіки електричних навантажень і в вигляді кругових часових діаграм радарного типу, в котрих використовуються морфометричні методи, а сама фігура графіка утворює замкнутий багатокутник певної форми. При рівномірному споживанні фігура графіка є коло. Графіки в прямокутних координатах представляють собою плавні, ламані або ступінчасті лінії. Їх будують для певних періодів часу – доби, місяця, року. Тому використовують добові, сезонні, річні графіки активного й реактивного навантажень і річні графіки навантажень по тривалості (упорядковані річні графіки).

На рис. 17.1 представлено типовий добовий графік навантаження комунально-побутових споживачів. Очевидно, що форма таких графіків визначається типами електроприймачів, відімкнених до електричної мережі та характеристиками їх режимів, зокрема часом роботи. Одночасно форма графіку навантаження для певного споживача змінюється з дня на день, відповідно до дня тижня, тривалості світлової частини доби тощо.

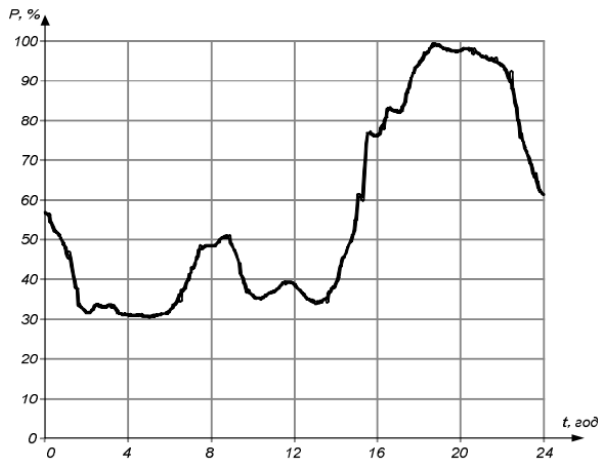


Рис. 17.1 – Типовий добовий графік навантажень комунально-побутових споживачів

Для аналізу процесів споживання електричної енергії прийнято використовувати наступні показники добових графіків навантаження (рис. 17.2):

1) *максимальна потужність* – найбільша протягом доби потужність споживачів електричної енергії. На рис. 17.2 позначена  $P_{\max}$ ;

2) *мінімальна потужність* – найменша протягом доби потужність споживачів електричної енергії. На рис. 17.2 позначена  $P_{\min}$ ;

3) *середня потужність* – фіктивна незмінна потужність з якою споживач працює протягом доби та споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком. Середню потужність визначають за виразом:

$$P_{\text{сер}} = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24}$$

де -  $P(t)$  визначає залежність потужності навантаження від часу відповідно до графіку навантаження;

4) *коефіцієнт нерівномірності навантаження:*

$$\alpha_{\text{доб}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$$

5) *коефіцієнт щільності навантаження:*

$$\beta_{\text{доб}} = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\max}}$$

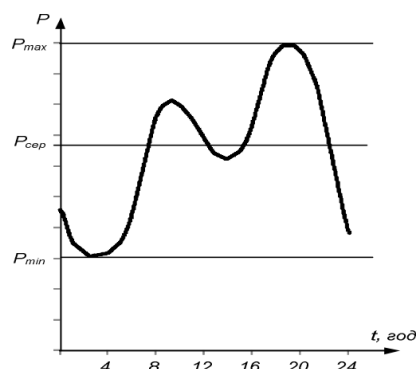


Рис. 17.2 – Характеристики добових графіків навантажень

За даними добових графіків навантажень формують місячні, сезонні та річні графіки. Тут найбільшого поширення набули річні графіки максимумів навантажень та річні графіки навантажень за тривалістю, представлені на рис. 17.3 а,б відповідно.

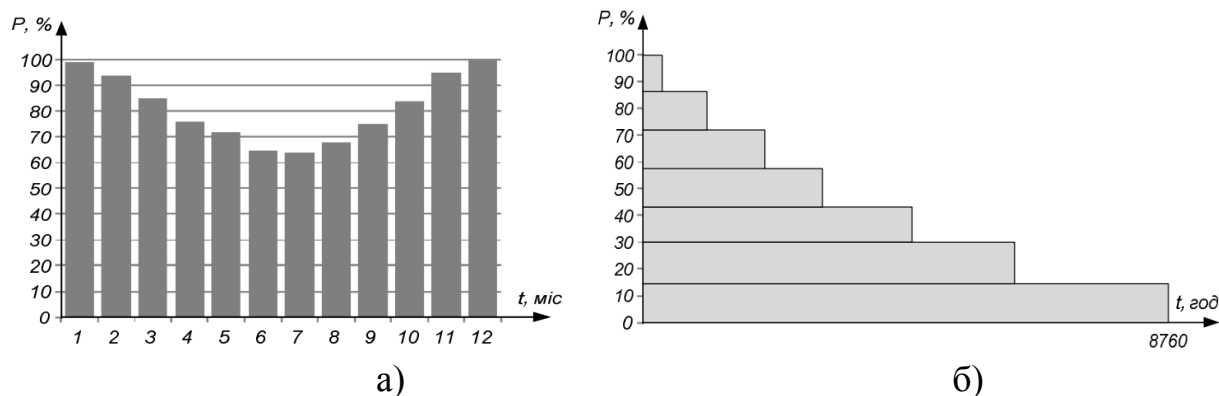


Рис. 17.3 – Річний графік: а) - максимумів навантажень; б) - навантажень за тривалістю

На річних графіках максимумів навантажень по вісі абсцис відкладають дні або місяці року, а по вісі ординат – максимальні потужності навантажень у відповідні дні або місяці. Зазвичай для таких графіків характерний спад навантаження в літні місяці року через зменшення витрат енергії на освітлення та опалення.

Річні графіки навантаження за тривалістю представляють собою діаграми потужностей навантажень, ранжованих за зниженням із відповідними періодами, протягом яких споживачі працюють протягом року. Для річних графіків навантажень визначають такі самі характеристики, що й для добових графіків.

Навантаження електричної системи складається з:

1. Навантаження споживачів, приєднаних до системи;
2. Потужності обміну із сусідніми системами (залежно від умов може змінювати напрямок);

3. Потужності власних потреб електростанцій;
4. Втрат потужності в мережах.

У загальному випадку споживання енергії й електричне навантаження нерівномірні, як протягом доби, так і протягом тижня, місяця, року. Як правило, добовий графік (рис. 17.4) має два максимуми: денний – приблизно 9 – 11 годин і вечірній – приблизно 17 – 20 годин.

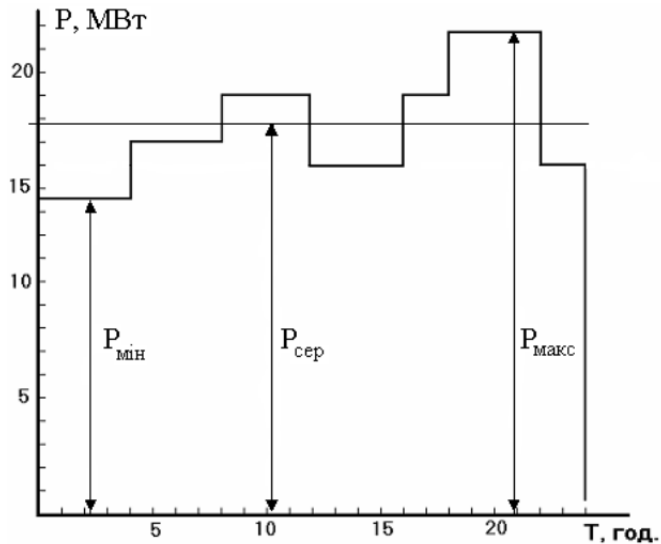


Рис. 17.4 – Добовий графік навантаження

Коефіцієнт нерівномірності навантаження ( $K_{HP} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$ ) становить 0,5 – 0,8 і коефіцієнт заповнення ( $K_{ЗП} = \frac{P_{\text{ср.доб.}}}{P_{\max}}$ ;  $P_{\text{ср.доб.}} = \frac{W}{24}$ ) дорівнює 0,7 – 0,9. У добовому графіку розрізняють базову частину, що відповідає навантаженню  $P \leq P_{\min}$  та змінну, коли  $P_{\min} \leq P \leq P_{\text{дн.мін}}$ .

Навантаження електричної системи повинне бути розподілене між електростанціями (рис. 17.5).

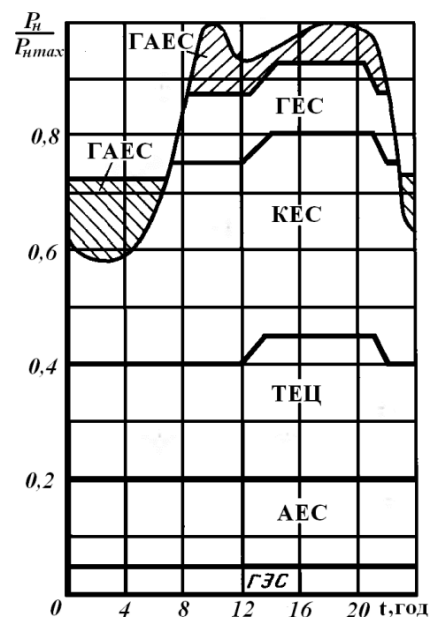




Рис. 17.5 – Добовий графік навантаження системи і заповнення його електростанціями

Покриття базової частини добового графіка покладають:

1. На АЕС, регулювання потужності яких важке;
2. На ТЕЦ, максимальна економічність яких має місце, коли електрична потужність відповідає тепловому споживанню (мінімальний пропуск пари на ступені низького тиску й у конденсатор);
3. На ГЕС у розмірі, що відповідає мініимальному пропуску води, необхідному по санітарним нормам й умовам судноплавства. Під час водопілля також доцільна робота ГЕС у базовому режимі, щоб не скидати надлишок води даремно.

Покриття пікової частини графіка покладають на ГЕС і ГАЕС. Інша частина графіка, частково вирівняна навантаженням ГАЕС при роботі їх у насосному режимі, може бути покрита КЕС, робота яких найбільш економічна при даному навантаженні.

Чим більш нерівномірний графік навантаження, тим більша потужність ГЕС і ГАЕС необхідна, щоб забезпечити економічну роботу КЕС, без відключення агрегатів або різкого зниження їхнього навантаження в нічні години, а також у вихідні і святкові дні.

Режими роботи електростанцій, об'єднаних в електричну систему, визначаються диспетчерським управлінням системи з тим, щоб отримати найбільший економічний результат по системі в цілому.

## **17.2 Основні фізичні величини, що характеризують графіки навантаження**

Оскільки, як говорилося вище, ЕП працюють у трьох режимах, то навантаження більшості з них не залишається постійним, а змінюється з часом (рис. 17.6).

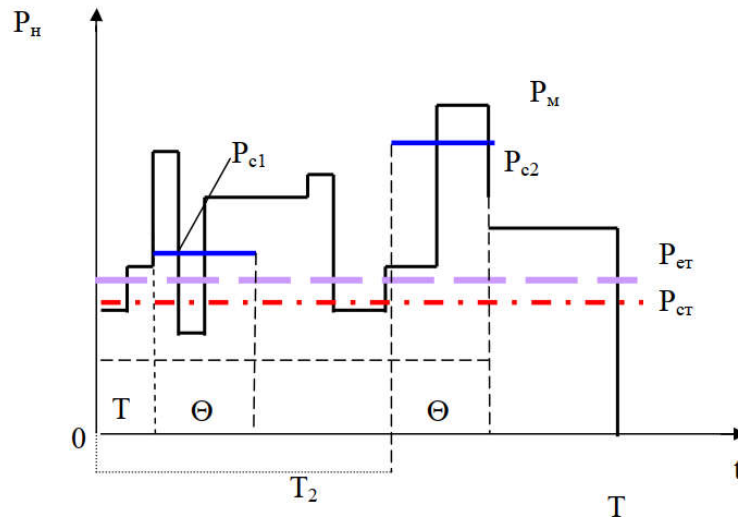


Рис. 17.6 – Основні фізичні величини графіка навантаження

Основними характерними для графіків навантаження величинами є середнє, середньоквадратичне і максимальне навантаження. Домовимось, що всі величини і показники, які відносяться до групових графіків, позначаємо прописними літерами латинського алфавіта ( $P_M, S_M, I_M$ ), а стосовні до індивідуальних – рядковими ( $p_M, s_M, i_M$ ).

Середнє навантаження за інтервал заданої тривалості  $\Theta$  виражається формулою:

$$P_{c\Theta} = \frac{1}{\Theta} \int_t^{t+\Theta} P(t) dt$$

де  $P(t)$  – поточне значення ординат групового графіка. Аналогічними формулами можуть бути представлені: середня, повна, реактивна потужності, а також струм. Як видно з рисунка, при різному розташуванні того самого інтервалу можуть виходити різні величини середнього навантаження  $P_{c1}$  і  $P_{c2}$ . Середнє навантаження усього графіка за час  $T$  є величиною залежною тільки від конфігурації самого графіка і тривалості циклу або періоду спостереження.

Стосовно графіків активної і реактивної потужності, площі яких визначають витрата активної і реактивної енергії, можна записати:

$$P_{CT} = \frac{\int P(t) dt}{T} = \frac{W_{AT}}{T}; \quad Q_{CT} = \frac{\int Q(t) dt}{T} = \frac{W_{PT}}{T}$$

Середній потужності за час  $T$  відповідає середній струм:

$$I_{CT} = \frac{P_{CT}}{\sqrt{3}U_i \cos \varphi_T}$$

де  $U_H$  – номінальна напруга;  $\cos \varphi_T$  – середньозважене значення  $\cos \varphi$  за час  $T$ , яке визначається за формулою:

$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg} \frac{W_{PT}}{W_{AT}})$$

Середньоквадратичне навантаження за деякий інтервал часу визначається так:

$$P_{ET} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [P(t)]^2 dt}$$

Середньоквадратичне навантаження характеризує ефект нагрівання провідника струмом. При нерівномірному графіку середньоквадратичне навантаження  $P_{ET}$  лежить завжди вище середньої  $P_{CT}$ , причому це перевищення зростає зі збільшенням нерівномірності графіка, тобто при його піковому характері.

Максимальне навантаження – це абсолютний максимум  $P_m$  індивідуального або групового графіка (рис. 17.6).

При умовному зображенні графіка у вигляді прямокутної ламаної лінії величина максимуму залежить від інтервалу осереднення. Тому уявлення про величину максимального навантаження нерозривно пов'язане з умовною тривалістю максимуму, що дорівнює інтервалові осереднення. Наприклад, при інтервалі осереднення півгодинного навантаження позначають  $P_{m30}$ . Коли інтервал осереднення заздалегідь відомий індекс опускають.

### 17.3 Показники графіків навантаження

У практичних розрахунках зручно користуватися, крім іменованих значень фізичних величин – максимального, середнього і середньоквадратичного навантажень, також деякими відносними показниками (коефіцієнтами), що характеризують режим роботи окремих ЕП і їхніх груп. Розглянемо ці показники і зв'язки між ними.

**Коефіцієнт використання** виражає відношення середнього навантаження до номінального.

Для індивідуальних графіків:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_c}{P_n}$$

для групових:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_c}{P_n} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ci}}{P_{ni}}$$

де  $P_n$  – номінальна активна потужність групи ЕП, дорівнює:

$$P_{ni} = \sum (P_{TB} \sqrt{TB})_i$$

Тут  $p_{\text{тв}}$  – паспортна (за каталогом або заводською табличкою) потужність двигуна, призначеного для роботи в ПКР. Оскільки у формулі стоїть середня потужність за якийсь час, очевидно, що коефіцієнт використання повинен бути віднесений до того ж інтервалу осереднення.

У теорії і практиці розрахунків найбільш вживаними інтервалами осереднення є цикл – індивідуального і робоча зміна для групових коефіцієнтів.

Коефіцієнт використання завжди менше одиниці. Обстеження навантажень діючих підприємств показує, що для кожної характерної групи навантажень виходять деякі межі коефіцієнтів використання, що спостерігаються. Далі ми ознайомимося з цими значеннями.

**Коефіцієнт включення.** Він характеризує ступінь використання ЕП за часом. Стосовно одного ЕП цей показник аналогічний раніше наведеному поняттю тривалості включення:

$$K_{\text{вк}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{в}} + t_{\text{п}}} = \frac{t_{\text{в}}}{T_{\text{ц}}} \leq 1$$

Груповий коефіцієнт включення  $K_{\text{вк}}$ :

$$K_{\text{вк}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{вк}i} P_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{вк}i} P_{\text{н}i}}{P_{\text{н}}} \leq 1$$

Це відношення середньої за цикл групової включеної потужності до всієї номінальної потужності.

**Коефіцієнт завантаження.** Для індивідуального ЕП:

$$K_{\text{з}} = \frac{P_{\text{с}}}{K_{\text{вк}} P_{\text{н}}}$$

Це відношення середньої потужності за час включення до його номінальної

потужності за цикл. Оскільки  $K_{\text{в}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{н}}}$ , то  $K_{\text{з}} = \frac{K_{\text{в}}}{K_{\text{вк}}}$ .

Останній вираз дозволяє записати формулу для групового коефіцієнта завантаження:

$$K_{\text{з}} = \frac{K_{\text{в}}}{K_{\text{вк}}}$$

**Коефіцієнт максимуму.** Це відношення максимуму тієї або іншої тривалості до відповідного середнього навантаження тієї ж тривалості, тобто

$$K_{\text{М}} = \frac{P_{\text{М}}}{P_{\text{с}}}$$

Знаючи величину  $K_{\text{М}}$  можна визначити очікуваний розрахунковий максимум активної потужності:  $P_{\text{М}} = K_{\text{М}} \cdot P_{\text{с}}$ . Звичайно в практичних розрахунках

використовують цей вираз.

**Коефіцієнт попиту.** Цей коефіцієнт зв'язує максимум цієї або іншої тривалості з номінальною потужністю:  $P_M = K_{II} P_H$ . Розділивши обидві частини на середнє навантаження  $P_C$ , отримаємо:

$$\frac{P_M}{P_C} = \frac{K_{II} P_H}{P_C}$$

Звідки

$$K_{II} = K_s K_M$$

**Коефіцієнт навантаження:**

$$K_H = \frac{P_C}{P_M} \leq 1$$

Свого граничного значення, рівного одиниці, цей показник досягає лише при навантаженні, яке не змінюється в часі, чого практично не буває.

Порівнюючи  $K_s$  з  $K_M$ , можна бачити, що коефіцієнт навантаження є величиною, зворотною коефіцієнту максимуму, тобто:  $K_H = 1/K_M$ .

Усі вище викладені формули для активної потужності можна переписати і для реактивного навантаження, але всі коефіцієнти позначаються, для індивідуальних ЕП буквою  $l$ , а для групових прописною  $L$ . Індокси зберігаються, як і для активної потужності. Наприклад:

$$L_M = \frac{Q_M}{Q_C}$$

Вище було наведено визначення максимуму середнього навантаження за ковзний інтервал часу. Величина і розміщення ковзного інтервалу  $\Theta$  на графіку повинні бути обрані так, щоб осереднене навантаження, що одержується при цьому, було максимальним. Таке навантаження приймається за вихідне при проектуванні й експлуатації мереж і називається розрахунковим.

Протікання струму по провідниках викликає їх нагрівання, тому розрахункове навантаження повинне вибиратися так, щоб перегрів провідника щодо температури навколишнього середовища не перевищив допустимого.

За розрахункове навантаження приймають незмінний струм  $I_p$ , що викликає перегрів провідника, дорівнює перегріву при фактичному, що змінюється в часі, навантаженні  $I(t)$ .

З'ясуємо, який інтервал осереднення повинен бути прийнятий при визначенні розрахункового навантаження. Звичайно вважають, що сталий тепловий стан тіла, що нагрівається (провідника) настає після закінчення трьох теплових постійних часу ( $3T_0$ ).

У дійсності до кінця цього періоду перегрів досягає лише 95% свого

сталого значення. Отже максимум  $P_m$  на рисунку можна розглядати як розрахункове навантаження лише тоді, коли інтервал його осереднення  $\Theta$  дорівнює  $3T_0$  або хоча б приблизно відповідає цьому. Тоді можна вважати  $I_p = I_m$ .

Провідники й кабелі найбільш розповсюджених середніх перерізів і звичайних конструкцій мають постійну часу близько 10 хв. Це дає підставу прийняти за розрахунковий максимум середнє навантаження тривалістю 30 хв. (так званий півгодинний максимум). Інші елементи заводських мереж, наприклад потужні струмопроводи або трансформатори, володіють, звичайно, більшою постійною часу нагрівання, і тому їх варто вибирати не за півгодинним максимумом, а за максимумом більшої тривалості. Однак для створення однакової методики розрахунків «Вказівки щодо визначення електричних навантажень промислових підприємств» рекомендують для всіх елементів електричних мереж визначати півгодинний максимум.

#### 17.4 Встановлена потужність електростанцій системи

Щоб забезпечити нормальну роботу енергосистеми, встановлена потужність електростанцій повинна перевищувати найбільше навантаження системи. Відношення

$$\frac{P_{\Sigma \text{вст.}}}{P_{\text{нмакс}}} = K_{\text{вст.}}$$

називається коефіцієнтом установленної потужності. Різниця  $P_{\text{нмакс}} - P_{\Sigma \text{вст.}}$  являє собою запас установленної потужності, необхідної для резервування агрегатів у випадку їхнього виходу з ладу, а також для забезпечення надійності роботи енергосистеми і якості електроенергії.

Резервна потужність ділиться на обертовий (гарячий) резерв і холодний резерв. Гарячий резерв розосереджений в агрегатах, навантаження яких нижче номінального; холодний резерв – це непрацюючі агрегати, які можуть бути швидко введені в роботу.

З урахуванням резервної потужності, а також вимог стійкості й надійності потужність одного агрегату не повинна перевищувати 2 % установленної потужності енергосистеми. По тим ж причинам потужність найбільш великої електростанції не повинна перевищувати 8–12 % установленної потужності енергосистеми. Практика експлуатації показує, що резервна потужність повинна бути не меншою 10–15 % від установленної.

#### Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 17

1. Самостійно відновити матеріал з опису графіків навантаження електричних мереж. Перерахувати основні величини графіків навантаження.
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Основне електричне обладнання станцій та підстанцій. Комутаційні апарати.

## **ЛЕКЦІЯ 18**

### **ТЕМА 18. ТИПИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І ЇХНІ ОСОБЛИВОСТІ**

Мета: ознайомити студентів з видами та особливостями електричних станцій

#### План лекції

1. Теплові конденсаційні електростанції;
2. Теплоелектроцентралі;
3. Газотурбінні установки;
4. Гідроелектростанції;
5. Гідроакумулюючі електричні станції;
6. Атомні електричні станції.

#### Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми й мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу;
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

Електрична станція (ЕС) – це енергоустановка, призначена для виробництва електричної енергії чи електричної енергії та тепла, що містить будівельну частину, обладнання для перетворення енергії та необхідне допоміжне обладнання. Електричні станції відрізняються одна від одної своїм призначенням, родом струму, що виробляється, видом використовуваного палива або енергії і типом первинних машин.

Залежно від виду використовуваного палива або енергії розрізняють теплові електростанції (ТЕС і ДРЕС), гідроелектричним (ГЕС), атомні (АЕС). За типом первинних машин електростанції ділять на станції з паровими, гідравлічними, газовими турбінами, атомними реакторами, двигунами внутрішнього згорання. Станції з паровими турбінами можуть бути конденсаційними (КЕС) і теплофікаційні (ТЕЦ).

У даний час використовуються такі типи електростанцій:

1. Теплові (ТЕС), які підрозділяються на конденсаційні (КЕС), теплофікаційні (теплоелектроцентралі – ТЕЦ), і газотурбінні – ГТУ;
2. Гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумулюючі (ГАЕС);
3. Атомні електростанції (АЕС);
4. Сонячні (СЕС) або геліоелектростанції;
5. Геотермальні електростанції (ГеоТЕС);
6. Дизельні електростанції (ДЕС);
7. Припливні електростанції (ПЕС);



8. Вітроелектростанції (ВЕС);
9. Парогазові установки (ПГУ);
10. Магнітогідродинамічні електростанції (МГДЕС).

Основна частина електроенергії виробляється на теплових, атомних і гідравлічних електростанціях. Класифікація електростанцій представлена на рис. 18.1.

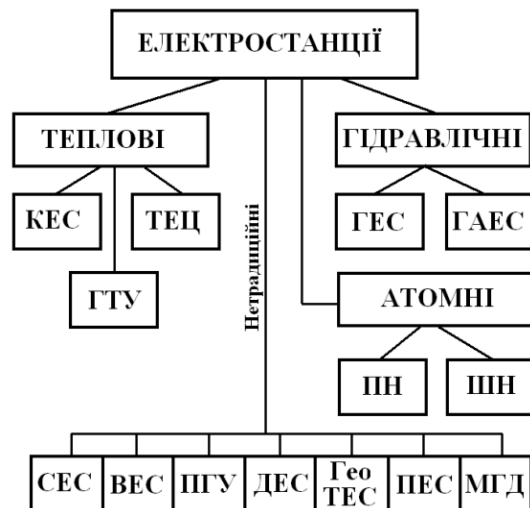


Рис. 18.1 - Класифікація електростанцій: КЕС – конденсаційні; ТЕЦ – теплоелектроцентралі; ГТУ – газотурбінні; ГЕС – гідроелектростанції; ГАЕС – гідроакумулюючі; ПН – атомні на повільних нейтронах; ШН – атомні на швидких нейтронах; СЕС – сонячні; ВЕС – вітрові; ПГУ – парогазові; ДЕС – дизельні; Гео ТЕС – геотермальні; ПЕС – припливні; МГД – магнітогідродинамічні

### 18.1 Теплові конденсаційні електростанції

Конденсаційні електростанції (КЕС) будують по можливості ближче до місць видобутку палива, і в місцях зручних для водопостачання. Їх виконують із ряду блокових агрегатів (котел – турбогенератор – підвищувальний трансформатор) потужністю від 200 до 1 200 МВт. Параметри пари для блоків 200 МВт такі: тиск 13 МПа, температура – 565<sup>0</sup>С; для блоків 1 200 МВт відповідно 24 МПа й 540<sup>0</sup>С. Проектна потужність КЕС становить 2 400 – 3 800 МВт. Поряд із блоковими ЕС функціонують ЕС неблокового типу з параметрами пари 9 МПа, 500<sup>0</sup>С й одиничною потужністю 25 – 100 МВт.

Основні процеси теплового циклу відбуваються в таких елементах (рис. 18.2): парогенераторах – підведення тепла, перетворення води в пару; турбінах – розширення пари; конденсаторах – охолодження. За допомогою насосів високого тиску виконується стискання і нагнітання конденсату в парогенератор.

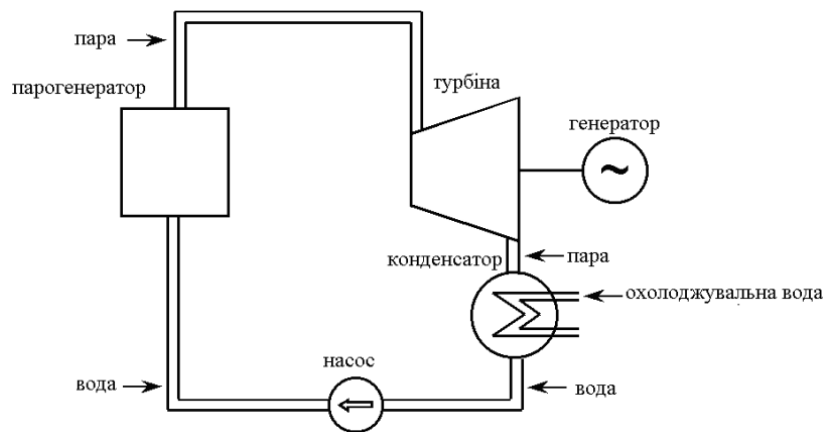


Рис. 18.2 – Структурна схема конденсаційні електростанції

Пару для турбіни одержують у парогенераторі. Сучасний парогенератор є складною технічною спорудою висотою приблизно з п'ятиповерховий будинок. У топці спалюється нафта, газ або подрібнене у пил вугілля. Сюди ж подається підігріте повітря. Вода, що подається в парогенератор, проходить спеціальну підготовку: очищення, пом'якшення. Вміст домішок в такій воді менший ніж у питній. Отримана у парогенераторах пара перегрівається й подається по паропроводах у турбіни. Для найбільш економічної роботи турбіни необхідна частота обертання ротора 20 000 – 30 000 об./хв., але при цьому виникають величезні сили, що діють на обертіві частини. Для зменшення зусиль швидкість обертання знижують шляхом використання багатоступінчастих турбін до величини 3 000 об./хв.

Пара, яка виходить з турбіни направляється для охолодження й конденсації в конденсатори, які становлять собою циліндричний корпус, усередині якого є велика кількість латунних трубок. По трубках протікає охолоджувальна вода, звичайно при  $t = 10 - 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , а вихідна вода має  $t = 20 - 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ . Пара обтікає трубки зверху вниз, конденсується й знизу видаляється. Тиск у конденсаторі знаходиться в межах 3 – 4 кПа, що досягається за рахунок охолодження пари. Витрата охолодної води становить приблизно 50 – 100 кг на 1 кг пари. Якщо вода для охолодження пари забирається з ріки й скидається знову в ріку, то таку систему називають прямотною. Якщо води в ріці не вистачає, споруджують ста вок. З однієї сторони ставка вода подається в конденсатор, а з іншого боку – скидається нагріта.

У замкнутих циклах водопостачання для охолодження води споруджують градирні. У них вода витікає струмками з отворів лотків, розприскується й, стікаючи вниз, охолоджується.

Витрата палива на 1 кВт×год. для блокових станцій становить 315–335 грам, для неблокових від 400 до 600 грам. Коефіцієнт корисної дії КЕС становить 30–40 %. Найбільше втрачається тепла в конденсаторі; з охолоджуючою водою

видаляється близько 55–60 % тепла. Особливістю роботи КЕС є те, що вони розраховані на базисний режим роботи з обмеженими можливостями регулювання, мають недостатні можливості маневру: підготовка до пуску, розворот, синхронізація вимагають 3 – 6 годин. У той же час робота блоків в Україні характеризується частими пусками й зупинками. Кількість пусків окремих блоків на ТЕС за рік досягає 300.

Найбільшими ТЕС в Україні є: Запорізька – 3 600 МВт ( $3 \times 800 + 4 \times 300$ ); Вуглегірська – 3 600 МВт ( $3 \times 800 + 4 \times 100$ ); Криворізька – 2 820 МВт ( $10 \times 282$ ); Бурштинська – 2 300 МВт ( $8 \times 195 + 4 \times 185$ ); Зміївська – 2 150 МВт ( $4 \times 275 + 6 \times 175$ ).

## 18.2 Теплоелектроцентралі

Виробництво електричної енергії на КЕС пов'язане з великими втратами тепла. У той же час багатьом галузям промисловості необхідне тепло для технологічних цілей. Тепло також необхідно для опалення будинків. У цих умовах доцільно використати енергію відпрацьованої пари для теплофікації. ЕС, які виконують функції виробництва електроенергії й теплофікації називаються ТЕЦ. Звичайно ТЕЦ будують поблизу від споживачів тепла, паливо при цьому використовується привізне. Радіус дії ТЕЦ по технологічній парі становить 1–2 км, а по гарячій воді 5–8 км.

На ТЕЦ використовуються спеціальні турбіни із проміжним відбором пари. Частина пари, що залишилася, йде на конденсатор. Технологічна схема ТЕЦ показана на (рис. 18.3).

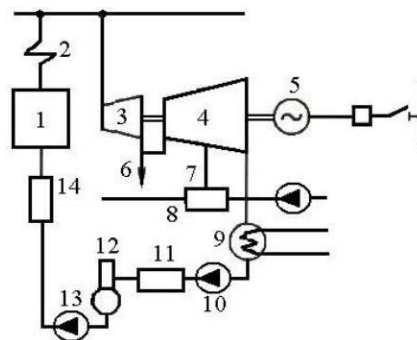


Рис. 18.3 – Технологічна схема ТЕЦ: 1 – парогенератор; 2 – пароперегрівач; 3 – ступінь високого тиску турбіни; 4 – ступінь низького тиску; 5 – генератор; 6 – відбір пари на виробництво; 7 – відбір пари на опалення; 8 – бойлер; 9 – конденсатор; 10 – конденсаторний насос; 11 – підігрівач низького тиску; 12 – деаератор; 13 – насос живлення парогенератора; 14 – підігрівач високого тиску

Питома витрата палива на ТЕЦ залежить від режиму її роботи. Найбільш економічно ТЕЦ працюють при навантаженні, що відповідає тепловому споживанню й мінімальному пропуску пари на ступені низького тиску турбіни й у конденсатор. При роботі ТЕЦ за електричним графіком

економічність знижується. Питома витрата палива, при роботі за тепловим графіком, дорівнює 146–228 г/ кВт × год., а при конденсаційному – 278–406 г/ кВт × год. ККД ТЕЦ дорівнює 60–70 %. Станції з агрегатами до 60 МВт включно виконуються в теплотехнічній частині з поперечними зв'язками по парі й воді, в електричній – зі збірними шинами 6–10 кВ і видачею значної потужності в місцеву розподільну мережу. Станції з агрегатами 100–200 МВт виконують блокового типу з видачею потужності в мережу підвищеної напруги. При тепловому навантаженні меншому 200–300 МВт спорудження ТЕЦ неекономічне. Як ТЕЦ, так і КЕС сильно впливають на навколишнє середовище, забруднюючи його відходами й змінюючи тепловий режим. Найбільшими ТЕЦ в Україні є:

Київська ТЕЦ – 5–700 МВт (2×250 + 2×100);

Київська ТЕЦ – 6–500 МВт (2×250);

Харківська ТЕЦ – 5 470 МВт (1×250+2×110).

### 18.3 Газотурбінні установки

ГТУ мають високі маневрені якості (час пуску з холодного стану 30 – 40 хв.). Як робоче тіло в таких установках використовується суміш продуктів згоряння палива з повітрям або нагріте повітря при великому тиску й високій температурі. За конструктивним виконанням й принципом перетворення енергії газові турбіни не відрізняються від парових, але газові турбіни більш компактні.

Газові турбіни в основному працюють на рідкому й газоподібному паливі. У камеру згоряння подається паливо й повітря. Гази, що виходять з камери згоряння, з високою температурою й під тиском направляються на лопатки турбіни. Турбіна обертає генератор і компресор. Компресор необхідний для подачі під тиском повітря в камеру згоряння. Стиснене повітря підігрівається в регенераторі відпрацьованими газами. Технологічна схема ГТУ наведена на (рис. 18.4).

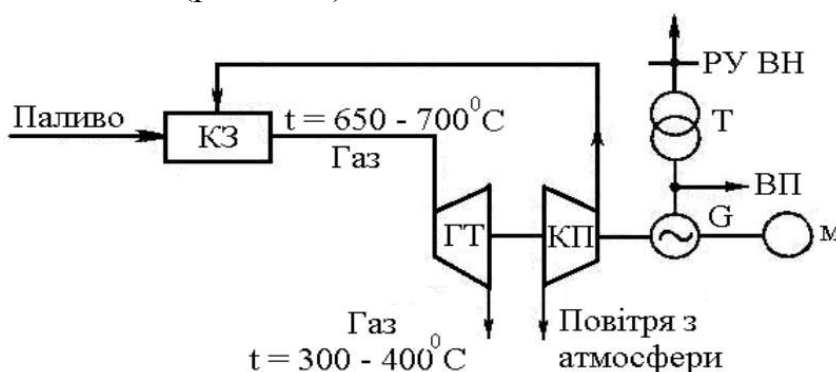


Рис. 18.4 – Технологічна схема електростанції з газовими турбінами: КЗ – камера згорання; КП – компресор; ГТ – газова турбіна; G – генератор; Т – трансформатор; М – пусковий двигун; ВП – власні потреби.

Питома витрата палива в ГТУ відносно висока (450 – 550 г/кВт×год.). В основному ГТУ призначені для роботи в піковій частині графіка навантаження і як резерв. Перспективними є ГТУ з підземними повітряними акумуляторами. Поділ процесів стиску повітря за допомогою компресорів і його використання в газовій турбіні дозволяє при тій самій витраті палива збільшити потужність турбіни в 3 рази.

## 18.4 Гідроелектростанції

В основі роботи ГЕС лежить перетворення енергії води в електричну. Потужність ГЕС залежить від величини напору й витрати води (рис. 18.5).

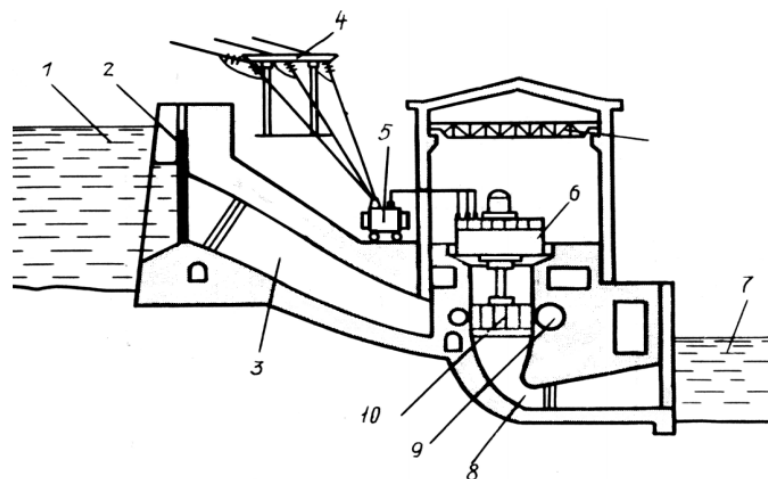


Рис. 18.5 – Будова ГЕС : 1 – водойма; 2 – жалюзі греблі; 3 – напірний трубопровід; 4 – лінія електропередачі; 5 – підвищувальний трансформатор; 6 – генератор; 7 – нижня водойма; 8 – нижній трубопровід; 9 – спіральна камера; 10 – турбіна.

Напір може створюватися за допомогою греблі (на рівнинних місцевостях) і за допомогою дериваційних (обвідних) каналів. Потенційні ресурси великих рік в Україні становлять близько 4 700 МВт, а ресурси малих рік – приблизно 2 400 МВт. При оцінці потенційних запасів малих і середніх рік України виявлена можливість будівництва більше 2 300 малих і середніх ГЕС, які можуть за середньо-водний рік виробити близько 4 млрд кВт×год електроенергії. Більше 75 % цих запасів приходить на Карпатські ріки.

Робота ГЕС характеризується частими пусками й зупинками агрегатів. Гідротурбіни за своєю природою пристосовані до такого режиму.

Гідрогенератори також можуть працювати в цьому режимі. Осьова довжина гідравлічної турбіни (ГТ) відносно мала й температурні деформації менші. Процес пуску ГТ і набору потужності повністю автоматизований і триває до декількох хвилин. Питома вартість ГЕС висока, але собівартість електроенергії нижча, тому що до складу експлуатаційних витрат не входить вартість палива.

В Україні працює сім великих ГЕС:

Київська – 361,2 МВт ( $16 \times 18,5 + 4 \times 16,3$ );

Канівська – 444 МВт ( $24 \times 18,5$ );

Кременчуцька – 625 МВт ( $12 \times 52$ );

Дніпродзержинська – 352 МВт ( $8 \times 44$ );

Дніпровська – 1538,2 МВт ( $6 \times 113,1 + 2 \times 104,5 + 9 \times 72 + 1 \times 2,6$ );

Каховська – 351 ( $6 \times 58,5$ );

Дністровська – 702 ( $6 \times 117$ ).

### **18.5 Гідроакумулюючі електричні станції**

Графік навантаження споживачів має провали й максимуми, як протягом доби, так і протягом місяця, кварталу або року. Це означає, що в одні години необхідна більша сумарна потужність генераторів, а в інші – частина генераторів або навіть електростанцій повинна бути відключена. Кількість електростанцій й їхня сумарна потужність визначається тривалим максимумом навантаження. Це приводить до неповного використання устаткування й подорожчання електроустаткування. У міру розвитку суспільства, поліпшення добробуту нерівномірність споживання електроенергії збільшується, причому змінити кардинально це положення не можна, тому що воно залежить від усталеного режиму життя людей і ряду причин, які не залежать від людей (наприклад, освітлення включається тільки ввечері). У той же час більшість електроенергії виробляється на теплових й атомних електростанціях, для яких бажаний рівномірний графік навантаження. Звичайні парові котли й турбіни на цих станціях допускають зміну навантаження лише на 10–15 %. Дефіцит маневрених потужностей («піки» навантаження) покривається ГЕС, однак вони не завжди можуть мати достатній запас води. Проблему покриття «піків» вирішують гідроакумулюючі станції, які під час спаду навантаження накопичують воду й споживають електроенергію із системи, а під час «піків» – витрачають запас води й генерують електроенергію.

ГАЕС має верхній басейн, у якому відбувається накопичення води й агрегати для закачування води в басейн і виробництва електроенергії. Застосовується чотири- три- і двомашинне компонування агрегатів станцій.

Технологічна схема ГАЕС наведена на (рис. 18.6).

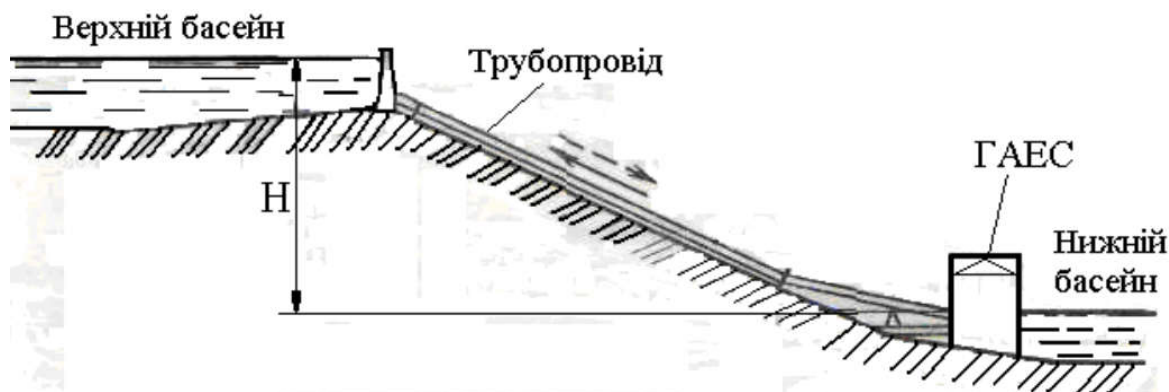


Рис. 18.6 – Технологічна схема ГАЕС

При чотиримашинному компонуванні для виробництва електроенергії використовуються турбіни  $T$  і генератори  $\Gamma$ , а для перекачування води – електричні двигуни  $D$  і насоси  $H$  (рис. 18.7).

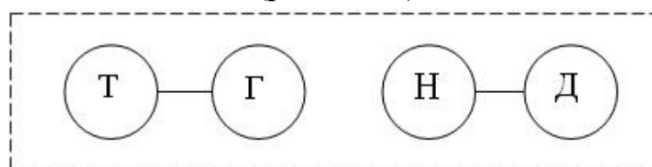


Рис. 18.7.

У силу незалежності роботи генератора й насоса така компоувальна схема може бути економічно більш вигідною. Наприклад, у Швейцарії на ГАЕС Гримзель генератори розташовані на одній річці, а насоси – на іншій, що протікає вище. При цьому на перекачування води у верхній басейн витрачається значно менше енергії, ніж отримується при спрацьовуванні води в турбінах.

Скорочення числа машин істотно знижує вартість ГАЕС. Об'єднання функцій генератора й двигуна в одній машині привело до тримашинного компонування станцій (рис. 18.8).

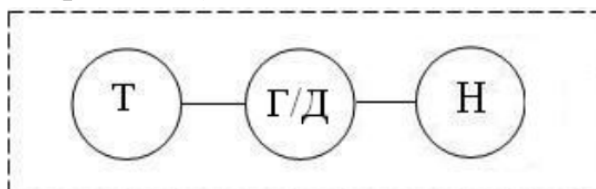


Рис. 18.8.

Ефективність ГАЕС значно зросла після появи оборотних гідротурбін, що виконують функції і турбін і насосів. Таким чином, кількість машин зведена до двох (рис. 18.9).

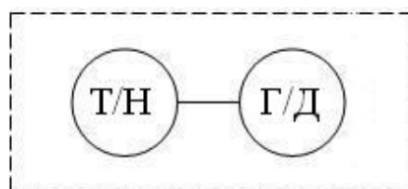


Рис. 18.9.

Однак станції двомашинного компонування мають більше низький ККД. Крім того, при такому компонуванні виникає ряд технологічних складностей, наприклад пов'язаних з охолодженням, тому що вентилятори можуть працювати тільки при одному напрямку обертання. ККД ГАЕС становить 70–75 %. Для ГАЕС характерна також відносно невисока вартість будівельних робіт. Для порівняння: на 1 кВт установленної потужності на великих річкових ГЕС потрібно 10м<sup>3</sup> бетону, а на великих ГАЕС декілька десятків м<sup>3</sup>. Діючими в Україні є Дністровська, Канівська, Київська і Ташлицька ГАЕС.

## 18.6 Атомні електричні станції

На АЕС енергія, одержується в результаті поділу ядер урану і перетворюється в теплову енергію пари, а потім в електричну. АЕС відрізняється від звичайних ГЕС тільки видом палива (замість спалювання органічного палива використовується тепло розпаду ядер). Основний елемент атомної станції – ядерний реактор – складається з активної зони, відбивача, системи охолодження, системи керування, регулювання й контролю, корпусу й біологічного захисту.

У робочі канали активної зони поміщується ядерне паливо у вигляді уранових або плутонієвих стрижнів, покритих герметичною металевою оболонкою. У цих стрижнях і відбувається ядерна реакція. Стрижні з ядерним паливом називаються тепловиділяючими елементами (твелями). Кількість твелів в активній зоні досягає декількох тисяч.

В активну зону поміщають також сповільнювач нейтронів, через неї проходить теплоносій, що служить для відводу тепла. Як теплоносій використовується звичайна або важка вода, водяна пара, рідкі метали, інертні гази (вуглекислий, гелій). Теплоносій обминає в робочих каналах поверхні твелів і переносить тепло. Активна зона оточена відбивачем, що повертає в неї нейтрони, які вилітають. Керування реактором виконується за допомогою спеціальних стрижнів, що поглинають нейтрони. Стрижні змінюють потік нейтронів й інтенсивність реакції.



Тепло, що виділяється в реакторі, може передаватися робочому тілу теплового двигуна за одно-, дво- і триконтурною схемами (рис. 18.10).

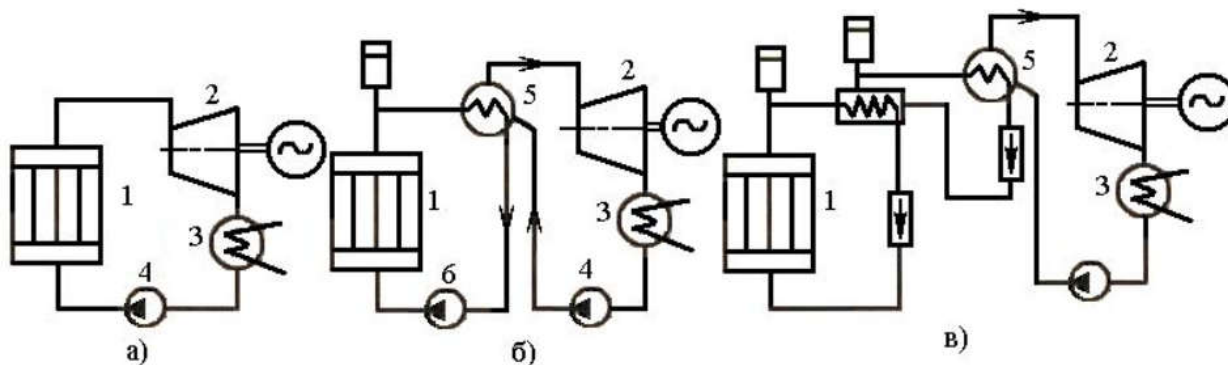


Рис. 18.10 – Технологічні схеми АЕС: а) – одноконтурна; б) – двоконтурна; в) – три контурна; 1 – реактор; 2 – турбогенератор; 3 – конденсатор; 4 – живильний насос; 5 – парогенератор; 6 – циркуляційний насос.

Кожен контур являє собою замкнуту систему. Багатоконтурна схема забезпечує радіаційний захист і створює зручності для обслуговування устаткування. Вибір числа контурів визначається типом реактора й властивостями теплоносія.

Перший контур АЕС радіоактивний і повністю перебуває в біологічному захисті. У другому контурі робоче тіло – вода й пара – не стикається з радіоактивним носієм першого контуру.

Ланцюгова реакція розподілу ядер може бути отримана за допомогою ізоотопу  $U^{235}$ . У природі зустрічається два ізоотопи  $U^{235}$  й  $U^{238}$ , але в необхідних кількостях 0,7 й 99,3 % відповідно. Ядро  $U^{235}$  дуже нестійке й ділиться при влученні в нього нейтронів будь-якої енергії. Ядро  $U^{238}$  стійке й ділиться тільки при влученні нейтронів більших енергій (швидких). Виділення нейтронів при діленні  $U^{238}$  невелике й викликати ланцюгову реакцію цього ізоотопу урану неможливо.

Імовірність захвату нейтронів ядрами в значній мірі залежить від швидкості нейтронів. Безпосередньо в момент ділення ядер швидкість нейтронів приблизно 20 000 км/с, при цьому переріз захвату нейтронів в  $U^{235}$  малий. Тому нейтрони необхідно сповільнити, пропустивши їх через речовину яка не поглинає нейтрони – воду, важку воду, графіт, берилій.

При швидкості нейтронів рівній 30 км/с настає резонансний захват нейтронів ядрами  $U^{238}$ , які утворюють  $Pu^{239}$ , подібний за своїми ядерними властивостями з  $U^{235}$ . Подальше зменшення швидкості нейтронів викликає зменшення перерізу захвату в  $U^{238}$  і збільшення його в  $U^{235}$ . Нейтрони, що

мають швидкості близько 2 км/с називаються тепловими. Теплові нейтрони можуть викликати ланцюгову реакцію в незбагаченому природному урані.

При розпаді 1г урану може бути отримано 23,2 МВт×год. енергії, у той час як при спалюванні 1г вугілля всього лише 7–8 Вт×год. При захваті нейтронів ядрами  $U^{238}$  й  $Th^{232}$  утвориться  $Pu^{239}$  й  $U^{233}$ , які здатні створювати ланцюгові реакції розподілу й, отже, можуть бути розглянуті як ядерне паливо. Таке паливо одержують у спеціальних розмножувальних реакторах. Розмножувальні реактори – виконуються з використанням швидких нейтронів. Як теплоносій у таких реакторах використовується рідкий натрій або гелій. Вода не використовується, тому що вона сповільнює рух нейтронів.

Реактори, що працюють на повільних нейтронах не дозволяють найбільш ефективно використати ядерне паливо. Реактори на швидких нейтронах мають можливість відтворення ядерного палива з часом подвоєння ядерного пального менше 10 років, але цей час великий. Потрібно 8 – 10 років, для того щоб реактор на швидких нейтронах зміг виробити плутоній, необхідний для побудови такого реактора.

Бурхливий розвиток атомної енергетики зумовлений рядом переваг у порівнянні з іншими способами одержання енергії. Основними з них є:

1. АЕС майже не залежать від місця розташування джерел сировини, внаслідок компактності ядерного палива і його легкого транспортування, але джерело водопостачання потрібне, як і для ТЕС;

2. Сприятливі перспективи має спорудження потужних енергетичних блоків, тому що з одного реактора можна одержати електричну потужність порядку 2 ГВт;

3. Достатня екологічна чистота. В Україні діючими АЕС є:

Запорізька – 6 000 МВт ( $6 \times 1\,000$ );

Південноукраїнська – 3 000 МВт ( $3 \times 1\,000$ );

Рівненська – 1 818 МВт ( $1 \times 1\,000 + 1 \times 416 + 1 \times 402$ );

Хмельницька – 2 000 МВт ( $2 \times 1\,000$ ).

Перспективним напрямком в одержанні енергії є використання реакції термоядерного синтезу легких елементів. Якщо вдасться вирішити питання керованої термоядерної реакції, то проблема палива на Землі буде вирішена на багато поколінь. Як потенційне паливо розглядаються ізотопи водню – дейтерій і тритій з атомною вагою 2 й 3 відповідно. Ці ізотопи можуть бути отримані з води. При злитті дейтерію й тритію виходять більш важкі ядра гелію й виділяється значна кількість енергії. При спалюванні 1 кг ізотопів можливо отримати енергії в 10 млн раз більше, ніж при спалюванні 1 кг вугілля.

### **Завдання на самостійне опрацювання та підготовку до теми 18**

1. Самостійно відновити матеріал з класифікації електростанцій та їхніх особливостей.
2. Самостійно опрацювати додатковий матеріал на тему: Парогазові установки та магнітогідродинамічні електростанції.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Повітряні лінії електропередачі : лекції з дисципліни «Кабельні та повітряні лінії електропередачі » для студентів 4 курсу денної та 5 курсу заочної форм навчання спеціальності 6.090603 – «Електротехнічні системи електроспоживання» / уклад. Є. Д. Дьяков. Харків : ХНАМГ, 2008. 67 с.
2. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж : навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” / уклад. В. В. Кирик. Київ : НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.
3. Електропостачання промислових підприємств. Частина 1 : конспект лекцій для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка / уклад. : Є. Д. Хмельницький, О. О. Крупник. Дніпродзержинськ : ДДТУ, 2015. 125 с.
4. Електричні машини : навчальний посібник / Г. Г. Півняк, Ф. П. Шкрабець, В. П. Довгань. Дніпропетровськ : Видавництво Національного гірничого університету, 2003. 331 с.
5. Електрична частина станцій та підстанцій. Частина 1. : конспект лекцій для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / уклад. : В. М. Гаряжа, А. О. Карюк ; Харків. націонал. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
6. Електропостачання та електрозбереження : конспект лекцій для студентів 4 курсу денної та заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання / уклад. : Д. М. Калюжний, А. О. Карюк, І. Є. Щербак ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. 124 с.
7. Електропостачання промислових підприємств. Частина 2 : конспект лекцій для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка / уклад. : Є. Д. Хмельницький, О. О. Крупник. Дніпродзержинськ : ДДТУ, 2016. 126 с.
8. СОУ-Н БЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методика. Чинний від 2012-01-01. Вид. офіц. 2012.

Навчальне видання

## **ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

конспект лекцій

Укладачі:

**Циганов** Олександр Миколайович

**Мардзявко** Віталій Анатолійович

**Руденко** Андрій Юрійович

Формат 60x84 1/16. Ум. друк. арк. 3,3.

Тираж 20 прим. Зам. № \_\_\_\_\_

Надруковано у видавничому відділі  
Миколаївського національного університету  
54020, м. Миколаїв, вул. Георгія Гонгадзе, 9

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4490 від 20.02.2013 р.